

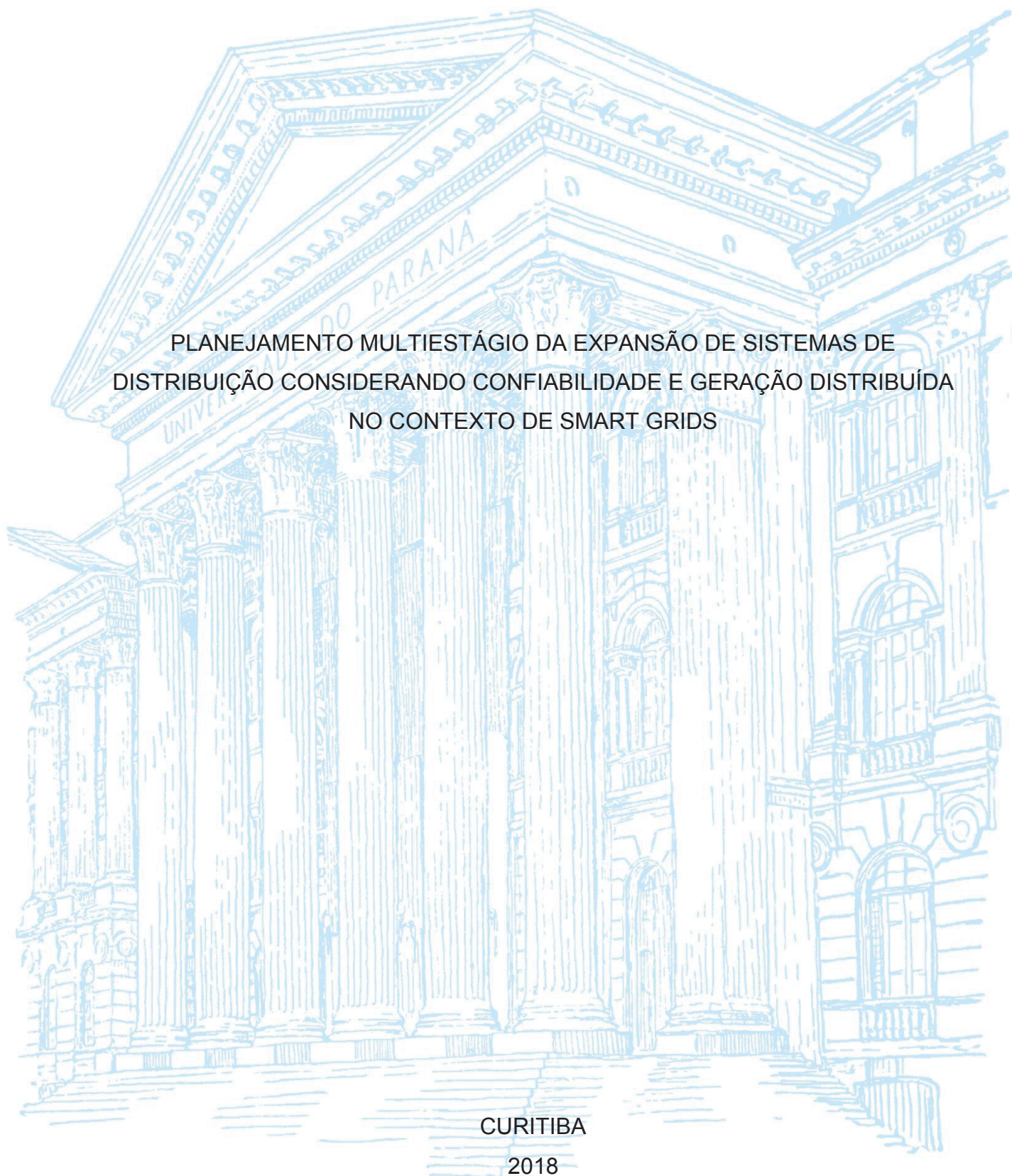
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

RAFAEL SILVA PINTO

PLANEJAMENTO MULTISTÁGIO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO CONFIABILIDADE E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
NO CONTEXTO DE SMART GRIDS

CURITIBA

2018



RAFAEL SILVA PINTO

PLANEJAMENTO MULTISTÁGIO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO CONFIABILIDADE E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
NO CONTEXTO DE SMART GRIDS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Potência, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay Vila
Coorientadora: Profa. Dra. Thelma Solange Piazza
Fernandes

CURITIBA

2018

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELO SISTEMA DE BIBLIOTECAS/UFPR
BIBLIOTECA DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA

P659p Pinto, Rafael Silva
Planejamento multiestágio da expansão de sistemas de distribuição considerando confiabilidade e geração distribuída no contexto das redes inteligentes / Rafael Silva Pinto. – Curitiba, 2018.
118 p. : il. color.

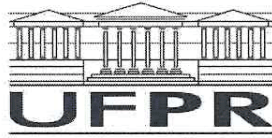
Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2018.

Orientador: Clodomiro Unsuhay Vila.
Coorientadora: Thelma Solange Piazza Fernandes.

1. Geração distribuída. 2. Planejamento multiestágio de sistemas de distribuição. 3. Smart grids. 4. Self-healing. I. Universidade Federal do Paraná. II. Vila, Clodomiro Unsuhay. III. Fernandes, Thelma Solange Piazza. IV. Título.

CDD: 621.317

Bibliotecária: Romilda Santos - CRB-9/1214



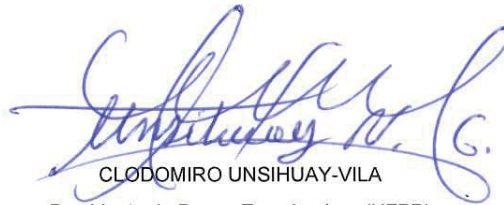
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA
ELÉTRICA

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **RAFAEL SILVA PINTO** intitulada: **PLANEJAMENTO MULTIESTÁGIO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO CONFIABILIDADE E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO CONTEXTO DE SMART GRIDS**, após terem inquirido o aluno e realizado a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.


Curitiba, 01 de Junho de 2018.



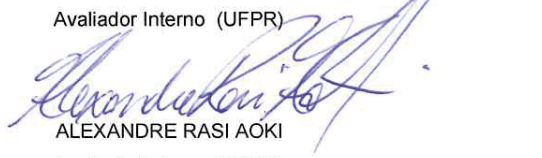
CLODOMIRO UNSIHUAY-VILA
Presidente da Banca Examinadora (UFPR)



WARLEY DE SOUSA SALES
Avaliador Externo (UFSJ)



ODILON LUIS TORTELLI
Avaliador Interno (UFPR)



ALEXANDRE RASI AOKI
Avaliador Interno (UFPR)

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus que sempre esteve comigo nos momentos difíceis, não deixando que eu desistisse ou buscasse atalhos que reduzissem a qualidade do trabalho.

Agradeço também minha esposa Élide e enteadas Ana Clara e Rafaela pela compreensão e apoio ao longo desses anos. Não seria possível chegar até aqui sem os momentos de lazer e descontração proporcionados.

Aos meus pais, Agostinho e Maria Beatriz, que sempre me incentivaram a buscar desafios e me ajudaram a construir a oportunidade de vencer mais essa etapa e minha vida.

Aos meus orientadores Clodomiro e Thelma pela orientação, direcionamento e compreensão. Além da capacitação técnica, agradeço pelas dicas, revisões e críticas realizadas.

Aos meus gestores na empresa em que trabalho, em especial Vivian e Rubio, pelo apoio nessa jornada.

E aos professores da UFPR que tornaram possível o cumprimento desse trabalho.

RESUMO

O sistema de distribuição de energia elétrica está sofrendo mudanças significativas na sua infraestrutura e conseqüentemente na sua operação e planejamento. Neste contexto, um dos temas mais abordados recentemente é o das redes inteligentes. O conceito de redes inteligentes reside em proporcionar habilidades ao sistema para torná-lo mais sustentável, seguro, confiável, eficiente e econômico. Dentro desse amplo contexto destacam-se a geração distribuída e capacidade de *self-healing* da rede. A inserção desses novos componentes no sistema elétrico impacta tanto em seu custo de operação, quanto em seus índices de confiabilidade. Então, é desejável que a geração distribuída, capacidade de *self-healing* da rede e a análise de confiabilidade estejam presentes no planejamento da expansão do sistema de distribuição de energia elétrica, mesmo que esses fatores aumentem sua complexidade. Sendo assim, este trabalho propõe o desenvolvimento de uma metodologia computacional para o planejamento da expansão multiestágio e multiobjetivo do sistema de distribuição de energia elétrica considerando critérios de confiabilidade, geração distribuída, assim como instalação de linhas, alocação de chaves e de capacitores, em cenários que a rede elétrica está operando no contexto das redes inteligentes. O objetivo é encontrar uma solução que reduza o custo total (investimento, operação e relacionado à confiabilidade) e o tempo médio de interrupção de energia elétrica. Para tanto, neste trabalho, o planejamento da expansão proposto é formulado como um problema de otimização não-linear inteiro misto, solucionado através da combinação de metaheurísticas (NSGA-II), técnicas de simulação de processos estocásticos (Simulação de Monte Carlo) e fluxo de potência ótimo com corte de carga (método dos pontos interiores). Sendo o NSGA-II responsável por alocar os componentes do plano de expansão, gerando indivíduos, enquanto a Simulação de Monte Carlo, em conjunto ao fluxo de potência ótimo, são responsáveis por calcular a confiabilidade e as funções objetivos de cada indivíduo. A metodologia proposta foi testada em uma versão modificada do sistema teste IEEE-RBTS BUS 2 e em um sistema teste de 90 barras. Os resultados obtidos apresentaram uma redução de mais de 20% no custo da operação do sistema e uma redução de mais de 70% no tempo médio de interrupção, para os dois sistemas testes. Também foram testados cenários desconsiderando ora geração distribuída, ora *self-healing* e ora a análise de confiabilidade, ficando evidente o quanto a inserção dessas variáveis no planejamento impacta o resultado, chegando a aumentar em 50% o valor da função *fitness* nos testes realizados. Ademais, foi realizada uma análise dos resultados no planejamento da expansão utilizando os métodos *Minimal Cut Set* e *Minimal Cut Set with Load Shedding*, além da Simulação de Monte Carlo, para se estimar os índices de confiabilidade. Sendo que a Simulação de Monte Carlo se apresentou a mais indicada para o sistema de 90 barras, porém, para sistemas menores as outras técnicas podem ser mais vantajosas. Por fim, foi realizada uma análise de repetidos testes com a metodologia proposta, apresentando uma variação pequena entre os resultados, 18 resultados iguais em 30 testes realizados e desvio padrão de 1% no valor da função *fitness* de todos os testes, demonstrando a robustez do método proposto. Ficou evidente que os temas abordados não podem mais estar fora do planejamento da expansão do sistema de distribuição.

Palavras-chave: Geração distribuída. Planejamento multiestágio de sistemas de distribuição. Confiabilidade. Smart grids. Self-healing.

ABSTRACT

The electrical power distribution system has been changing significantly in its infrastructure and in its way of operating and planning. In this context, one of the most discussed topics is the Smart Grids. Smart Grids lies in providing the system skills to make it smarter, safer, more reliable, more efficient and economical. Among the many topics related to Smart Grids, the distributed generation and *self-healing* are the most discussed topics. The insertion of these new components into the electrical system impacts both its operating cost and its reliability indexes. Therefore, distributed generation, self-healing and reliability analysis should be present in the distribution expansion planning, even if these subjects increase its complexity. Thus, this work proposes a computational methodology to solve the multi-period and multi-objective distribution expansion planning considering reliability indexes, distributed generation, as well as branches, switches and capacitor placement, where the power grid is operating in the smart grids context. The objective is find a solution which decreases the total cost (investment, operation and reliability) and the average time of electrical energy interruption. So, in this work, the proposed expansion planning is formulated as a mixed integer nonlinear optimization problem, solved through the combination of metaheuristics (NSGA-II), stochastic simulation techniques (Monte Carlo simulation) and optimum power flow with load shedding. The NSGA-II is responsible for placing the components of the expansion planning, generating new individuals, while the Monte Carlo Simulation, along with the optimum power flow, is responsible for calculating the reliability indexes and the objective functions of each individual. The proposed method was applied in a modified version of the IEEE-RBTS BUS 2 test system and a 90-BUS test system. The obtained results showed a reduction of more than 20% in the operating cost and more than 70% in the average interruption time, for both test system. In addition, it was performed scenarios not including distributed generation, self-healing and the reliability analysis, individually. It was evident the impact in the results by including a new variable in the expansion planning, increasing up to 50% in the value of the fitness function for the performed tests. Furthermore, it was performed an analysis using other methods to estimate the reliability indexes, the Minimal Cut Set and Minimal Cut Set with Load Shedding methods. Showing that the Monte Carlo Simulation is recommended for the 90-bus test system, however, for smaller systems, such as IEEE-RBTS BUS 2, other techniques may be more useful. Finally, an analysis of repeated tests was performed with the proposed methodology, presenting a small variation between the results, 18 equal results in 30 tests performed within 1% of standard deviation in the value of the fitness function of all tests, showing the robustness of the proposed method. It became evident that the covered topics can no longer be outside the distribution expansion planning.

Keywords: Distributed generation. Multi-period distribution expansion planning. Reliability. Smart grids. Self-healing.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 – CLASSIFICAÇÃO DOS ESTUDOS DE SISTEMAS ELÉTRICOS	24
FIGURA 2 – SISTEMA COM DOIS ELEMENTOS CONECTADOS EM SÉRIE	33
FIGURA 3 – SISTEMA COM DOIS ELEMENTOS EM PARALELO	34
FIGURA 4 – SISTEMA PARA EXEMPLO DE COMPONENTES <i>SELF-HEALING</i> ...	39
FIGURA 5 – SISTEMA IEEE-RBTS.....	54
FIGURA 6 – SISTEMA IEEE-RBTS BUS 2 ORIGINAL	55
FIGURA 7 – ST1: IEEE-RBTS BUS 2 MODIFICADO.....	56
FIGURA 8 – ST2: SISTEMA TESTE DE 90 BARRAS.....	60
FIGURA 9 – DISTRIBUIÇÃO NA FRONTEIRA DE PARETO	67
FIGURA 10 – CODIFICAÇÃO DOS CAPACITORES.....	71
FIGURA 11 – CODIFICAÇÃO DAS GDS	71
FIGURA 12 – CODIFICAÇÃO DAS LINHAS	71
FIGURA 13 – CODIFICAÇÃO DAS CHAVES	71
FIGURA 14 – EXEMPLO DE CODIFICAÇÃO DE UM INDIVÍDUO	72
FIGURA 15 – SISTEMA PARA EXEMPLO DE LINHAS CANDIDATAS	73
FIGURA 16 – CLASSIFICAÇÃO DA POPULAÇÃO EM FRONTEIRAS	76
FIGURA 17 – DISTÂNCIA DE AGRUPAMENTOS.....	76
FIGURA 18 – EXEMPLO DO PROCESSO DE MUTAÇÃO	77
FIGURA 19 – EXEMPLO DO PROCESSO DE CRUZAMENTO	78
FIGURA 20 – FLUXOGRAMA SIMPLIFICADO DA METODOLOGIA PROPOSTA .	79
FIGURA 21 – FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA PROPOSTA.....	80
FIGURA 22 – TOPOLOGIA RESULTANTE DA EXPANSÃO PARA ST1.....	84
FIGURA 23 – FRONTEIRA DE PARETO DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO ST1	87
FIGURA 24 – TOPOLOGIA AO FIM DO PERÍODO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO PARA ST2 (SEM GD).....	89
FIGURA 25 – TOPOLOGIA AO FIM DO PERÍODO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO PARA ST2 (SEM <i>SELF-HEALING</i>)	92
FIGURA 26 – TOPOLOGIA AO FIM DO PERÍODO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO PARA ST2 (SEM ÍNDICES DE CONFIABILIDADE).....	95
FIGURA 27 – TOPOLOGIA RESULTANTE AO FIM DO PERÍODO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO PARA ST2	98

FIGURA 28 – PERFIL DE TENSÃO ANTES E DEPOIS DO PLANO DE EXPANSÃO PARA ST2.....	101
FIGURA 29 – COMPARAÇÃO ENTRE RESULTADOS OBTIDOS – ST2	102
FIGURA 30 – COMPARAÇÃO ENTRE FRONTEIRAS DE PARETO EM VARIAÇÕES DE ST2.....	103
FIGURA 31 – FLUXOGRAMA METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE MÉTODO DE CÁLCULO DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE	105

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – RESUMO DE LISTA DE TÉCNICAS USADAS EM PROBLEMAS DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO EM ARIAS (2017).....	28
TABELA 2 – RESUMO COMPARATIVO DA REVISÃO DA LITERATURA	51
TABELA 3 – DADOS DE CONFIABILIDADE PARA O ST1.....	57
TABELA 4 – DADOS DE CONSUMIDORES PARA O ST1	58
TABELA 5 – DEFINIÇÃO DE DADOS OPERACIONAIS PARA O ST1	58
TABELA 6 – CUSTO UNITÁRIO DE INTERRUPÇÃO.....	58
TABELA 7 – DADOS DE CONFIABILIDADE PARA O ST2.....	61
TABELA 8 – DADOS DE CONSUMIDORES PARA O ST2.....	61
TABELA 9 – DEFINIÇÃO DE DADOS OPERACIONAIS PARA O ST2.....	64
TABELA 10 – PARÂMETROS USADOS NO NSGA-II E SMC	83
TABELA 11 – RESULTADO DO PLANO DE EXPANSÃO PARA ST1	84
TABELA 12 – COMPARAÇÃO ENTRE SISTEMA ST1 ORIGINAL E EXPANSÃO PROPOSTA	86
TABELA 13 – RESULTADO DO PLANO DE EXPANSÃO PARA ST2 (SEM GD) ...	89
TABELA 14 – COMPARAÇÃO ENTRE SISTEMA ST2 ORIGINAL E EXPANSÃO PROPOSTA (SEM GD).....	91
TABELA 15 – RESULTADO DO PLANO DE EXPANSÃO PARA ST2 (SEM SELF-HEALING)	92
TABELA 16 – COMPARAÇÃO ENTRE SISTEMA ST2 ORIGINAL E EXPANSÃO PROPOSTA (SEM SELF-HEALING)	94
TABELA 17 – RESULTADO DO PLANO DE EXPANSÃO PARA ST2 (SEM CONSIDERAR CONFIABILIDADE)	95
TABELA 18 – COMPARAÇÃO ENTRE SISTEMA ST2 ORIGINAL E EXPANSÃO PROPOSTA (SEM CONSIDERAR CONFIABILIDADE)	97
TABELA 19 – RESULTADO DO PLANO DE EXPANSÃO PARA ST2	98
TABELA 20 – COMPARAÇÃO ENTRE SISTEMA ST2 ORIGINAL E EXPANSÃO PROPOSTA	100
TABELA 21 – COMPARAÇÃO ENTRE RESULTADOS OBTIDOS – ST2	102

TABELA 22 – AVALIAÇÃO DO IMPACTO DO MÉTODO PARA ESTIMAÇÃO DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE NO PLANO DE EXPANSÃO – SISTEMA TESTE 1.....	106
TABELA 23 – AVALIAÇÃO DO IMPACTO DO MÉTODO PARA ESTIMAÇÃO DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE NO PLANO DE EXPANSÃO – SISTEMA TESTE 2.....	106
TABELA 24 – TESTES DE REPETIBILIDADE REALIZADOS NO SISTEMA TESTE 90 BARRAS	107

LISTA DE SIGLAS

AG	Algoritmos genéticos
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
EENS	Energia Esperada não Suprida
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
FPO	Fluxo de potência Ótimo
GD	Geração distribuída
LOLC	Custo do corte de carga, do inglês <i>Loss of Load Cost</i>
LP	Programação Linear, do inglês <i>Linear Programming</i>
MILP	Programação Linear Inteira Mista, do inglês <i>Mixed Integer Linear Programming</i>
MINLP	Programação Não Linear Inteira Mista, do inglês <i>Mixed Integer nonlinear Programming</i>
NLP	Programação Não Linear, do inglês <i>Nonlinear Programming</i>
SMC	Simulação de Monte Carlo
NE	Ensaio (SMC)
NG	Grupo de ensaio (SMC)
NSGA-II	Do inglês <i>Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SDAT	Sistema de distribuição de alta tensão
SDMT	Sistema de distribuição de média tensão
ST1	Sistema Teste 1
ST2	Sistema Teste 2

LISTA DE SÍMBOLOS

t	Período t do planejamento;
T	Número total de períodos planejados;
w	Componentes w do plano de expansão: <i>cp</i> : capacitor, <i>gd</i> : geração distribuída, <i>ch</i> : chave, <i>lh</i> : linha;
W	Último componente w do plano de expansão;
n	Candidato n para um dado componente w ;
N	Último candidato n para um componente w ;
k	Barra k ;
K	Última barra k do sistema;
R	Taxa de investimento;
C^{TOTAL}	Custo total do planejamento;
C_t^{EXP}	Custo de expansão devido à instalação de componentes no período t ;
C_t^{CONF}	Custo relacionado à confiabilidade no período t ;
C_t^{OP}	Custo de operação no período t ;
$C_{w,n}$	Custo de instalação do candidato n do componente w ;
C_{gk}	Custo de geração do gerador na barra k [\$/Mvar];
$C_{\Delta P_{dk}}^{FPO}$	Custo pelo corte de carga na barra k , valor constante;
$C_{\Delta P_{dk}}$	Custo pela interrupção no fornecimento de energia na barra k , valor dependente do tipo de consumidor e tempo de interrupção;
P_{gk}^t	Potência ativa do gerador na barra k , em t ;
$P_{gk}^{min}, P_{gk}^{max}$	Potência ativa mínima e máxima do gerador na barra k ;
Q_{gk}^t	Potência reativa do gerador na barra k , em t ;
$Q_{gk}^{min}, Q_{gk}^{max}$	Potência reativa mínima e máxima do gerador na barra k ;
P_{dk}^t	Potência ativa da carga na barra k , em t ;
Q_{dk}^t	Potência reativa da carga na barra k , em t ;
$P_k^t(V, \delta)$	Injeção líquida de potência ativa em k , em t ;
$Q_k^t(V, \delta)$	Injeção líquida de potência reativa em k , em t ;
G_{km}	Condutância série entre as barras k e m ;
B_{km}	Susceptância série entre as barras k e m ;
ΔP_{dk}^t	Corte de carga na potência ativa em k , em t ;
ΔQ_{dk}^t	Corte de carga na potência reativa em k , em t ;
S_{Lij}^t	Potência aparente que flui na linha Lij , em t ;
$S_{Lij}^{min}, S_{Lij}^{max}$	Fluxo de potência mínimo e máximo na linha Lij ;

V_k^t	Tensão na barra k , em t ;
V_k^{min}, V_k^{max}	Tensão mínima e máxima na barra k ;
$\gamma_t^{cp,k}$	Valor do capacitor cp na barra k , em t ;
γ_{max}^{cp}	Valor máximo do capacitor cp ;
γ_{disp}^{cp}	Menor valor do capacitor cp acima de 0;
γ_{mult}^{cp}	Valor inteiro a ser multiplicado por γ_{disc}^{cp} para definição de γ_t^{cp} ;
$Q_{sh,k}^t$	Potência reativa <i>shunt</i> na barra k , em t ;
$\alpha_t^{w,n}$	1, caso candidato n do componente w esteja em operação no tempo t , 0 caso contrário;
$\chi_t^{w,n}$	1, caso candidato n do componente w seja instalado em t , 0 caso contrário.
$Q_{gd,k}^t$	Potência reativa gerada pela GD da barra k no tempo t ;
$P_{gd,k}^t$	Potência ativa gerada pela GD da barra k no tempo t ;
e	1, caso componente esteja sendo instalado em uma linha nova; 0, caso seja uma linha já existente;
δ_k^t	Ângulo na barra k em t ;
λ	Taxa de falha de um componente (falhas/ano);
r	Tempo de reparo de um componente (horas);
U	Tempo de indisponibilidade (horas/ano);
P	Probabilidade de um componente estar inoperante;
id_w^n	ID do candidato n do componente w ;
ϑ	Representa a função de arredondar para cima;
Z_1	Inverso do valor inicial de C^{TOTAL} ;
Z_2	Inverso do valor inicial DEC .

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	CONTEXTO E PROBLEMATIZAÇÃO	16
1.2	OBJETIVOS	19
1.3	JUSTIFICATIVA E CONTRIBUIÇÃO	19
1.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	20
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	22
2.1	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS	22
2.1.1	Planejamento da expansão de sistemas de distribuição	24
2.2	CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS	29
2.2.1	Método <i>Minimal Cut Set</i>	33
2.2.2	Método <i>Minimal Cut Set</i> com corte de carga	36
2.2.3	Simulação de Monte Carlo	36
2.3	<i>SMART GRIDS</i> E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	38
2.4	O PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO	40
2.4.1	Método primal-dual de pontos interiores	41
2.5	<i>NON-DOMINATED SORTING GENETIC ALGORITHM II</i> (NSGA-II)	46
2.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	46
3	REVISÃO DA LITERATURA	47
3.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	50
4	MATERIAL E MÉTODOS	53
4.1	MATERIAL	53
4.1.1	Dados dos sistemas teste de distribuição	53
4.1.2	Plataforma e ferramentas computacionais	65
4.2	MÉTODOS	65
4.2.1	Formulação das funções objetivo e restrições	65
4.2.2	Modelagem NSGA-II	71
4.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	81
5	ANÁLISE DOS RESULTADOS	83
5.1	PLANO DE EXPANSÃO PARA ST1	83
5.2	PLANO DE EXPANSÃO PARA ST2	88
5.2.1	Plano de expansão para ST2 sem considerar GDs	88
5.2.2	Plano de expansão para ST2 sem considerar <i>self-healing</i>	91

5.2.3	Plano de expansão para ST2 sem considerar a análise dos índices de confiabilidade.....	94
5.2.4	Plano de expansão para ST2 completa.....	97
5.2.5	Considerações finais sobre análises em ST2.....	101
5.3	ANÁLISE DO IMPACTO DO MÉTODO DE CÁLCULO DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE NO PLANO DE EXPANSÃO.....	104
5.4	ANÁLISE DA PRECISÃO DA METODOLOGIA COMPUTACIONAL.....	107
5.5	DISCUSSÕES.....	108
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	110
	REFERÊNCIAS.....	113
	APÊNDICE 1 – EXEMPLO DE ENTRADA DE DADOS DE CANDIDATOS.....	118

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO E PROBLEMATIZAÇÃO

É de conhecimento comum o crescente aumento da demanda de energia elétrica, o que requer das concessionárias de energia elétrica contínuo desenvolvimento de estudos voltados à expansão do sistema elétrico. Além do aumento da demanda, é constante a modernização e surgimento de novas tecnologias e é crescente o número de solicitações, junto às concessionárias, para autorização de conexão de geradores ao sistema elétrico. Porém, grande parte desses geradores conectados ao sistema são oriundos de fontes intermitentes, tais como solar e eólica, o que pode prejudicar a qualidade do fornecimento de energia.

A conexão de pequenas unidades geradoras ao sistema é definida como geração distribuída (GD). A inserção de GDs em um sistema altera algumas das suas características como regulação e queda de tensão, perdas, projeto do sistema de proteção, direção dos fluxos e outras que são amplamente discutidas na literatura. Quando as GDs são oriundas de fontes renováveis de energia (como eólica e solar), as quais têm características intermitentes, observa-se que as incertezas na geração podem também ocasionar problemas operacionais, impactando na confiabilidade do sistema.

Além da geração distribuída, a aplicação de automação e comunicação em tempo real podem permitir que o sistema tenha a capacidade de se recuperar automaticamente de uma eventual falha, a qual é denominada capacidade de *self-healing*. Juntamente à geração distribuída e outros temas que envolvam automação, conectividade e informação em tempo real, tem-se as chamadas redes inteligentes, ou *Smart Grids*.

Os benefícios das *Smart Grids* vão além de economia na operação do sistema, pois envolve melhorias em segurança e confiabilidade. E cada vez mais, os órgãos fiscalizadores aumentam os requisitos mínimos do fornecimento de energia através de índices de confiabilidade, sendo necessário que as concessionárias avaliem a necessidade da expansão do sistema de distribuição não somente pelo fornecimento de energia, mas também para atender tais índices.

Portanto, ao se planejar a expansão de um sistema elétrico é desejável que esses temas (geração distribuída, *self-healing* e confiabilidade) estejam presentes

durante a análise, garantindo uma análise mais econômica, segura e que represente a realidade do sistema.

O problema do planejamento da expansão do sistema elétrico é um problema clássico, existindo diversos métodos para sua resolução. Ele consiste em especificar quais os elementos, tais como linhas e transformadores, devem ser instalados ou revitalizados a fim de possibilitar o atendimento à demanda dentro de critérios estabelecidos, como restrições operacionais, índices mínimos de confiabilidade, segurança, entre outros. A instalação de novas linhas não se limita apenas à duplicação de linhas existentes, podendo ser proposta inclusive a modificação da topologia do sistema, de radial para malhado, por exemplo, o que depende da formulação e deliberação do projetista. Normalmente o objetivo principal de tal problema consiste em encontrar o menor custo com investimento e operação que atenda às restrições operacionais e de segurança impostas.

O projetista pode modelar a resolução do problema priorizando o atendimento da demanda ou especificando o custo pelo corte de energia, autorizando assim o corte parcial de carga quando necessário. Segundo o viés da concessionária, pode ser viável aceitar um corte parcial de carga desde que não seja constante, ou seja, originário de falhas dos componentes do sistema, e que o custo deste corte não seja superior ao da instalação de componentes que o eliminem, ou o reduzam ao máximo. Como o sistema é complexo e possui elementos com diferentes taxas de falha e indisponibilidade, o cálculo e consideração dos índices de confiabilidade no planejamento da expansão do sistema são recomendados.

E com a evolução de dispositivos de proteção e monitoramento, surge a necessidade de garantir requisitos mínimos de confiabilidade e a maior disponibilidade possível do fornecimento de energia aos consumidores. O problema de confiabilidade está ligado ao tipo de sistema elétrico analisado, podendo ser dividido em três grandes grupos (LEITE *et al.*, 1989):

- Geração: transforma a energia primária (hídrica, térmica, etc.) em energia elétrica;
- Transmissão: transporta a energia elétrica das fontes de geração aos centros de consumo;
- Distribuição: distribui a energia elétrica recebida aos consumidores.

A diferença entre os grupos não está somente ligada à função desempenhada, mas também aos equipamentos de proteção e quantidade de energia transportada.

Uma falha em uma linha de transmissão pode provocar a interrupção no fornecimento de energia elétrica para um número de consumidores muito alto. Por isso, no passado, a maioria dos estudos eram voltados à confiabilidade em sistemas de transmissão e geração e não à sistemas de distribuição. Porém, apesar do número de consumidores atingidos pela falha de um componente da distribuição ser menor, ela é responsável por uma alta porcentagem dos problemas de confiabilidade para os consumidores, chegando a 90% nos EUA segundo Brown (2002). Devido a esse fator, aliado ao aumento da penetração da geração distribuída no sistema de distribuição, encontra-se um número crescente de estudos voltados à confiabilidade em sistemas de distribuição no contexto das *Smart Grids*.

Em alguns estudos voltados à expansão do sistema de transmissão e geração, o problema do planejamento da expansão pode ser resolvido com programação linear inteira-mista. Porém, em sistemas de distribuição com inserção de geração distribuída é desejável que se utilize uma formulação não-linear, para que seja possível analisar o impacto que as fontes geradoras, sob ação de diferentes fatores de potência, têm na circulação de potência reativa, perdas e perfil de tensão. Portanto, uma programação não-linear inteira mista é necessária para resolução de um problema que requer alocação de recursos e possui equações e restrições não-lineares. Adicionalmente, técnicas de simulação de processos estocásticos são necessárias para o cálculo da confiabilidade do sistema e esse cálculo deve ser realizado juntamente ao processo de otimização, garantindo uma análise global.

Portanto, estudos que envolvam o planejamento da expansão de sistemas de distribuição considerando critérios de confiabilidade e *Smart Grids* são complexos e relevantes, pois desconsiderar esses temas durante o planejamento da expansão pode resultar em análises incorretas. Por exemplo, as falhas dos componentes no sistema podem gerar interrupções no fornecimento de energia, proporcionando um custo adicional que não é perceptível ao se desconsiderar os critérios de confiabilidade na formulação do problema. Outro fator importante é o período de instalação dos componentes, pois para os investidores a definição de quando serão realizadas as instalações é de suma importância, ou seja, uma formulação multiperíodo é desejável.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver uma metodologia computacional para o problema de planejamento multiestágio da expansão do sistema de distribuição considerando critérios de confiabilidade, geração distribuída, alocação de chaves, alocação de capacitores, instalação e/ou recondução de linhas e alimentadores existentes, assim como a capacidade de *self-healing* no contexto de *Smart Grids*.

Para se atingir o objetivo geral são perseguidos os seguintes objetivos específicos:

- avaliar técnicas para o cálculo da confiabilidade de sistemas elétricos;
- analisar estratégias de resolução existentes para problemas similares e definir a mais indicada para o problema em questão;
- desenvolver a formulação matemática e implementação computacional do problema de otimização que resolva o problema de expansão do sistema de distribuição;
- simular estudos de casos para validação e discussão dos resultados;
- comparar o resultado obtido utilizando diferentes técnicas para cálculo dos índices de confiabilidade, avaliando o tempo de processamento e qualidade da solução obtida;
- analisar a robustez da metodologia computacional desenvolvida.

1.3 JUSTIFICATIVA E CONTRIBUIÇÃO

Dentre os estudos existentes sobre o tema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição é comum encontrar aqueles que consideram ora a confiabilidade (DUMBRAVA *et al.*, 2011) (RAMÍREZ-ROSADO; BERNAL-AGUSTÍN, 2001), ora a geração distribuída (GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2015) (NEJADFARD-JAHROMI *et al.*, 2015) e ora uma combinação destes juntamente a capacitores e chaves (PAIVA, 2016) (BAGHERI *et al.*, 2015a). Porém, ainda são poucos aqueles que consideram todos estes fatores simultaneamente em uma análise multiperíodo, exemplo são (ARASTEH *et al.*, 2016) e (MUNOZ-DELGADO *et al.*, 2015).

Metodologias que considerem estes temas simultaneamente são relevantes para suportar a tomada de decisão das concessionárias, pois a inserção de uma nova variável na formulação de um problema de otimização pode alterar significativamente os resultados obtidos.

Baseado na revisão da literatura a ser apresentada no Capítulo 3, pode-se citar as seguintes contribuições originais deste trabalho:

- a) Formulação multiperíodo e multiobjetivo do planejamento da expansão de sistemas de distribuição, considerando, simultaneamente, alocação de GDs, capacitores, chaves e linhas. Incluindo critérios de confiabilidade e capacidade de *self-healing* de alguns componentes.
- b) Aplicação e comparação de três métodos para estimar critérios de confiabilidade. Sendo esses métodos *Minimal Cut Set*, *Minimal Cut Set with Load Shedding* e Simulação de Monte Carlo.

Sendo assim, este trabalho traz discussões sobre englobar vários temas no planejamento da expansão da distribuição, trazendo-o mais próximo dos desafios encontrados na atualidade.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O trabalho foi estruturado da forma como se segue.

O **Capítulo 1** apresenta uma breve introdução aos temas discutidos neste trabalho, assim como os objetivos e justificativas do mesmo.

O **Capítulo 2** aborda os principais conceitos, características e definições sobre os temas. Apresentando alguns métodos utilizados para se resolver o planejamento da expansão do sistema elétrico, técnicas para se estimar os índices de confiabilidade do sistema, discussões sobre redes inteligentes, geração distribuída, *self-healing*, fluxo de potência ótimo (FPO) e otimização com NSGA-II.

No **Capítulo 3** são discutidos e apresentados trabalhos existentes sobre os temas aqui abordados.

Já no **Capítulo 4** são apresentados os materiais e os métodos. Primeiro os dados e ferramentas computacionais necessários para reprodução dos resultados obtidos neste trabalho. Logo depois é apresentada a metodologia proposta.

O **Capítulo 5** apresenta os resultados obtidos pela implementação da metodologia proposta em dois sistemas testes, utilizando-se o *software* MATLAB.

Também é feita uma discussão sobre não considerar geração distribuída, confiabilidade e a capacidade de *self-healing* durante o planejamento da expansão da distribuição, assim como o impacto do método escolhido para estimação dos índices de confiabilidade no resultado do plano de expansão. Também é apresentado o resultado de repetitivos testes realizados para avaliar a robustez da metodologia.

Por fim, o **Capítulo 6** apresenta as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este trabalho reúne diversos conceitos e técnicas, os quais requerem uma introdução ao assunto antes de serem explorados em conjunto.

De forma geral, a alocação de GDs, linhas, capacitores e chaves impactam em investimento, redução no custo de operação e melhora nos índices de confiabilidade. Por exemplo, a inserção de uma GD gera um custo de investimento, proporciona uma redução no custo de operação do sistema e garante o atendimento a algumas cargas em caso de ilhamento. Já o recondutoramento de uma linha também gera um custo de investimento, reduz perdas técnicas e pode minimizar a taxa de falha do componente. Do ponto de vista técnico, seria ideal que ambos investimentos fossem realizados. Porém, deve ser feita uma análise entre investimento realizado e melhora obtida, a fim de garantir o investimento mínimo que atenda às restrições de operação, segurança, garanta uma melhora na qualidade do fornecimento de energia e atenda à demanda.

As seções seguintes abordam os temas de planejamento da expansão de sistemas elétricos, confiabilidade, *smart grids*, FPO e NSGA-II.

2.1 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

O sistema elétrico evoluiu consideravelmente nas últimas décadas, de um simples gerador servindo uma área limitada a sistemas complexos e conectados que atendem a um número grande de países ou até mesmo continentes. Hoje, o sistema elétrico de potência é o maior sistema feito pelo homem e operá-lo é uma tarefa complexa.

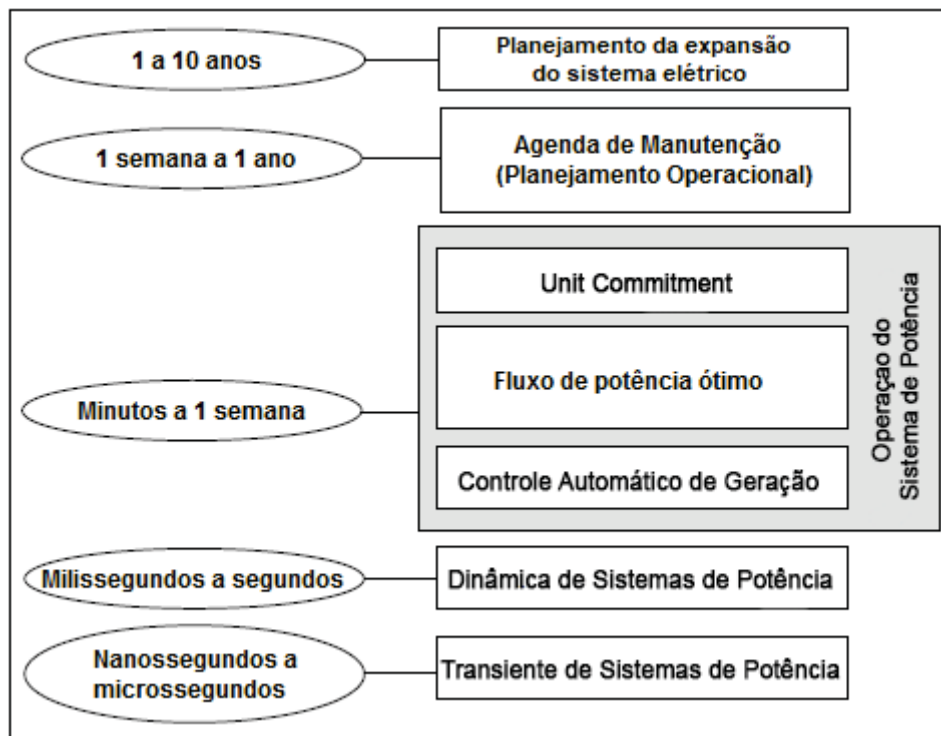
Desafios ainda maiores surgem a cada ano com a evolução das tecnologias, pois a entrada de novos componentes no sistema melhora sua qualidade e reduz gastos com operação, porém aumenta sua complexidade. A tomada de decisão de onde se alocar, instalar ou revitalizar um componente se torna uma análise combinatória inviável frente ao tempo de processamento requerido para se explorar todas possíveis soluções. Porém, com o uso de técnicas de otimização se torna possível encontrar uma boa solução que respeite as restrições operacionais e busque o melhor ganho global para o objetivo desejado, sem ser necessário testar todas as soluções existentes.

Primeiramente, é necessário entender as diferentes formas de estudo do sistema elétrico. O planejamento de um sistema elétrico existente pode ser dividido em planejamento da operação e planejamento da expansão. O planejamento da operação busca atender à demanda de modo a minimizar o custo de operação para um nível de segurança preestabelecido, sem a adição de um novo componente no sistema, ou seja, possui maior interesse na programação do despacho das unidades geradoras e na coordenação de dispositivos de segurança. Normalmente o planejamento da operação trabalha em um período de horas até uma semana, entretanto, pode-se estender esse período buscando janelas para manutenção programada. Já o planejamento da expansão requer uma projeção da demanda de energia e busca uma forma mais econômica e segura de atendimento à demanda, assim como a melhora na segurança e qualidade, através da instalação de novos componentes no sistema, expansão de instalações existentes ou reconfiguração o sistema. Por trabalhar com a projeção de demanda e instalações/investimentos de longo prazo, o planejamento da expansão trabalha em um horizonte de anos.

Conforme apresentado por Seifi e Sepasian (2011) os estudos do sistema elétrico são tipicamente classificados como exibido na FIGURA 1. O horizonte que divide essas classificações pode variar de um país para outro, inclusive a perspectiva de longo, médio e curto prazo. No Brasil, por exemplo, o horizonte de planejamento da expansão do sistema elétrico chega até 30 anos (SEGER *et al.*, 2015). Os principais motivos desse horizonte de planejamento ser estendido no Brasil são o grande potencial hídrico existente, sendo a principal parcela da matriz energética do país, e o fato da construção de uma nova hidrelétrica durar vários anos e passar por diversos processos ambientais que estendem ainda mais este prazo.

O estudo do planejamento da expansão do sistema elétrico pode ser dividido em três categorias dependentes da estrutura do sistema, nomeadas transmissão, sub-transmissão e distribuição. A classificação do sistema normalmente é dada por sua tensão, pois esta representa a estrutura e propósito da mesma. Para transmissão tem-se tensões de 230 kV ou superior. Para sub-transmissão tem-se 63 kV, 132 kV ou similar. E para distribuição tem-se tensões 20 kV, 400 V ou similares. Normalmente os sistemas de transmissão e sub-transmissão são tratados similarmente e em conjunto no planejamento da expansão, pois são geralmente interconectados. Já o sistema de distribuição é normalmente planejado separadamente e geralmente possui uma topologia radial (SEIFI; SEPASIAN, 2011).

FIGURA 1 – CLASSIFICAÇÃO DOS ESTUDOS DE SISTEMAS ELÉTRICOS



FONTE: SEIFI e SEPASIAN (2011)

O planejamento da expansão do sistema elétrico ainda pode ser classificado como estático ou dinâmico. O planejamento estático se refere a um planejamento que analisa independentemente os anos do horizonte em estudo, ou apenas avalia um ano. Já o planejamento dinâmico avalia todos os anos do horizonte de planejamento ao mesmo tempo, sendo que a decisão de um ano impacta em outro.

Muitas das definições feitas para os sistemas elétricos de potência são genéricas e atendem tanto transmissão quanto distribuição. Porém, cada um possui diretrizes próprias, principalmente ao se avaliar recomendações governamentais.

2.1.1 Planejamento da expansão de sistemas de distribuição

Comparado ao sistema de transmissão, o sistema de distribuição normalmente possui maior interferência e falhas (BROWN, 2002), devido à interferência da zona urbana e baixos investimentos em determinadas regiões. Outra particularidade da distribuição é possuir maior interferência pelo consumidor, que

pode variar de uma região para outra, principalmente ao falarmos da penetração de geração distribuída e armazenamento de energia no sistema.

No Brasil, os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) são documentos elaborados pela ANEEL e normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica, incluindo operação e expansão.

No Módulo 2 do PRODIST (ANEEL, 2014) são estabelecidas diretrizes para o planejamento da expansão do sistema de distribuição e separa o planejamento da expansão do sistema de distribuição de alta tensão (SDAT) do de média tensão (SDMT), sendo o planejamento classificado em curto, médio (até cinco anos) e longo prazo (até 10 anos). E para o SDMT recomenda-se o planejamento para cinco anos. Recomenda-se ainda dois anos para a administração racional dos programas de investimento, considerando licenciamentos ambientais, recursos financeiros e critérios de atendimento à carga e os demais três anos para a expansão e reforços do sistema, observando o estabelecido no Módulo 4 do PRODIST. Sendo assim, para este trabalho definiu-se um horizonte de 3 anos de planejamento para o sistema de distribuição de média tensão.

O problema do planejamento da expansão do sistema de distribuição é complexo e é comum o uso de uma técnica de otimização para sua solução. Por sua vez, em um problema de otimização deve-se ter clareza da função objetivo, a qual define a variável (ou variáveis) que se deseja minimizar ou maximizar. Normalmente se objetiva reduzir custos com operação, investimento e perdas elétricas, atendendo às restrições operacionais, segurança e à demanda de energia crescente ao longo dos anos.

Existem diversas técnicas de otimização na literatura e é necessário o entendimento do problema para definição da mais viável. Logo após a definição da função objetivo e das restrições que envolvem o problema é preciso levantar as equações matemáticas que representam o problema, para que com o uso de uma técnica de otimização o problema possa ser resolvido.

A formulação do problema depende das ferramentas e algoritmos disponíveis para sua solução, precisão desejada e possíveis simplificações. Uma modelagem genérica de otimização pode ser representada como a seguir (SEIFI; SEPASIAN, 2011):

$$\begin{aligned} & \min f(u) \\ & \text{Sujeito a } g(u) = 0 \\ & \text{e } h(u) \leq 0. \end{aligned} \tag{1}$$

Sendo $f(u)$ a função objetivo, $g(u)$ restrições de igualdade e $h(u)$ restrições de desigualdade.

Em Seifi e Sepasian (2011) são discutidas e apresentadas as principais técnicas utilizadas no planejamento da expansão de sistemas de distribuição, as quais podem ser classificadas genericamente como métodos matemáticos e heurísticas.

Métodos matemáticos requerem uma representação do problema em forma matemática conforme equação (1). Diversas técnicas e algoritmos foram desenvolvidos para resolução desses problemas, entretanto, pode ser complexa a implementação dessas técnicas.

Os métodos mais tradicionais para buscar pontos ótimos são métodos aplicáveis a funções contínuas e diferenciáveis, como por exemplo o Método dos Pontos Interiores. Porém, estes métodos não são indicados em situações em que se usam variáveis inteiras, casos típicos de alocação de recursos.

Os métodos de programação linear (LP, do inglês *Linear Programming*) são aplicados a problemas em que tanto a função objetivo quanto as restrições modeladas são lineares. O método *simplex* é usado com frequência neste tipo de modelagem.

Para problemas de otimização em que a função objetivo e/ou restrições não são lineares, são utilizados métodos de programação não linear (NLP, do inglês *Nonlinear Programming*). Alguns desses métodos transformam o problema com restrições de desigualdade em um problema apenas com restrições de igualdades, porém, com barreiras que penalizam a função objetivo. Dentre estes métodos tem-se aqueles que são considerados métodos gradientes, em que uma solução inicial é estabelecida e o algoritmo caminha para o ponto ótimo.

Caso o problema de otimização a ser resolvido seja de natureza linear e envolva variáveis inteiras, uma formulação baseada na programação MILP (*Mixed Integer Linear Programming*) é utilizada. Entretanto, se o problema possui características não lineares, que não podem ser simplificadas, e envolve variáveis inteiras, uma formulação baseada na programação MINLP (*Mixed integer nonlinear programming*) é necessária. Problemas que requerem uma formulação baseada na

programação MINLP são os mais complexos e é usual combinar outras técnicas para sua solução.

Os métodos matemáticos são baseados em formulações e, para problemas de menor complexidade, têm a vantagem de ser possível comprovar que a solução encontrada é um ótimo global. Porém, programação MINLP pode ser bastante complexa e sem uma formulação matemática já definida na literatura. Portanto, para problemas MINLP é comum o uso de heurísticas para alocação/definição das variáveis inteiras, enquanto outra técnica resolve o problema NLP.

O exemplo mais clássico do uso de heurísticas associado a técnica matemática de otimização NLP é o problema de alocação de capacitores. Nesse problema, a heurística é responsável por criar diferentes cenários de alocação de capacitores e a técnica matemática é responsável por analisar e otimizar a rede (por exemplo, pelo uso de um fluxo de potência ótimo), a fim de qualificar e classificar cada cenário criado.

Heurísticas são baseadas em uma solução inicial ou conjunto de soluções iniciais que se movem até uma solução melhor, através de uma procura inteligente, dentre as quais tem-se: *Genetic Algorithm* (AG), *Simulated Annealing*, *Particle Swarm*, *Tabu Search* e *Ant Colony* (SEIFI; SEPASIAN, 2011). Heurísticas são frequentemente usadas em problemas de alocação de componentes ou de recursos em que uma formulação matemática pode ser complexa.

Em Arias (2017) é realizada uma investigação de técnicas usadas para resolução do problema de expansão de sistemas de distribuição considerando incertezas e *micro grids*. A TABELA 1 apresenta um resumo.

TABELA 1 – RESUMO DE LISTA DAS TÉCNICAS USADAS EM PROBLEMAS DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO EM ARIAS (2017)

Técnica de otimização	Objetivo	Referência
Híbrido: Busca Tabu + Enxame de Partículas + AG	Minimizar custos com manutenção, confiabilidade e número de violação de restrições	(SEDGHI <i>et al.</i> , 2016)
Enxame de Partículas + <i>Shuffled Frog Leaping Algorithm</i>	Minimizar custo com investimento e operação + maximizar índice de confiabilidade	(GITIZADEH <i>et al.</i> , 2013)
Programação probabilística inteira mista (PMIP) + AG	Minimizar custo com investimento, armazenamento de energia e combustível (diesel) para GDs	(HONG <i>et al.</i> , 2015)
Programação linear inteira mista (MILP)	Minimizar custo com investimento, operação e perdas	(PAIVA <i>et al.</i> , 2005)
Programação Linear + Programação dinâmica multiestágio	Minimizar custo com investimento, operação, manutenção e perdas	(FARRAG <i>et al.</i> , 1999)
Programação quadrática inteira-mista	Número, tamanho e localização de subestações. Localização de alimentadores	(PONNAVAIKKO <i>et al.</i> , 1987)
Modelo não linear contínuo	Minimizar custo considerando definição de parâmetros de projeto e confiabilidade	(FLETCHER, R H; STRUNZ, 2007) e (FLETCHER, ROBERT H; STRUNZ, 2007)
AG	Análise: problema de expansão sobre escolhas probabilísticas e sobre riscos	(MIRANDA, 1998)
Partícula de Enxames	Minimizar custo de investimento, perdas elétricas e redução de energia não entregue	(GANGULY <i>et al.</i> , 2011)
Heurística + Algoritmo de alocação de múltiplas origens	Minimizar custo com investimentos, operação e perdas	(HONGWEI <i>et al.</i> , 1996)
Programação não-linear inteira mista + heurística construtiva	Minimizar o custo de investimento sujeito a restrições operacionais	(LAVORATO <i>et al.</i> , 2010)
Programação não-linear inteira mista + colônia de formigas	Minimizar o custo de investimento e operacional	(GÓMEZ <i>et al.</i> , 2004)
Programação não-linear inteira mista + <i>Branch and Bounds</i>	Instalação de novas subestações para melhora em perfil de tensão	(SUN <i>et al.</i> , 1982)
AG	Minimizar custo de investimento, operação e obter níveis mínimos de confiabilidade	(MIRANDA <i>et al.</i> , 1994)
Programação linear inteira mista + <i>Branch and Bounds</i>	Minimizar custos de investimento e operação	(NARA <i>et al.</i> , 1991)
Busca Tabu + Algoritmo <i>Dijkstra</i> + Algoritmo <i>Ford-Fulkerson</i> + <i>Branch exchange</i>	Minimizar custos para instalação de novos componentes	(NARA; HAYASHI, 1998)
Programação quadrática inteira-mista + decomposição de <i>Benders</i>	Minimizar custos de expansão de subestações e alimentadores	(SINGH <i>et al.</i> , 1998)
AG + decomposição do problema	Minimizar custos de investimento e operação	(CARVALHO <i>et al.</i> , 1998)

FONTE: Adaptado de Arias (2017)

É possível verificar o uso comum de heurísticas associado a outras técnicas para resolução do problema. Outro ponto observado é o comum objetivo em reduzir custos de investimento, operação e confiabilidade. Também, destaca-se o uso do Algoritmo Genético (AG) e Enxame de Partículas para resolução do problema.

2.2 CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS

O sistema elétrico é complexo, evoluiu ao longo de décadas e para garantir continuidade e qualidade adequada no fornecimento de energia elétrica, existem redundâncias no sistema, buscando continuidade no atendimento de energia elétrica à maioria dos consumidores, em caso de falha. Porém, um questionamento surge, “Quanto de redundância é necessária e a que custo?”. Pois a probabilidade de um consumidor ter o fornecimento de energia interrompido pode ser reduzida aumentando-se o investimento na fase de planejamento do sistema (BILLINTON; ALLAN, 1984). Sendo assim, o estudo da confiabilidade é essencial para auxiliar na tomada de decisão durante o planejamento da expansão do sistema.

A confiabilidade de um sistema pode ser calculada simplesmente com seus dados históricos. Entretanto, para se definir a melhor estratégia de investimento para sua expansão e melhoria, é necessária sua estimação. Portanto, índices que avaliem a confiabilidade do sistema devem ser definidos, assim como um método para os estimar.

No Brasil, o PRODIST MÓDULO 8 da ANEEL estabelece os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço, assim como definindo indicadores para avaliação da confiabilidade do sistema de distribuição. Os principais índices empregados pela ANEEL são o FIC, DIC e DMIC, DEC e FEC. Existem também outros índices (EENS, LOLC, r , EENS, ENSC, LOLC), conhecidos internacionalmente e comumente empregados para análise de confiabilidade de sistemas de potência. Esses índices são descritos a seguir:

- **FIC** – *Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora* (λ - *Failure Rate*): número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora;

- **DIC** – *Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (U - Unavailability)*: intervalo de tempo no qual, no período de observação, em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica;
- **DMIC** – *Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora*: tempo máximo de interrupção contínua, da distribuição de energia elétrica, para uma unidade consumidora qualquer;
- **DEC** – *Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (SAIDI – System Average Interruption Duration Index)*: intervalo de tempo no qual, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado, ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica;
- **FEC** – *Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (SAIFI – System Average Interruption Frequency Index)*: número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado;
- **LOLC** – *Loss of Load Cost*: representa o custo pelo não fornecimento de energia a uma unidade consumidora (ponto de conexão), ou mesmo para o sistema;
- **r** – *Duração Média da Falha*: representa o tempo, em média, em que a unidade consumidora ou ponto de conexão permaneceu sem fornecimento de energia por ocasião de uma falha;
- **EENS** – *Energia Esperada não Suprida (ENS – Energy not Supplied)*: representa a energia total não fornecida pelo sistema;
- **ENSC** – *Energia Esperada não Suprida por Consumidor (AENS – Average Energy not Supplied)*: índice para a energia média não suprida. É definido como sendo a razão entre o total de energia não suprida e o número total de consumidores;

Dentre estes índices, alguns são classificados como índices para pontos de carga, por exemplo FIC, DIC, DMIC e r. Enquanto outros são classificados como índices de sistema, por exemplo FEC e DEC. As equações a seguir são utilizadas para cálculo dos índices de confiabilidade (ANEEL, 2016) e (NASCIMENTO, 2009).

$$FIC_n = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} Fa_k \quad (2)$$

$$DIC_n = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} Du_k \quad (3)$$

$$r_n = \frac{1}{TFa} \sum_{i=1}^{TFa} DM_i \quad (4)$$

$$FEC = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} \left[\sum_{n=1}^{NLP} (FIC_n N_n) / NC \right] \quad (5)$$

$$DEC = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} \left[\sum_{n=1}^{NLP} (DIC_n N_n) / NC \right] \quad (6)$$

$$EENS = \sum_{n=1}^{NLP} EENS_n \quad (7)$$

$$ENSC = \frac{EENS}{NC} \quad (8)$$

$$LOLC_n = EENS_n \cdot MUC_n(r_n). \quad (9)$$

Sendo:

FIC_n – índice FIC do ponto de carga n ;

DIC_n – índice DIC do ponto de carga n ;

r_n – tempo médio de reparo do ponto de carga n ;

FEC – índice FEC do sistema;

DEC – índice DEC do sistema;

$EENS_n$ – energia esperada não suprida do ponto de carga n ;

$EENS$ – energia esperada não suprida do sistema;

$ENSC$ – energia esperada não suprida por consumidor;

NS – número de anos simulados;

Fa_k – número de falhas no ano k ;

Du_k – número de horas sem energia (indisponibilidade) no ano k ;

DM_i – duração de uma falha i ;

TFa – falhas ocorridas no período NS;

NLP – número total de pontos de carga pertencentes ao sistema;

NC – número total de consumidores;

n – ponto de carga em análise;

k – ano em análise;

i – falha em análise;

N_n – número de consumidores conectados ao ponto de carga n .

MUC_n – custo unitário médio de interrupção do ponto de carga n , dependente do tipo de carga e tempo de interrupção.

O índice LOLC pode ser utilizado no planejamento da expansão do sistema elétrico para converter a confiabilidade do sistema em valores monetários, facilitando a inclusão da confiabilidade no planejamento da expansão do sistema elétrico e a tomada de decisão no horizonte de tempo analisado. Para estimar o índice LOLC basta multiplicar o tempo de indisponibilidade pelo custo relativo ao não fornecimento de energia.

Para se estimar os índices de confiabilidade do sistema elétrico existem algumas técnicas na literatura, dentre as quais destacam-se:

- *Minimal Cut Set*, em sua versão clássica, foi apresentado por Billinton e Allan (1992) e detalhado em Nascimento (2009), traz uma abordagem analítica que possui tempo de processamento reduzido em comparação aos demais métodos. Porém, avalia apenas a interrupção completa do fornecimento de energia a um dado ponto de consumo, não analisando cortes parciais.
- *Minimal Cut Set with Load Shedding*, em Lami (2012) é proposta a combinação do método *Minimal Cut Set* ao uso do fluxo de potência ótimo, analisando o corte parcial de carga. É um método com custo de processamento intermediário, porém, não traz detalhes para estudo dos índices de confiabilidade, como uma curva da distribuição normal com a probabilidade de ocorrência de uma falta.
- *Simulação de Monte Carlo (SMC)*, este método é utilizado amplamente, não somente em problemas de confiabilidade de sistemas de potência. E,

assim como apresentado em Kagan *et al.* (2009), a SMC associada ao fluxo de potência ótimo possui um alto custo computacional, mas agrega maiores informações sobre a confiabilidade do sistema e possui maior confiabilidade para um processo de estimação. E ainda, por se tratar de uma natureza incerta (predição de falhas), o método é apropriado.

Cada um desses métodos é detalhado na sequência.

2.2.1 Método *Minimal Cut Set*

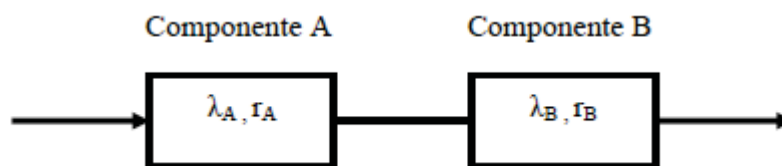
Uma rede elétrica pode se apresentar, topologicamente, de várias formas, uma delas é uma rede de componentes conectados em série e paralelo. (BILLINTON; ALLAN, 1992)

Sistema Série

Um conjunto de componentes constitui um sistema série, do ponto de vista de confiabilidade, se, para funcionar apropriadamente, todos os componentes, obrigatoriamente, estão em funcionamento. Os componentes não precisam estar fisicamente em série no sistema de potência para estarem em série na rede de componentes, pois componentes fisicamente em paralelo que não tenham dispositivos de segurança adequados podem estar em série na rede de componentes, uma vez que um curto-circuito, por exemplo, em qualquer um desses componentes afetaria as cargas conectadas a eles.

Os componentes A e B da FIGURA 2 apresentam uma rede simplificada de dois componentes em série.

FIGURA 2 – SISTEMA COM DOIS ELEMENTOS CONECTADOS EM SÉRIE



FONTE: (NASCIMENTO, 2009)

A taxa de falha equivalente para este sistema (λ_s) e o tempo de reparo equivalente (r_s) são dados por:

$$\lambda_s = \lambda_A + \lambda_B \quad (10)$$

$$r_s = \frac{\lambda_A r_A + \lambda_B r_B}{\lambda_s} \quad (11)$$

Para redes com mais de 2 componentes tem-se:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (12)$$

$$r_s = \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i r_i}{\lambda_s} \quad (13)$$

O tempo de indisponibilidade pode ser definido como:

$$U_s = \lambda_s r_s \quad (14)$$

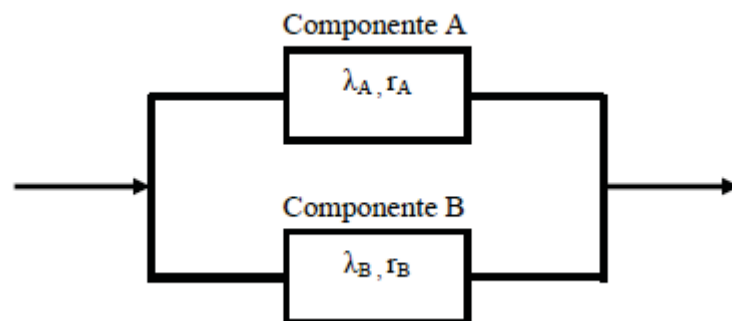
Diretamente, tem-se o índice FIC igual a λ_s e o índice DIC igual a U_s .

Sistema Paralelo

Um conjunto de componentes constitui um sistema paralelo, do ponto de vista de confiabilidade, se, para funcionar apropriadamente, apenas um dos componentes deve estar em funcionamento.

Os componentes A e B apresentados na FIGURA 3 apresentam uma rede simplificada de dois componentes em paralelo.

FIGURA 3 – SISTEMA COM DOIS ELEMENTOS EM PARALELO



FONTE: (NASCIMENTO, 2009)

A taxa de falha equivalente para este sistema (λ_s) e o tempo de reparo equivalente (r_s) são dados por:

$$\lambda_S = \lambda_A \lambda_B (r_A + r_B) \quad (15)$$

$$r_S = \frac{r_A r_B}{r_A + r_B} \quad (16)$$

O tempo de indisponibilidade pode ser definido como:

$$U_S = \lambda_S r_S \quad (17)$$

Sendo assim, um sistema elétrico pode ser transformado em uma rede de elementos em paralelo e série possibilitando o cálculo direto dos índices FIC e DIC para cada ponto de consumo de energia.

Para se criar a rede de elementos em paralelo e série é necessário o uso de alguma técnica como probabilidade condicional, conjuntos mínimos de corte, diagrama de árvores, diagramas lógicos ou outras.

A técnica dos conjuntos mínimos de corte é muito utilizada, pois apresenta a capacidade de identificar e analisar os diferentes modos de falha do sistema. A dedução dos conjuntos mínimos é baseada entre o caminho mínimo entre a fonte e o ponto analisado, avaliando os elementos cruciais para o fornecimento de energia ao ponto de consumo.

Componentes que conectam o ponto de consumo diretamente à fonte, formam um caminho que é chamado de corte de 1ª ordem e caso algum componente falhe, o ponto de consumo ficará sem energia. Já dois caminhos que tenham componentes que pelo menos um deve estar em funcionamento para que a carga receba energia elétrica é chamado de corte de 2ª ordem. Cortes de 2ª ordem possuem influência pequena nos índices de confiabilidade e, em geral, podem ser desprezados (SILVA, DA *et al.*, 2006) .

Após criar a rede de elementos em paralelo e série, basta realizar sua redução com as equações (10)-(17) e definir os índices de confiabilidade.

Este método tem a vantagem de ser processado em um tempo menor que demais métodos que utilizam fluxo de potência ótimo. Porém, ele não considera o corte parcial de carga. O corte parcial de carga ocorre quando um componente da rede apresentada na FIGURA 3 sai de operação, não configurando uma interrupção no fornecimento de energia à carga, porém, devido a restrições operacionais, o sistema é incapaz de fornecer o total de energia requerido pelas cargas. Nesse caso o método avaliaria como um cenário sem interrupção, o que não é verdade.

2.2.2 Método *Minimal Cut Set* com corte de carga

Um método que utiliza o *Minimal Cut Set*, porém, considerando o corte de carga, é apresentado por Lami (2012) e seus passos são descritos a seguir:

- Define-se os cortes de 1ª e 2ª ordem.
- Seleciona-se os componentes do corte de 1ª ordem.
- Retira-se um a um dos componentes do corte de 1ª ordem e executa-se o fluxo de potência ótimo com corte de carga.
- Para cada componente fora do sistema, calcula-se o corte de carga.
- O corte de carga é associado à sua chance de ocorrer, ou seja, à chance de o componente falhar e tempo de indisponibilidade.
- O mesmo processo é feito para os componentes de 2ª ordem.

Este método é mais lento que o *Minimal Cut Set* clássico, por fazer uso do fluxo de potência ótimo, porém, considera o corte parcial de carga. Mas, diferentemente da SMC é um método determinístico e não traz maiores detalhes dos índices de confiabilidade como uma distribuição normal do índice.

2.2.3 Simulação de Monte Carlo

A SMC baseia-se na simulação de contingências através do sorteio de números aleatórios. Uma vez estabelecida a taxa de indisponibilidade de um componente j , dada pelo produto de sua taxa de falha (λ_j) e de seu tempo de restabelecimento (r_j), determina-se a probabilidade (P_j) deste componente estar inoperante durante o período avaliado (h) (KAGAN *et al.*, 2009).

$$P_j = \frac{\lambda_j r_j}{h} \quad (18)$$

Através de sorteio, para o componente j , de um número aleatório, y_j , com distribuição de densidade uniforme no intervalo $[0,1]$, define-se que o componente está na condição de defeito quando $y_j \leq p_j$ e, caso contrário, está na condição operante.

A SMC pode ser classificada em não sequencial ou sequencial/cronológica. A não-sequencial utiliza algoritmos baseados em modelos Markovianos, tal como a

metodologia analítica, e não consegue computar nenhuma conexão cronológica entre os diversos possíveis estados do sistema. Já a SMC cronológica, ou sequencial, requer maior tempo computacional, mas possibilita capturar adequadamente aspectos cronológicos e representar particularidades implícitas na dinâmica de um sistema real. Neste trabalho foi utilizada a SMC cronológica.

Uma forma de se estimar o valor esperado dos índices de confiabilidade utilizando a SMC cronológica é dada por (RUBINSTEIN; KROESE, 2008):

$$\tilde{E}[G] = \frac{1}{NS} \sum_{j=1}^{NS} G(y_j) \quad (19)$$

sendo NS o número de anos simulados, $G(y_j)$ a função teste que verifica o estado do sistema em um dado período analisado.

A incerteza associada aos índices estimados é dada pela variância do estimador:

$$V(\tilde{E}[G]) = \frac{V(G)}{NS} \quad (20)$$

na qual $V(G)$ é a variância da função teste.

Por fim, a convergência do processo de simulação é verificada usando o seguinte coeficiente de variação:

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\tilde{E}[G])}}{\tilde{E}[G]} \quad (21)$$

A seguir, são apresentados os passos da Simulação de Monte Carlo (KAGAN *et al.*, 2009):

- 1) Fixa-se o número de grupos de ensaios N_{grupos} e de ensaios por grupo, N_{ensaios} ;
- 2) Fixa-se um grupo de ensaio, NG;
- 3) Fixa-se um ensaio, NE;
- 4) Analisa-se cronologicamente cada estado dos componentes;
 - a. Seleciona-se um componente j ;
 - b. Sorteia-se um número aleatório com densidade de distribuição uniforme $0 \leq y_j \leq 1$;

- c. Define-se a situação operativa do componente j . Salva-se seu estado: operante se $y_j \geq p_j$, ou inoperante se $y_j \leq p_j$;
 - d. Havendo outro componente a ser sorteado, retorna-se ao passo **4.a**. Caso contrário, completa-se o estabelecimento do estado dos componentes da rede para o ensaio NE e passa-se ao passo **4.e**;
 - e. Procede-se ao estudo de fluxo de potência com os componentes nos estados definidos. Ocorrendo desrespeito aos critérios técnicos, procede-se ao estudo de redespacho da geração acompanhado de corte de carga, se necessário. O uso de técnicas de otimização para o cálculo do fluxo de potência ótimo com corte de carga é uma opção para este passo.
- 5) Havendo, dentro desse grupo, ainda ensaios a realizar, retorna-se ao passo **3**. Tendo-se concluído os ensaios desse grupo, passa-se ao passo **6**;
 - 6) Calcula-se, para o grupo NG, os indicadores desejados e suas variâncias, equações (2) a (9).
 - 7) Pela equação (21) testa-se a convergência, e caso seja atendida, encerra-se o procedimento. Caso contrário retorna-se ao passo **2** e fixa-se um novo grupo de ensaios.

A Simulação de Monte Carlo é um processo demasiadamente demorado, pois faz uso de repetitivas simulações, porém, traz informações extras sobre os índices de confiabilidade e dados estatísticos sobre o mesmo, como a probabilidade condicional do índice. E ainda, a Simulação de Monte Carlo sequencial é uma técnica apropriada para lidar com sistemas nos quais a reprodução cronológica da ocorrência dos eventos é importante para uma correta avaliação dos índices de confiabilidade.

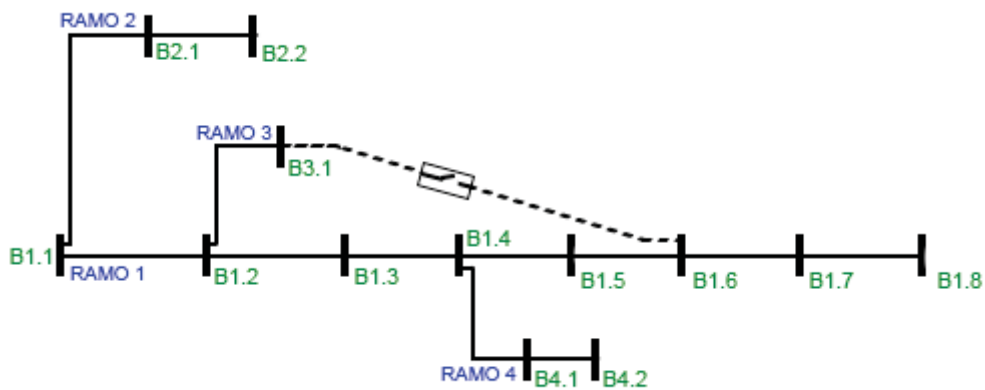
2.3 SMART GRIDS E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Smart Grids incluem a integração entre o sistema de potência, comunicação e tecnologia da informação para melhorar a estrutura e adicionar recursos ao sistema de potência para atender à demanda de energia elétrica. Com adição de comunicação em tempo real e da tecnologia da informação, se torna possível adicionar inteligência e automação ao sistema elétrico, possibilitando, por exemplo, chaveamento

automático para restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em caso de falhas, sendo esta capacidade de reestabelecimento automático denominada *self-healing*. Outra observação importante é que, no cenário de *Smart Grids*, consumidores podem ter a participação mais ativa no sistema elétrico, como armazenamento de energia e geração distribuída.

Neste trabalho a capacidade de *self-healing* foi definida como a instalação de monitoramento em determinados componentes que ao falharem ativa-se automaticamente um outro componente no sistema, restabelecendo o fornecimento de energia.

FIGURA 4 – SISTEMA PARA EXEMPLO DE COMPONENTES *SELF-HEALING*



FONTE: autor (2018)

Para o sistema exemplo apresentado na FIGURA 4, a linha que conecta as barras B3.1 e B1.6 é um componente que garante a capacidade de *self-healing* do sistema. Ela está fora de operação em situação normal e caso qualquer componente do Ramo 3 ou Ramo 1 falhe, ela pode entrar em operação, desde que dispositivos seccionadores estejam corretamente instalados nestes ramos e a função objetivo de um FPO determine que isto traz benefício ao sistema. O uso da capacidade de *self-healing* de um componente deve estar associado à instalação de outros componentes para monitorar a rede e de chaves para garantir o isolamento caso ocorra uma falha.

Portanto, em uma análise de contingência (e consequentemente nos estudos de confiabilidade), é interessante avaliar o impacto de um componente *self-healing*, uma vez que em operação normal do sistema ele não é ativado. Sendo assim, neste trabalho, o benefício de um componente com capacidade de *self-healing* é avaliado

dentro da estimação dos índices de confiabilidade, pois em um caso de contingência, um menor número de consumidores ficaria sem fornecimento de energia elétrica.

A Geração Distribuída (GD) é a produção de energia de forma descentralizada no próprio local ou próximo de onde essa energia é utilizada. A GD normalmente é associada a fontes renováveis e conectadas à rede de distribuição, porém, uma GD pode também ter fonte de energia não renováveis, como combustíveis derivados do petróleo. O uso de GD pode trazer muitas vantagens como atendimento mais rápido ao crescimento da demanda; redução nos custos com perdas na transmissão/distribuição; aumento da confiabilidade; redução nos investimentos para reforçar o sistema; e atendimento total ou parcial a áreas isoladas durante uma falha no sistema (PAIVA, 2016).

Por outro lado, apresenta desvantagens como maior complexidade para planejamento e operação do sistema e o fato do sistema de distribuição ter sido originalmente projetado para que o sentido do fluxo de potência apenas flua da subestação para as cargas, o que traz desafios adicionais como pequenas variações no secundário dos transformadores poderem gerar distúrbios no sistema. Além disso, assim como apresentado por Sales (2006), a maioria das falhas que ocorrem em sistemas com níveis elevados de energia renovável está associada à indisponibilidade dos recursos energéticos, ou seja, a intermitência e incerteza das fontes geradoras podem impactar nos índices de confiabilidade.

Para este trabalho é considerado alocação de GDs oriundas de fontes renováveis (eólica e solar), com fator de potência constante e unitário, instaladas simultaneamente com dispositivos reguladores de tensão.

2.4 O PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

Alguns trabalhos utilizam a versão linear do fluxo de potência, porém, para uma análise detalhada do impacto da geração distribuída no planejamento da expansão do sistema elétrico, a formulação não-linear é recomendada.

O problema de fluxo de potência ótimo (FPO) tem como objetivo encontrar os valores ótimos de geração a fim de reduzir uma variável desejada. Normalmente são utilizados o custo com geração, perdas e corte de carga.

De forma genérica o problema de fluxo de potência ótimo pode ser representado como:

$$\min f(u) \quad (22)$$

s.a.

$$g(u) = 0 \quad (23)$$

$$h^{min} \leq h(u) \leq h^{max} \quad (24)$$

sendo

u: vetor de variáveis de otimização composto pela geração de potência ativa e reativa, tensões nas barras, taps de transformadores e outros.

f(u): função objetivo a ser otimizada;

g(u): vetor de restrições de igualdade que representam as equações de balanço de potência ativa e reativa;

h(u): vetor de restrições de desigualdade, composto pelos limites físicos e operacionais.

Dentre diversas técnicas existentes para resolução de problemas de otimização, o Método dos Pontos Interiores é usado frequentemente em problemas de fluxo de potência ótimo.

2.4.1 Método primal-dual de pontos interiores

O método dos Pontos Interiores foi, inicialmente, indicado para problemas de programação linear. Porém, devido ao seu bom desempenho, passou a ser aplicado também em problemas gerais de otimização não-linear como o FPO.

Este método consiste em tornar as restrições de desigualdade em restrições de igualdade através da introdução de variáveis de folga não-negativas. Estas variáveis, por sua vez, são introduzidas à função objetivo através da barreira logarítmica, a qual tem função de penalização.

Para utilizar o método dos Pontos Interiores aplicam-se às equações (22)-(24) os procedimentos descritos a seguir (LUENBERGER; YE, 1983).

Primeiramente, aplica-se a transformação das restrições de desigualdade em restrições de igualdade pela introdução de variáveis de folga:

$$h(u) - h^{min} - s^{min} = 0 \quad (25)$$

$$h(u) - h^{max} + s^{max} = 0 \quad (26)$$

Sendo s^{min} e s^{max} vetores de variáveis de folga estritamente positivos.

É introduzida a barreira logarítmica na função objetivo, a fim de se representar as restrições de não negatividade. A função barreira penaliza as estimativas de solução que se encontram próximas aos limites das desigualdades, ou seja, associadas às variáveis de folga próximas de zero. O problema modificado passa a ser representado como:

$$\min f(u) - \mu \sum_i^{ndes} [\ln(s_i^{min}) + \ln(s_i^{max})] \quad (27)$$

s.a.

$$g(u) = 0 \quad (28)$$

$$h(u) - h^{min} - s^{min} = 0 \quad (29)$$

$$h(u) - h^{max} + s^{max} = 0 \quad (30)$$

no qual

ndes: número de restrições de desigualdade;

μ : parâmetro barreira ($\mu \geq 0$).

Assim, a função Lagrangeana associada a este problema é:

$$\begin{aligned} L(u, \lambda, \pi^{min}, \pi^{max}, s^{min}, s^{max}) = & f(u) - \mu \sum_i^{ndes} [\ln(s_i^{min}) + \ln(s_i^{max})] + \\ & + \lambda^T g(u) + (\pi^{min})^T [h(u) - h^{min} - s^{min}] + (\pi^{max})^T [h(u) - h^{max} + s^{max}] \end{aligned} \quad (31)$$

sendo

λ : vetor de dimensão ($nig \times 1$) composto pelos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade;

π^{min} : vetor de dimensão ($ndes \times 1$) composto pelos multiplicadores de Lagrange associados aos limites mínimos;

π^{max} : vetor de dimensão (ndes \times 1) composto pelos multiplicadores de Lagrange associados aos limites máximos;

nig: número de restrições de igualdade.

O novo problema de otimização passa a ser:

$$\min L(u, \lambda, \pi^{min}, \pi^{max}, s^{min}, s^{max}) \quad (32)$$

s.a.

$$s^{min} > 0, s^{max} > 0 \quad (33)$$

$$\pi^{min} \geq 0, \pi^{max} \leq 0 \quad (34)$$

Um ponto $z = [u^T \lambda^T (\pi^{min})^T (\pi^{max})^T (s^{min})^T (s^{max})^T]^T$ é uma solução do problema somente se:

a) Satisfaz as condições necessárias de otimalidade de primeira ordem, ou condições de KKT:

$$\nabla_u L(z) = 0 \quad \Leftrightarrow \nabla_u f(u) + [\nabla_u g(u)]^T \lambda + [\nabla_u h(u)]^T (\pi^{min} + \pi^{max}) = 0 \quad (35)$$

$$\nabla_\lambda L(z) = 0 \quad \Leftrightarrow g(u) = 0 \quad (36)$$

$$\nabla_{\pi^{min}} L(z) = 0 \quad \Leftrightarrow h(u) - h^{min} - s^{min} = 0 \quad (37)$$

$$\nabla_{\pi^{max}} L(z) = 0 \quad \Leftrightarrow h(u) - h^{max} + s^{max} = 0 \quad (38)$$

S^{min} e S^{max} : matrizes diagonais compostas pelos elementos s^{min} e s^{max} .

b) A Hessiana do Lagrangeano L'

$$L'(u, \lambda, \pi^{min}, \pi^{max}) = f(u) + \lambda^T g(u) + \pi_A^T h_A(u) \quad (39)$$

sendo $h_A(u)$ o vetor das restrições de desigualdades ativas e π_A^T o vetor formado pelos multiplicadores de Lagrange associados a essas restrições.

A Hessiana do Lagrangeano deve ser definida positiva, ou seja, o espaço nulo do Jacobiano formado pelas restrições de igualdade e restrições de desigualdades ativas associadas a multiplicadores de Lagrange devem ser estritamente positivos.

O Método de Pontos Interiores se concentra em obter um ponto estacionário, isto é, o ponto que satisfaça as condições necessárias de otimalidade do item (a). E

para garantir que a solução encontrada seja um mínimo global, a mesma deve satisfazer o item (b).

O sistema de equações (35) a (38) pode ser representado de forma compacta como $\rho(z) = 0$, cuja solução se dá pelo Método de Newton:

$$\nabla_z \rho(z) \Big|_{z^*} \Delta z = -\rho(z^*) \quad (40)$$

ou seja,

$$\begin{bmatrix} L_{uu} & L_{u\lambda} & L_{u\pi^{min}} & L_{u\pi^{max}} & 0 & 0 \\ L_{u\lambda}^T & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ L_{u\pi^{min}}^T & 0 & 0 & 0 & -I & 0 \\ L_{u\pi^{max}}^T & 0 & 0 & 0 & 0 & I \\ 0 & 0 & -S^{min} & 0 & -\Pi^{min} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & S^{max} & 0 & -\Pi^{max} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta u \\ \Delta \lambda \\ \Delta \pi^{min} \\ \Delta \pi^{max} \\ \Delta S^{min} \\ \Delta S^{max} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_u L \\ \nabla_\lambda L \\ \nabla_{\pi^{min}} L \\ \nabla_{\pi^{max}} L \\ \nabla_{S^{min}} L \\ \nabla_{S^{max}} L \end{bmatrix} \quad (41)$$

onde

$$L_{uu} = \nabla_{uu}^2 L = \nabla_{uu}^2 f(u) + \sum_{i=1}^{nig} \lambda_i \cdot \nabla_{uu}^2 g_i(u) + \sum_{j=1}^{ndes} (\pi_j^{max} + \pi_j^{min}) \nabla_{uu}^2 h_j(u) \quad (42)$$

$$L_{u\lambda} = \nabla_{\lambda u}^2 L = [\nabla_u g(u)]^T \quad (43)$$

$$L_{u\pi^{min}} = \nabla_{\pi^{min} u}^2 L = [\nabla_u h(u)]^T \quad (44)$$

$$L_{u\pi^{max}} = \nabla_{\pi^{max} u}^2 L = [\nabla_u h(u)]^T \quad (45)$$

sendo Π^{min} e Π^{max} matrizes diagonais compostas pelos elementos de π^{min} e π^{max} , e I a matriz identidade.

2.4.1.1 Algoritmo do Método dos Pontos Interiores versão Primal- Dual

Mikilita (2005) apresenta um passo a passo do algoritmo do método dos pontos interiores apresentado em Luenberger e Ye (1983).

Passo 0: Iniciar as variáveis.

Passo 1: Calcular o gradiente da função Lagrangeana, equações (35)-(38).

Passo 2: Testar os critérios de convergência:

$$\mu \leq \varepsilon_u \quad (46)$$

$$\max \|\nabla L\| \leq \varepsilon_L \quad (47)$$

sendo

$\|\nabla L\|$ a norma infinita do gradiente da função Lagrangeana.

ε_L e ε_u tolerâncias para o teste de convergência do método iterativo.

- Caso os critérios sejam satisfeitos, FIM. A solução ótima foi encontrada.

- Caso contrário, prosseguir ao **Passo 3**.

Passo 3: Resolver a equação matricial (41).

Passo 4: Determinar o comprimento dos passos primal e dual:

$$\alpha_p = \min \left[\min_{\Delta s_i^{max} < 0} \frac{-s_i^{max}}{\Delta s_i^{max}}, \min_{\Delta s_i^{min} < 0} \frac{-s_i^{min}}{\Delta s_i^{min}}, 1 \right] \quad (48)$$

$$\alpha_d = \min \left[\min_{\Delta \pi_i^{max} < 0} \frac{-\pi_i^{max}}{\Delta \pi_i^{max}}, \min_{\Delta \pi_i^{min} < 0} \frac{-\pi_i^{min}}{\Delta \pi_i^{min}}, 1 \right] \quad (49)$$

Passo 5: Atualizar as variáveis:

$$u = u + \sigma \alpha_p \Delta u \quad (50)$$

$$s^{min} = s^{min} + \sigma \alpha_p \Delta s^{min} \quad (51)$$

$$s^{max} = s^{max} + \sigma \alpha_p \Delta s^{max} \quad (52)$$

$$\lambda = \lambda + \sigma \alpha_d \Delta \lambda \quad (53)$$

$$\pi^{max} = \pi^{max} + \sigma \alpha_d \Delta \pi^{max} \quad (54)$$

$$\pi^{min} = \pi^{min} + \sigma \alpha_d \Delta \pi^{min} \quad (55)$$

sendo σ uma constante que tem por finalidade garantir a interioridade da nova estimativa de solução, sendo fixada em 0,99995.

Passo 6: Atualizar o parâmetro de barreira:

$$\mu = \frac{(s^{max})^T \pi^{max} - (s^{min})^T \pi^{min}}{2 n \beta} \quad (56)$$

sendo n o número de variáveis primais e duais e β o fator de aceleração (≥ 1).

E, retornar ao **Passo 1**.

2.5 NON-DOMINATED SORTING GENETIC ALGORITHM II (NSGA-II)

O NSGA-II (DEB, 2001; DEB *et al.*, 2002) é um algoritmo elitista, utilizado em problemas multiobjetivos e que preserva a diversidade da população, é um algoritmo robusto, de fácil implementação e pode ser aplicado para solução de vários tipos de problemas de otimização em diversas áreas do conhecimento com excelentes resultados. Por isso, o NSGA-II foi escolhido para compor a resolução do problema neste trabalho, além de ser o método utilizado em resolução de problemas similares e recentes, como os apresentados em Paiva (2016) e Nejadfard-Jahromi *et al.* (2015).

O NSGA-II incorpora o princípio da dominância para encontrar um conjunto de soluções de alta qualidade, não-dominadas, que podem estar próximas ou até mesmo pertencer à fronteira de Pareto (conjunto de soluções multiobjetivo ótimas do problema) (DEB *et al.*, 2002).

Assim como o clássico algoritmo genético, o NSGA-II utiliza um conjunto inicial de soluções e estas passam por seleção, mutação e cruzamento. Maiores detalhes da modelagem são apresentados na seção 4.2.2.

2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Diversos são os desafios quando se envolve todos estes temas citados, principalmente por se tratar de um problema não-linear que necessita de variáveis inteiras. Existem estudos que utilizam a formulação linear do fluxo de potência a fim de simplificar o problema e ganhar performance computacional, porém, para alocação de GD com fator de potência constante é necessária também a análise do fluxo de potência reativo e do perfil de tensão, portanto, uma programação não-linear inteira mista é necessária.

Individualmente, cada tema aqui citado é amplamente discutido na literatura e possui técnicas bem consolidadas para sua resolução. Porém, ao conectá-los e considerá-los em conjunto, o principal desafio que surge é a definição de uma técnica de resolução que possibilite a consideração de tantos fatores que, mesmo com naturezas distintas, impactam conjuntamente em custos de investimento, operação e na confiabilidade do sistema.

3 REVISÃO DA LITERATURA

A necessidade por técnicas que solucionem o problema do planejamento da expansão de sistemas de distribuição considerando geração distribuída e/ou confiabilidade, dentro de um tempo razoável de processamento, estimula estudos nesta área. É válida a análise de técnicas aplicadas não somente ao sistema distribuição, mas também ao sistema de transmissão, pois estas, muitas das vezes, podem ser utilizadas em ambos sistemas com devidos ajustes. Verifica-se o constante uso de heurísticas para solução destes problemas, em sua maioria variações do algoritmo genético.

Em Ramírez-Rosado e Bernal-Agustín (2001) é apresentada uma metodologia para se otimizar o custo e índices de confiabilidade no planejamento da expansão da distribuição com o uso do algoritmo evolutivo, sendo este uma heurística. Porém, poucas variáveis são levadas em consideração durante a formulação do problema, o que pode comprometer a qualidade dos resultados e dificulta a comparação com os demais trabalhos.

Negrete (2010) considera o índice de confiabilidade LOLE (*Loss of Load Expectation*) e incertezas no mercado para um sistema de transmissão. Porém, as incertezas de mercado visam principalmente o critério econômico de compra e venda de energia elétrica frente à demanda, algo que está intensamente relacionada à transmissão. Para resolução do problema é utilizado o algoritmo genético especializado de Chu-Beasley (AGCB), que possui algumas particularidades como não substituir toda população em cada iteração, mas apenas um indivíduo.

Já em Dumbrava *et al.* (2011) é utilizado o algoritmo chamado MNB (*Meshed Network Building*), no qual são levantadas todas combinações de rotas possíveis de linhas que interligam as barras. Então são eliminadas as linhas que fazem o sistema se tornar malhado. Iterativamente, o algoritmo elimina as linhas mais custosas (mais longas). O autor conclui que o planejamento da expansão da rede de distribuição não deve ser feito somente a partir do comprimento das linhas, ou seja, pelo custo do condutor por metro, o valor das perdas no sistema também deve ser considerado, assim como outros fatores do sistema.

Um trabalho bastante completo, porém, voltado à rede de transmissão é apresentado por Abreu (2011). É utilizada a heurística Estratégia de Evolução em conjunto à Simulação de Monte Carlo não-sequencial. O autor apresenta que, a maior

parte dos trabalhos encontrados na literatura são dedicados ao planejamento determinístico e estático, sendo empregada uma grande diversidade de técnicas de otimização, desenvolvidas com o propósito de explorar as características combinatórias do problema.

O estudo apresentado em Cossi *et al.* (2012) aborda uma formulação não-linear inteira mista, com a função objetivo de reduzir os custos de expansão e operação do sistema, assim como os custos de confiabilidade em eventos de contingência. Os custos envolvidos na análise de confiabilidade estão ligados à energia não suprida. Devido à natureza não linear e ao se utilizar uma função multiobjetivo, um algoritmo de Busca Tabu Reativo é proposto. Desta forma o problema de se alocar religadores automáticos e manuais é resolvido simultaneamente com o problema de expansão e operação da rede de distribuição. Como resultado tem-se soluções Pareto, as quais são analisadas através de uma função para medir a qualidade do resultado.

Aghaei e Azizvahed (2014) apresentam uma formulação para o planejamento da expansão do sistema de distribuição de energia elétrica considerando confiabilidade e energia assegurada. Foi utilizado a metaheurística Enxame de Partículas para sua resolução, porém, foi adicionado uma alteração ao método, criando uma forma de mutação para melhorar a habilidade de busca e fugir de mínimos locais. O autor comparou os resultados encontrados àqueles obtidos na versão clássica do Enxame de Partículas, sendo que a versão modificada apresentou um desvio padrão menor nos resultados, ou seja, apresenta respostas muito próximas em todas as vezes que foi executado.

Em seu trabalho, Georgilakis e Hatzargyriou (2015) apresentam uma visão geral de trabalhos publicadas após o ano de 2004 sobre o tema do planejamento do sistema de distribuição de energia elétrica. Dentre os trabalhos estudados as técnicas utilizadas para solução são baseadas em programação linear inteira-mista, programação não linear inteira-mista, programação dinâmica, otimização ordinal e heurísticas.

Outro estudo que abrange o tema de planejamento e expansão da rede de distribuição de energia elétrica é apresentado por Nejadfard-Jahromi, Rashidinejad e Abdollahi (2015), no qual tem-se como objetivo a redução dos custos para planejamento e expansão da rede e aprimoramento dos índices de confiabilidade em um ambiente com Redes Elétricas Inteligentes - *Smart Grids*. Neste estudo é

apresentado um método para otimizar o investimento, operação e manutenção da expansão do sistema elétrico. Já para a análise de confiabilidade é usado o índice EENS (Energia esperada não suprida) e para seu cálculo foi utilizado um método analítico. Uma variação da heurística algoritmo genético foi utilizada para solução, mais especificamente o algoritmo genético com ordenação não dominante.

Devido ao crescente interesse em geração distribuída e energia renovável, novos estudos têm surgido relacionando estes temas com a expansão da rede de distribuição de energia elétrica e confiabilidade, assim como apresentado em Muñoz-Delgado, Contreras e Arroyo (2015). Neste estudo consideram-se incertezas nas fontes geradoras, confiabilidade e diversas possibilidades para a expansão do sistema de distribuição, como instalação de alimentadores, transformadores e geração distribuída. É utilizada uma técnica de programação linear inteira mista baseada em um modelo de programação estocástico.

O autor afirma ainda que poucos estudos têm dado a devida atenção ao planejamento multiestágio da distribuição considerando a geração distribuída, e ainda apresenta benefícios do uso de metaheurísticas em problemas de alocação de componentes. Uma contribuição particular deste estudo, em relação aos demais aqui revistos, é a inserção das incertezas da velocidade do vento e da irradiação solar, assim como afirma o autor, são variáveis da natureza que comprovadamente possuem uma relação entre si. Em sua conclusão é apresentado como a consideração da confiabilidade na expansão do sistema elétrico altera o resultado gerado. Ao fim de seu estudo o autor sugere a inserção de veículos elétricos no planejamento da expansão do sistema elétrico.

Em Mazhari, Monsef e Romero (2016) é utilizada a Simulação de Monte Carlo para avaliar o nível de confiabilidade do sistema de distribuição que, assim como no Brasil, pode gerar um abono na próxima fatura do consumidor. Com o objetivo de minimizar ambos custos, de planejamento e de confiabilidade, os autores consideram custos para expansão de subestações, alimentadores, adição de chaves seccionadoras, utilizando uma versão modificada do algoritmo genético. Ao fim do trabalho o autor sugere a análise da reconfiguração do sistema de distribuição e realocação de chaves existentes.

Arasteh *et al.* (2016) utiliza o conceito SoS (*system of systems*) para resolução da expansão da geração distribuída. SoS é um sistema eficiente que consiste em alguns sistemas autônomos e heterogêneos com diferentes funções objetivo. Para

análise da confiabilidade do sistema foi utilizado o índice EENS para formulação do problema, que mede a Energia Espera Não Suprida. Foi utilizado um algoritmo dividido em 3 camadas/etapas, a primeira utiliza a heurística enxame de partícula para solução do problema, e as demais camadas são baseadas em uma análise de sensibilidade da solução.

Outro trabalho bastante completo é apresentado por Paiva (2016), no qual já se apresenta a tendência de trabalhos mais recentes a considerarem geração distribuída no planejamento da expansão do sistema elétrico, porém, o estudo e formulação são feitos em uma análise de um único estágio. Neste trabalho é proposto uma técnica robusta e eficiente para a solução do problema de planejamento de curto prazo das redes de distribuição considerando alocação simultânea de fontes de Geração Distribuída (GD) do tipo eólico, bancos de capacitores, dispositivos de controle e proteção bem como a possibilidade de revitalização dos ramais dos alimentadores da rede de distribuição com possíveis trocas de estruturas de sustentação. E ainda, considera-se as incertezas nas GDs através da SMC. Para parametrização da confiabilidade é utilizado um índice que quantifica a energia não suprida, porém, seu cálculo não é feito com a análise de corte parcial de carga. O método de solução utilizado no trabalho é o NSGA II. Assim como apresentado em suas propostas para trabalhos futuros, não foram modelados reguladores de tensão e transformadores defasadores.

3.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Recentemente o número de estudos que envolvem o planejamento da expansão da distribuição de energia elétrica, confiabilidade e geração distribuída vem crescendo, principalmente pelo motivo da desconsideração de alguns destes fatores poder trazer soluções que não são de fato as mais economicamente viáveis. O interesse pelos assuntos de confiabilidade e geração distribuída vem sendo cada vez mais discutidos, pois órgãos regulatórios tendem a tornar os níveis de confiabilidade mínimos/máximos mais rígidos e o uso/instalação da geração distribuída vem crescendo, o que pode acarretar em perda de confiabilidade e qualidade da distribuição se não for corretamente prevista e inserida durante o planejamento.

A TABELA 2 apresenta um quadro comparativo dos trabalhos discutidos nesta seção, relativos aos temas abordados. Nesta mesma tabela, está em cor azul a

proposta deste trabalho que visa o aprimoramento das técnicas encontrados na literatura. Esta proposta é melhor descrita nos próximos capítulos.

TABELA 2 – RESUMO COMPARATIVO DA REVISÃO DA LITERATURA

	PROPOSTA	(NEGRETE, 2010)	(AGHAEI; AZIZVAHED, 2014)	(GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2015)	(MAZHARI <i>et al.</i> , 2016)	(NEJADFARD-JAHROMI <i>et al.</i> , 2015)	(DUMBRAVA <i>et al.</i> , 2011)	(RAMÍREZ-ROSADO; BERNAL-AGUSTIN, 2001)	(ABREU, 2011)	(COSSI <i>et al.</i> , 2012)	(MUNOZ-DELGADO <i>et al.</i> , 2015)	(ARASTEH <i>et al.</i> , 2016)	(PAIVA, 2016)
Transmissão													
Distribuição													
Alocação de chaves													
Alocação de capacitores													
Confiabilidade													
SMC													
Multiobjetivo													
Multiestágio													
Smart Grid e/ou Geração Distribuída													
Análise do impacto do método para cálculo da confiabilidade no planejamento da expansão													
Fluxo AC													
Heurística													
Algoritmo Genético													
Enxame de partículas													
Busca Tabu													
Incertezas													

FONTE: O autor (2018)

Dentre os estudos analisados, em grande parte foram utilizadas heurísticas para solucionar parte ou inteiramente o problema, o que já era esperado, uma vez que o problema possui característica de variáveis inteiras e heurísticas funcionam muito bem para estes tipos de problemas. As mais comuns foram algoritmo genético, busca tabu e enxame de partícula. Já os índices de confiabilidade mais utilizados são o LOLC e o EENS.

É possível observar que algumas formulações da rede de transmissão utilizam o fluxo DC para uma programação linear inteira mista (NEGRETE, 2010) (ABREU, 2011). Já se tratando de uma rede de distribuição com geração distribuída, verifica-se ser usual a formulação do fluxo AC.

Nota-se também que nas publicações apresentadas na TABELA 2, não existe uma análise do impacto que os métodos para cálculo dos índices de confiabilidade geram no planejamento da expansão. Assim como não foi observado a consideração de todos os temas citados neste trabalho (geração distribuída, *self-healing*, confiabilidade, capacitores, chaves e linhas) em uma análise multiperíodo e multiobjetivo. E esses são os principais motivadores para a formulação e metodologia desenvolvida nos capítulos seguintes.

4 MATERIAL E MÉTODOS

Neste capítulo serão apresentados os materiais usados, assim como a formulação da metodologia proposta para solucionar o problema do planejamento multiestágio da expansão de sistemas de distribuição considerando confiabilidade e geração distribuída no contexto de *Smart Grids*.

4.1 MATERIAL

Para a construção e validação da metodologia elaborada utilizaram-se os materiais apresentados a seguir. Sendo primeiro apresentados os dados do sistema de distribuição utilizados para gerar os resultados e, em seguida, as ferramentas computacionais usadas para o desenvolvimento e a plataforma computacional em que foram realizados os testes de validação.

4.1.1 Dados dos sistemas teste de distribuição

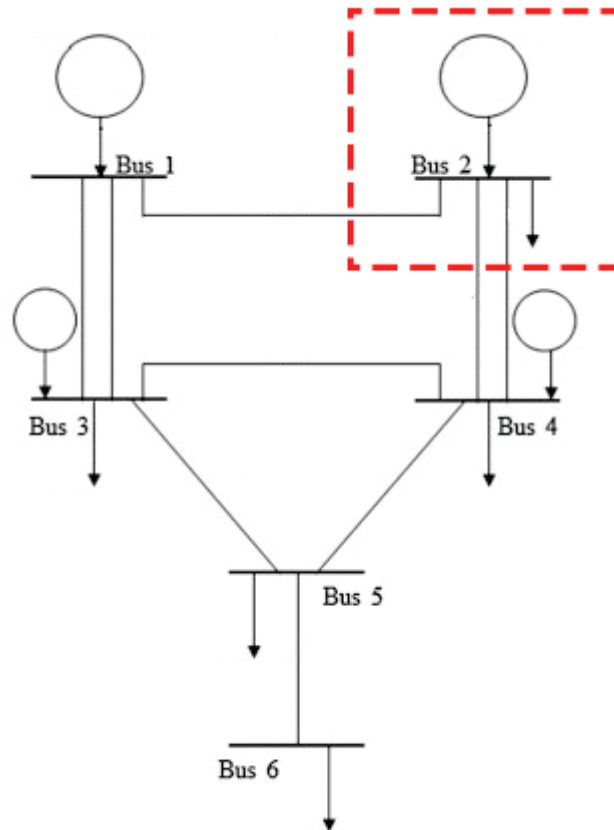
Foram utilizados 2 sistemas testes para validação da metodologia proposta e algoritmo desenvolvido.

4.1.1.1 Sistema teste 1 (ST1): IEEE-RBTS BUS 2 modificado

Primeiramente, foi utilizado um sistema teste de pequeno porte para facilitar as análises e validação da metodologia. O sistema utilizado foi uma versão modificada do sistema IEEE-RBTS BUS 2.

O sistema IEEE-RBTS BUS 2 recebe esse nome por representar um dos pontos de consumo do sistema IEEE-RBTS. O sistema IEEE-RBTS foi proposto por BILLINTON *et al.* (1989) e é apresentado na FIGURA 5.

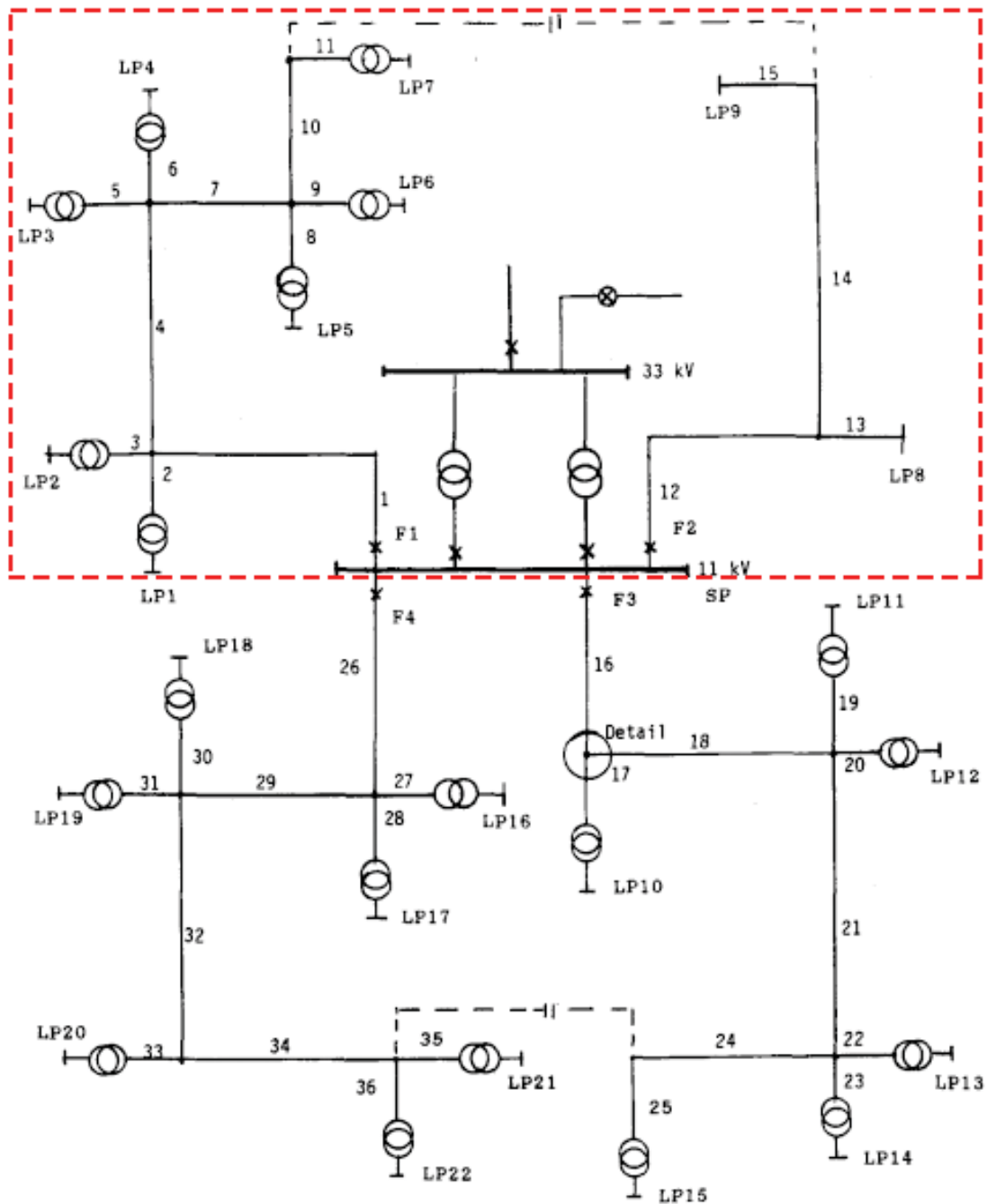
FIGURA 5 – SISTEMA IEEE-RBTS



FONTE: adaptado de Kwag e Kim (2014) e BILLINTON *et al.* (1989)

A barra em destaque na FIGURA 5 é a *BUS 2* e representa o IEEE-RBTS *BUS 2*, o qual é detalhado por Allan *et al.* (1991) e apresentado na FIGURA 6. Esse sistema é utilizado em diversos estudos que envolvem confiabilidade, pois disponibiliza dados sobre o tema, apresenta resultados das estimativas de índices de confiabilidade. Também é um sistema radial e bastante genérico, representando elementos de um sistema real.

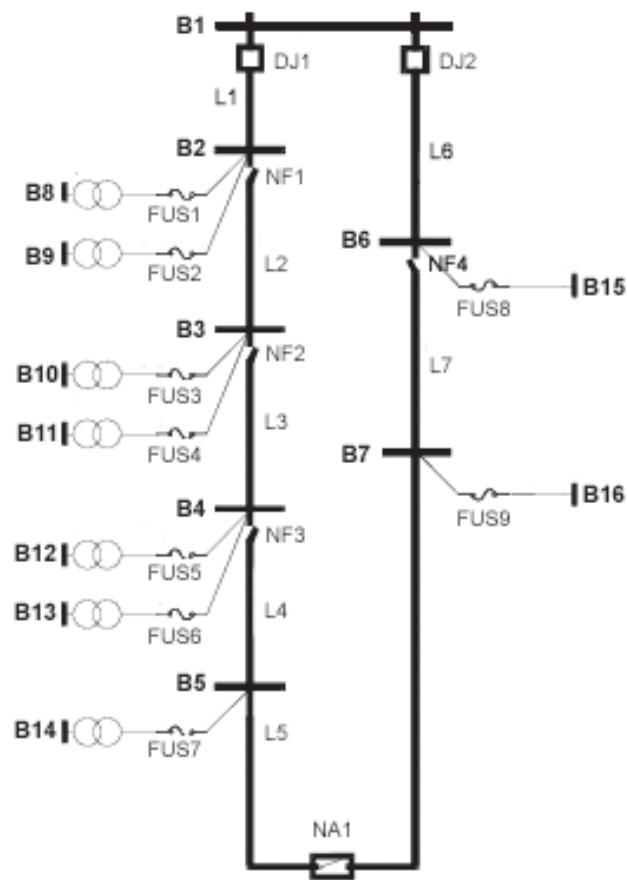
FIGURA 6 – SISTEMA IEEE-RBTS BUS 2 ORIGINAL



FONTE: adaptado de ALLAN *et al.* (1991)

A região destacada na FIGURA 6 representa a simplificação utilizada neste trabalho, ou seja, apenas essa região foi utilizada como o ST1. A simplificação foi realizada a fim de facilitar as análises dos resultados obtidos. De forma resumida, a simplificação elimina os alimentadores $F3$ e $F4$ do sistema original, assim como todos os seus pontos de consumo. A FIGURA 7 apresenta o ST1.

FIGURA 7 – ST1: IEEE-RBTS BUS 2 MODIFICADO



FONTE: Adaptado de Allan *et al.* (1991) e Nascimento (2009)

A nomenclatura utilizada originalmente foi alterada para facilitar o entendimento durante as discussões dos resultados. Exemplificando, a barra **LP1** da FIGURA 6 equivale a barra **B8** da FIGURA 7, as demais seguem a ordem apresentada nas figuras.

Como citado, este sistema faz parte de um sistema maior e possui detalhes para estudos que envolvem confiabilidade. Porém, carece de informações referentes à expansão do sistema, como o crescimento do consumo de carga dentro de um período e custos para instalação de novos componentes. Portanto, algumas definições e adaptações foram realizadas e são apresentadas nas seções seguintes.

4.1.1.1.1 Dados de confiabilidade e operação do ST1

Na TABELA 3 são apresentados a taxa de falha, tempo de reparo e tempo de manobra definidos para os componentes do sistema, sendo que L_i representa todas linhas, FUS_i todas chaves fusível, L_FUS_i as linhas que contêm FUS_i , DJ_i os disjuntores, NF_i as chaves seccionadoras normalmente fechadas e NA_i as chaves normalmente abertas.

TABELA 3 – DADOS DE CONFIABILIDADE PARA O ST1

Elemento	Falhas/ano	Tempo de reparo (h)	Tempo de manobra (h)
L_i	0,0460	8	-
FUS_i	0,0150	4	-
L_FUS_i	0,0650	5	-
DJ_i	0,0004	8	-
NF_i	0,0001	4	1
NA_i	0,0001	4	1

FONTE: Adaptado de Allan *et al.* (1991)

Na TABELA 4 são apresentados os dados de consumidores para o ST1, sendo esse no tempo inicial de planejamento, para os demais anos do horizonte de planejamento foi definido um crescimento de 20% ao ano na demanda de energia elétrica, tanto em potência ativa quanto em potência reativa. A escolha do crescimento de 20% foi feita para se analisar um cenário de intervenção urgente na instalação de novos componentes, uma vez que ao fim do 3º ano o sistema seria naturalmente incapaz de atender toda a demanda.

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 estima um crescimento de 1,9% ao ano para o consumo de energia elétrica entre 2017 e 2026 no Brasil (EPE, 2017). Porém, a China já registrou um crescimento constante de aproximadamente 20% ao ano entre 2000 e 2010 (CHINA ENERGY GROUP, 2014). Portanto, mesmo sendo um crescimento elevado, é um número já registrado em âmbito mundial, assim como também foi utilizado em Malee *et al.* (2016).

TABELA 4 – DADOS DE CONSUMIDORES PARA O ST1

Ponto de Consumo	Perfil	Potência ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)	Número de consumidores
B8	Residencial	0,535	0,0535	210
B9	Residencial	0,535	0,0535	210
B10	Residencial	0,535	0,0535	210
B11	Industrial	0,566	0,0566	1
B12	Industrial	0,966	0,0966	2
B13	Comercial	0,454	0,0454	10
B14	Comercial	0,454	0,0454	10
B15	Industrial	0,600	0,0600	1
B16	Industrial	1,150	0,1150	1

FONTE: Adaptado de Allan *et al.* (1991)

A TABELA 5 mostra definições para a operação do sistema ST1. Com potência máxima entregue pela subestação, custo do fornecimento de energia, limite do fluxo de potência nas linhas e tensão base.

TABELA 5 – DEFINIÇÃO DE DADOS OPERACIONAIS PARA O ST1

Elemento	Definição
Subestação	Potências máximas de 8 MW e 0,8 Mvar
Custo da energia na subestação	0,20 \$/kWh
Linhas	Limite de 4 MVA
Tensão	13,8 kV

FONTE: autor (2018)

Os custos relacionados ao corte de carga foram os mesmos que os apresentados em Nascimento (2009) e estão definidos na TABELA 6. Esses valores representam o custo em cada hora de interrupção. Caso uma carga comercial fique sem fornecimento de energia por 3 horas, por exemplo, seu custo será de 25,60 \$ pela primeira hora, 12,40 \$ pela segunda hora e 30,80 \$ pela terceira hora.

TABELA 6 – CUSTO UNITÁRIO DE INTERRUPÇÃO

Duração da interrupção (horas)	Residencial (\$/kWh)	Comercial (\$/kWh)	Industrial (\$/kWh)
0	3,20	25,60	60,40
1	1,60	12,40	31,20
4	1,20	30,80	17,20
8	0,80	34,80	12,80

FONTE: (NASCIMENTO, 2009)

4.1.1.1.2 Definição do plano de expansão para o ST1

Algumas definições foram feitas para realizar o plano de expansão:

- Período do planejamento: 3 anos;
- Cada nova chave tem taxa de falha $1e-6$ falhas/ano, tempo de reparo de 1 hora, tempo de manobra nulo e custo de investimento de 50.000 \$;
- Cada novo capacitor possui capacidade máxima de 0,5 Mvar, sendo somente múltiplos de 0,1 Mvar permitidos. Para instalação, cada kvar custa 500 \$;
- Cada unidade de GD é não despachável, isto é, usam fontes renováveis (eólica e solar). Assume-se que o custo variável de operação é igual a 0 \$/MWh. Também, assume-se que cada alternativa de GD possui uma capacidade instalada de 1 MW, com fator de capacidade de 0,5, conseqüentemente pode gerar em média 0,5 MW. Adicionalmente, as GDs operam com fator de potência constante e unitário, e um custo fixo de operação e manutenção de 0,01 \$/h. O custo de instalação é de 1.000.000 \$.
- Cada nova linha possui capacidade máxima de 10 MVA, taxa de falha de 0,01 falhas/ano e tempo de reparo de 2 horas. O custo para novas linhas é de 3.000.000 \$ e para recondução de linhas existentes é de 500.000 \$;
- A totalidade da capacidade instalada da infraestrutura de expansão (por exemplo uma GD) deve entrar em operação diretamente no período de investimento, ou seja, não é considerado que expansão da capacidade seja instalada gradativamente ao longo do horizonte de planejamento. Devido a este fator, as variáveis de expansão são binárias.
- Taxa anual de juros igual a 10% ao ano.

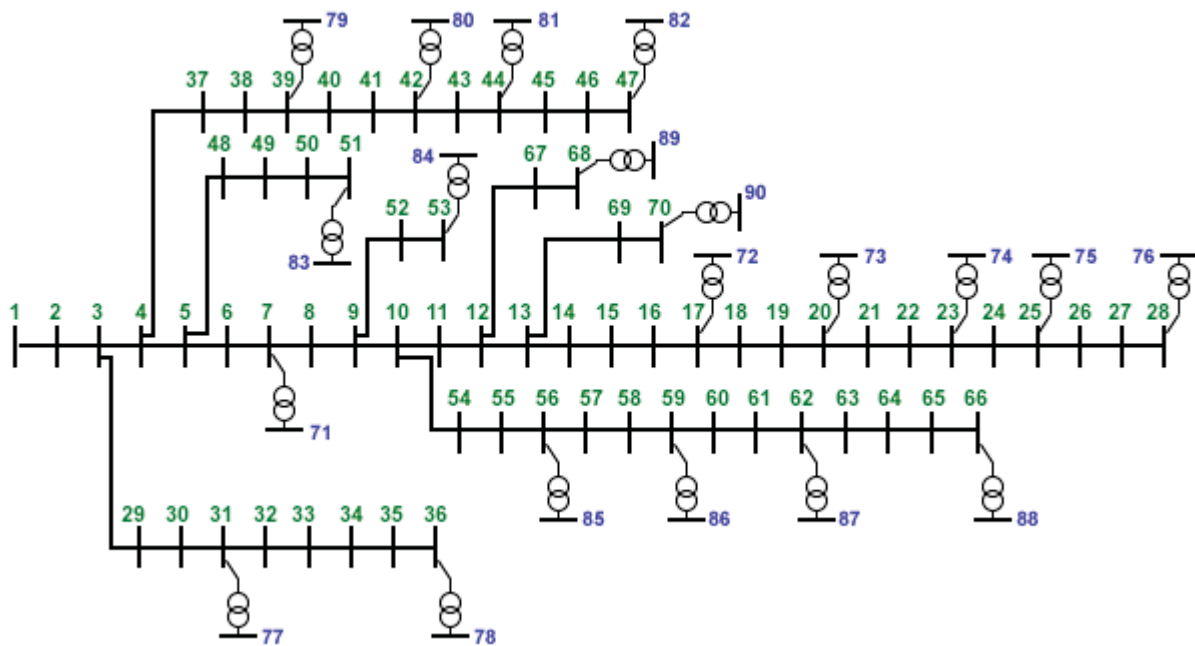
O projetista não pode considerar apenas o custo da aquisição de um componente, pois existe um custo associado a instalação do mesmo. Este custo pode envolver transporte até o local, custo com pessoas, interrupção no fornecimento de energia e até mesmo aquisição de componentes extras, como novos isoladores e suportes.

Em Pletka *et al.* (2014), Malee *et al.* (2016) e Bagheri *et al.*(2015b) são apresentados custos estimados para instalação de componentes para o planejamento da expansão de sistema elétricos, e os valores usados neste trabalho foram adaptados desses estudos.

4.1.1.2 Sistema teste 2 (ST2): Sistema de 90 barras

Para uma análise da qualidade do resultado em um sistema maior que o ST1, foi utilizado o sistema teste apresentado em Godoi (2009), o qual foi inicialmente apresentado com 70 barras e adaptado para uma versão com 90 barras para contemplar a rede secundária de distribuição.

FIGURA 8 – ST2: SISTEMA TESTE DE 90 BARRAS



FONTE: Adaptado de Godoi (2009)

4.1.1.2.1 Dados de confiabilidade e operação do ST2

A TABELA 7 apresenta os dados de confiabilidade para o ST2, sendo que LP_i indica qualquer linha de distribuição da rede primária e LS_i qualquer linha de distribuição da rede secundária de distribuição, enquanto CH_TR_i são chaves seccionadoras de proteção para os transformadores.

TABELA 7 – DADOS DE CONFIABILIDADE PARA O ST2

Elemento	Falhas/ano	Tempo de reparo (h)	Tempo de manobra (h)
LP _i	0,050	8	-
LS _i	0,100	5	-
CH_TR _i	0,001	4	1

FONTE: Adaptado de Allan *et al.* (1991)

Na TABELA 8 são apresentados os dados de consumidores para o ST2, sendo esses no tempo inicial de planejamento, para os demais anos no horizonte de planejamento foi definido um crescimento de 10% ao ano no consumo, tanto em potência ativa quanto em potência reativa. Optou-se por um crescimento menor que aquele utilizado no ST1, para evitar a instalação excessiva de componentes, o que dificultaria as análises.

TABELA 8 – DADOS DE CONSUMIDORES PARA O ST2

Ponto de Consumo	Perfil	Potência ativa (kW)	Potência Reativa (kvar)	Rede Primária / Secundária	Número de consumidores
1	-	0	0	P	0
2	-	0	0	P	0
3	-	0	0	P	0
4	-	0	0	P	0
5	-	0	0	P	0
6	-	0	0	P	0
7	Comercial	2,6	2,2	P	1
8	Industrial	40,4	30	P	1
9	Industrial	75	54	P	1
10	Comercial	30	22	P	10
11	Comercial	28	19	P	8
12	Industrial	145	104	P	2
13	Industrial	145	104	P	1
14	Comercial	8	5,5	P	1
15	Comercial	8	5,5	P	1
16	-	0	0	P	0
17	Industrial	45,5	30	P	1
18	Industrial	60	35	P	1
19	Industrial	60	35	P	1
20	-	0	0	P	0
21	Comercial	1	0,6	P	1
22	Industrial	114	81	P	2

Ponto de Consumo	Perfil	Potência ativa (kW)	Potência Reativa (kvar)	Rede Primária / Secundária	Número de consumidores
23	Comercial	5,3	3,5	P	1
24	-	0	0	P	0
25	Comercial	28	20	P	3
26	-	0	0	P	0
27	Comercial	14	10	P	1
28	Comercial	14	10	P	1
29	Comercial	26	18,6	P	5
30	Comercial	26	18,6	P	5
31	-	0	0	P	0
32	-	0	0	P	0
33	-	0	0	P	0
34	Comercial	14	10	P	1
35	Comercial	19,5	14	P	3
36	Comercial	6	4	P	1
37	Comercial	26	18,55	P	2
38	Comercial	26	18,55	P	2
39	-	0	0	P	0
40	Comercial	24	17	P	2
41	Comercial	24	17	P	2
42	Comercial	1,2	1	P	1
43	-	0	0	P	0
44	Comercial	6	4,3	P	1
45	-	0	0	P	0
46	Industrial	39,22	26,3	P	3
47	Industrial	39,22	26,3	P	3
48	-	0	0	P	0
49	Industrial	79	56,4	P	1
50	Industrial	384,7	274,5	P	2
51	Industrial	384,7	274,5	P	2
52	Industrial	40,5	28,3	P	1
53	Comercial	3,6	7,2	P	1
54	Comercial	4,35	3,5	P	1
55	Comercial	26,4	19	P	1
56	Comercial	24	17,2	P	1
57	-	0	0	P	0
58	-	0	0	P	0
59	-	0	0	P	0
60	Industrial	100	72	P	1

Ponto de Consumo	Perfil	Potência ativa (kW)	Potência Reativa (kvar)	Rede Primária / Secundária	Número de consumidores
61	-	0	0	P	0
62	Industrial	1244	888	P	5
63	Comercial	32	23	P	1
64	-	0	0	P	0
65	Industrial	227	162	P	2
66	Industrial	59	42	P	1
67	Comercial	18	13	P	1
68	Comercial	18	13	P	1
69	Comercial	28	20	P	1
70	Comercial	28	20	P	1
71	Residencial	24	18	S	5
72	Residencial	24	18	S	5
73	Residencial	36	27	S	7
74	Residencial	36	27	S	7
75	Residencial	36	27	S	7
76	Residencial	60	45	S	11
77	Residencial	24	18	S	5
78	Residencial	60	45	S	10
79	Residencial	36	27	S	6
80	Residencial	36	27	S	6
81	Residencial	36	27	S	6
82	Residencial	24	18	S	5
83	Residencial	24	18	S	5
84	Residencial	24	18	S	5
85	Residencial	24	18	S	5
86	Residencial	24	18	S	5
87	Residencial	36	27	S	7
88	Residencial	60	45	S	11
89	Residencial	24	18	S	5
90	Residencial	24	18	S	5

FONTE: Adaptado de Godoi (2009)

Na TABELA 9 são apresentados os dados operacionais para o sistema ST2, como a potência máxima entregue pela subestação, custo do fornecimento de energia, limite do fluxo de potência nas linhas e tensão base.

TABELA 9 – DEFINIÇÃO DE DADOS OPERACIONAIS PARA O ST2

Elemento	Definição
Subestação	Potências máximas de 5 MW e 3,5 Mvar
Custo da energia na subestação	0,60 \$/kWh
Linhas	Limite de 10 MVA
Tensão	13,8 kV (Primária) e 220 V (Secundária)

FONTE: autor (2018)

4.1.1.2.2 Definição do plano de expansão para o ST2

Algumas definições foram feitas para ser possível realizar o plano de expansão:

- Período do planejamento: 3 anos;
- Cada nova chave tem taxa de falha $1e-6$ falhas/ano, tempo de reparo de 1 hora, tempo de manobra nulo e custo de investimento de 50.000 \$;
- Cada novo capacitor para média tensão pode assumir os valores 0,6 Mvar ou 1,2 Mvar com custo de 200.000 \$/Mvar e pode ser usado no mesmo ano de instalação. Já os capacitores de baixa tensão podem assumir apenas o valor de 0,01 Mvar com custo total de investimento de 30.000 \$;
- Cada unidade de GD é não despachável, isto é, usam fontes renováveis (eólica e solar). Assume-se que cada candidato de GD possui uma capacidade fixa de 20 kW para locais de baixa tensão e 200 kW para locais de média tensão, ambas com fator de capacidade de 0,5, conseqüentemente poderão gerar em média 10 kW e 100 kW, respectivamente. Adicionalmente, assume-se que as GDs operam com fator de potência constante e unitário, e um custo fixo de operação e manutenção de 0,01 \$/h. O custo de instalação é de 50.000 \$ para unidades de 20 kW e de 200.000 \$ para unidades de 200 kW;
- Cada nova linha possui capacidade máxima de 20 MVA, taxa de falha de 0,01 falhas/ano e tempo de reparo de 6 horas. O custo para instalação de novas linhas é de 500.000 \$ e para recondutoramento de linhas existentes é de 300.000 \$;
- Assim como apresentado no ST1, a totalidade da capacidade instalada da infraestrutura de expansão (por exemplo uma GD) deve entrar em operação diretamente no período de investimento.

- Taxa anual de juros igual a 10% ao ano.

4.1.2 Plataforma e ferramentas computacionais

A metodologia computacional apresentada neste trabalho foi implementada e testada no software MATLAB em um computador com processador i5 e 4gb de memória RAM.

Para resolução do problema de fluxo de potência ótimo foi utilizada a ferramenta MATPOWER (ZIMMERMAN *et al.*, 2011), a qual é um pacote *open-source* desenvolvido em MATLAB e utilizado para resolução de problemas de fluxo de potência ótimo através do método dos pontos interiores, fluxo de potência continuado, *unit commitment*, entre outros.

4.2 MÉTODOS

4.2.1 Formulação das funções objetivo e restrições

Minimização de custos

A primeira função objetivo é referente ao custo envolvido com expansão (investimento), operação e confiabilidade, sendo expressa por:

$$C^{TOTAL} = \sum_t^T C_t^{EXP} + \sum_t^T C_t^{OP} + \sum_t^T C_t^{CONF} \quad (57)$$

sendo:

C^{TOTAL} : custo total do planejamento;

C_t^{EXP} : custo de expansão devido à instalação de componentes no período t ;

C_t^{OP} : custo de operação no período t ;

C_t^{CONF} : custo relacionado à confiabilidade no período t ;

t : período t do planejamento;

T : número total de períodos planejados;

O custo com a expansão é definido como:

$$C_t^{EXP} = \sum_w^W \sum_n^N \alpha_t^{w,n} (1 - \alpha_{t-1}^{w,n}) \frac{C_{w,n}}{(1+R)^t} \quad (58)$$

sendo:

$\alpha_t^{w,n}$: estado operante do candidato n do componente w no tempo t .

1 caso esteja operante, 0 caso contrário;

$C_{w,n}$: custo de instalação do candidato n do componente w ;

w : componentes w do plano de expansão.

($w=cp$ para capacitor, $w=gd$ para GD, $w=ch$ para chave, $w=lh$ para linha);

W : último componente w do plano de expansão;

n : candidato n para um dado componente w ;

N : último candidato n para um componente w ;

R : taxa anual de investimento.

Dentre essas variáveis, $\alpha_t^{w,n}$ e t são otimizadas ao longo do processo. A variável w é uma generalização para um dado componente do sistema, e caso w seja igual a cp indica um capacitor, gd uma GD, ch uma chave e lh uma linha.

Foi considerado que o investimento para instalação de um novo componente ocorre unicamente no mesmo ano de início da sua operação.

Já o custo de operação é encontrado através da execução do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) o qual incorpora as restrições operacionais do sistema:

$$C_t^{OP} = \sum_k^K [8760 \cdot (P_{gk}^t \cdot C_{gk} + \Delta P_{dk}^t \cdot C_{\Delta P_{dk}}^{FPO})] \quad (59)$$

no qual:

k : barra k do sistema de potência;

K : última barra k do sistema de potência;

P_{gk}^t : potência ativa do gerador na barra k , em t ;

C_{gk} : custo de geração do gerador na barra k [\$/MW];

ΔP_{dk}^t : corte de carga na potência ativa em k , em t ;

$C_{\Delta P_{dk}}^{FPO}$: custo pelo corte de carga na barra k , valor constante;

Já o custo relacionado à confiabilidade do sistema no suprimento à demanda de energia elétrica é calculado diretamente através do índice *LOLC*:

$$C_t^{CONF} = \sum_k^K \Delta P_{dk}^{ESP,t} \cdot C_{\Delta P_{dk}}(t) \quad (60)$$

sendo $\Delta P_{dk}^{ESP,t}$ o valor da *EENS* da carga na barra k no período t e $C_{\Delta P_{dk}}(t)$ o custo relativo ao não fornecimento de energia à carga k .

É necessário observar que $C_{\Delta P_{dk}}$ é diferente de $C_{\Delta P_{dk}}^{FPO}$, sendo que a primeira depende do tempo de interrupção e tem como origem a ocorrência de uma falha, enquanto a segunda representa um custo pelo corte constante de carga durante o período t devido à incapacidade do sistema.

Índice DEC

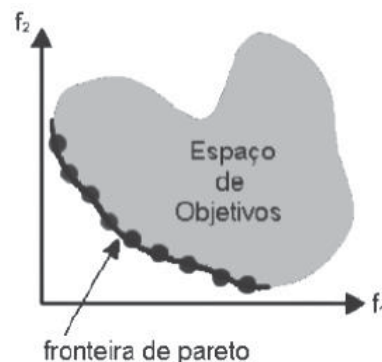
A segunda função objetivo escolhida é o índice de confiabilidade DEC, o qual não sofre influência do custo de cada carga, a fim de evitar que apenas fatores monetários definam o plano de expansão, uma vez que locais de baixo custo pelo não fornecimento de energia podem não sensibilizar suficientemente o índice LOLC.

Portanto, a segunda função objetivo é expressa diretamente pelo índice DEC, o qual é estimado através da SMC, apresentado na seção 2.2.3.

Definição da melhor solução, função fitness

Por ser uma otimização multiobjetivo, o NSGA-II encontra o espaço de soluções dos objetivos, bem como a fronteira de Pareto. Um exemplo de curva de Pareto é apresentado na FIGURA 9 para duas funções objetivo, como é o caso deste trabalho.

FIGURA 9 – DISTRIBUIÇÃO NA FRONTEIRA DE PARETO



FONTE: Paiva (2016)

Ainda é preciso selecionar uma “melhor” solução do conjunto Pareto. Neste trabalho é usado o somatório ponderado:

$$fitness = Z_1/2 \cdot C^{TOTAL} + Z_2/2 \cdot DEC \quad (61)$$

onde Z_1 e Z_2 são o inverso dos valores iniciais de C^{TOTAL} e DEC respectivamente, ou seja, inverso dos valores decorrentes da operação do sistema sem a instalação de novos componentes.

Esta estratégia possibilita uma análise rápida do valor da função fitness de cada indivíduo e um maior equilíbrio entre as funções objetivos, sendo que os valores superiores a 1 são descartados automaticamente e os demais estão limitados entre 0 e 1.

Restrições

Além de restrições operativas do sistema, é necessária a definição de restrições para a expansão do sistema. Por exemplo, a alocação de um componente apenas uma vez ao longo do planejamento, definição de valores discretos para capacitores e alocação de apenas uma GD por barra, dentre outros. Pode-se então separar as restrições em duas categorias, uma relacionada ao FPO (62)-(70) e outra relacionada ao algoritmo genético (71)-(77), as quais são responsáveis pelo planejamento da expansão do sistema.

$$P_k^t(V, \delta) = V_k^t \sum_{m=1}^K V_m^t (G_{km} \cos \delta_{km}^t + B_{km} \sin \delta_{km}^t) \quad \text{para todo } k \text{ e } t \quad (62)$$

$$Q_k^t(V, \delta) = V_k^t \sum_{m=1}^K V_m^t (G_{km} \sin \delta_{km}^t - B_{km} \cos \delta_{km}^t) \quad \text{para todo } k \text{ e } t \quad (63)$$

$$P_k^t(V, \delta) = P_{gk}^t - P_{dk}^t + \Delta P_{dk}^t \quad \text{para todo } k \text{ e } t \quad (64)$$

$$Q_k^t(V, \delta) + Q_{sh,k}^t = Q_{gk}^t - Q_{dk}^t + \Delta Q_{dk}^t \quad \text{para todo } k \text{ e } t \quad (65)$$

$$S_{Lij}^t = \sqrt{(P_{ij}^t)^2 + (Q_{ij}^t)^2} \quad \begin{array}{l} i,j = 1,2,\dots,K \\ \text{e para todo } t \end{array} \quad (66)$$

$$V_k^{min} \leq V_k^t \leq V_k^{max} \quad \text{para todo } k \text{ e } t \quad (67)$$

$$P_{gk}^{min} \leq P_{gk}^t \leq P_{gk}^{max} \quad \begin{array}{l} \text{para toda barra } k \text{ não conectada a} \\ \text{GD (não despachável) e para todo } t \end{array} \quad (68)$$

$$Q_{gk}^{min} \leq Q_{gk}^t \leq Q_{gk}^{max} \quad \begin{array}{l} \text{para toda barra } k \text{ não conectada a} \\ \text{GD (não despachável) e para todo } t \end{array} \quad (69)$$

$$S_{Lij}^{min} \leq S_{Lij}^t \leq S_{Lij}^{max} \quad \begin{array}{l} i,j = 1,2,\dots,K \\ \text{e para todo } t \end{array} \quad (70)$$

$$\sum_t^T \chi_t^{w,n} \leq 1 \quad \text{binária, para todo } n \text{ e } w \quad (71)$$

$$\chi_t^{w,n} = \alpha_t^{w,n} (1 - \alpha_{t-1}^{w,n}) \quad \text{binária, para todo } t, w \text{ e } n \quad (72)$$

$$\gamma_t^{cp,k} = \gamma_{mult}^{cp,k} \cdot \gamma_{disc}^{cp,k} \quad \begin{array}{l} \text{para todo capacitor } cp, \\ \text{barra } k \text{ e todo } t \end{array} \quad (73)$$

$$\gamma_{mult}^{cp} = 1, 2, \dots, \frac{\gamma_{max}^{cp}}{\gamma_{disc}^{cp}} \quad \text{inteira, para todo capacitor } cp \quad (74)$$

$$Q_{sh,k}^t = \overline{Q_{sh,k}^t} + \alpha_t^{cp,n} \cdot \gamma_t^{cp,k} \quad \text{para todo } k \text{ e } t \quad (75)$$

$$Q_{gk}^t = \alpha_t^{gd,n} \cdot Q_{gd,k}^t \quad \begin{array}{l} \text{Para toda barra } k \text{ conectada a GD} \\ \text{não despachável e para todo } t \end{array} \quad (76)$$

$$P_{gk}^t = \alpha_t^{gd,n} \cdot P_{gd,k}^t \quad \begin{array}{l} \text{Para toda barra } k \text{ conectada a GD} \\ \text{não despachável e para todo } t \end{array} \quad (77)$$

sendo:

\bar{X} : parâmetro original, sem influência de GDs ou capacitores

G_{km} : condutância série entre as barras k e m .

B_{km} : susceptância série entre as barras k e m .

$P_k^t(V, \delta)$: injeção líquida de potência ativa em k , em t ;

V_k^t : tensão na barra k , em t ;

δ_{km}^t : ângulo entre as barras k e m em t ;

P_{gk}^t : potência ativa injetada na barra k , em t ;

P_{dk}^t : potência ativa da carga na barra k , em t ;

P_{gk}^t : potência ativa da GD na barra k , em t ;

ΔP_{dk}^t : corte de carga na potência ativa em k , em t ;

$Q_k^t(V, \delta)$: injeção líquida de potência reativa em k , em t ;

$Q_{sh,k}^t$: potência reativa *shunt* na barra k , em t ;

Q_{gk}^t : potência reativa injetada da barra k no tempo t ;

Q_{dk}^t : potência reativa da carga na barra k , em t ;

$Q_{gd,k}^t$: potência reativa da GD da barra k no tempo t ;

- ΔQ_{dk}^t : corte de carga na potência reativa em k , em t ;
- S_{Lij}^t : potência aparente que flui na linha Lij , em t ;
- P_{ij}^t : potência ativa que flui na linha Lij , em t ;
- Q_{ij}^t : potência reativa que flui na linha Lij , em t ;
- V_k^{min} : tensão mínima na barra k ;
- V_k^{max} : tensão máxima na barra k ;
- S_{Lij}^{min} : fluxo de potência mínimo na linha Lij ;
- S_{Lij}^{max} : fluxo de potência máximo na linha Lij ;
- $\gamma_t^{cp,k}$: valor do capacitor cp na barra k , em t ;
- γ_{mult}^{cp} : valor inteiro a ser multiplicado por γ_{disc}^{cp} para definição de γ_t^{cp} ;
- γ_{disc}^{cp} : menor valor do capacitor cp acima de 0;
- γ_{max}^{cp} : valor máximo do capacitor cp ;
- $\alpha_t^{w,n}$: 1, caso candidato n do componente w esteja em operação em t , 0 caso contrário;
- $\chi_t^{w,n}$: 1, caso candidato n do componente w seja instalado em t , 0 caso contrário;

Dentre estas variáveis apresentadas, $\alpha_t^{w,n}$ e $\gamma_{mult}^{cp,k}$ estão sendo otimizadas pelo NSGA-II, enquanto as demais são otimizadas pelo FPO.

As restrições (62) a (66) garantem o equilíbrio entre geração, carga e fluxo entre as linhas, considerando o corte de carga se necessário. Sendo esse corte de carga não provocado pelo cálculo da confiabilidade do sistema, mas sim pela incapacidade do sistema de atender à carga instalada em condições normais de operação. Já as restrições (67) a (70) se referem à não violação de limites de tensão, potência na subestação e fluxo nas linhas e ângulos nas barras (ZIMMERMAN *et al.*, 2011). Especificamente as restrições (68) e (69) são aplicadas somente a barras não conectadas a GDs não despacháveis, isso garante a fixação da potência injetada nas barras com GD e libera as demais para o FPO trabalhar definir seu valor.

As restrições (71) e (72) garantem a instalação de um novo componente (GD, linhas, capacitores ou chaves) em apenas um único período do horizonte de planejamento. A variável $\alpha_t^{w,n}$ é binária e assume o valor 1 no instante de tempo da instalação de um dado candidato n do componente w , mantendo esse valor até o fim do planejamento. Por exemplo, $\alpha^{w,n} = [0 \ 1 \ 1]$ indica que o componente entrou em operação a partir do segundo instante de tempo. Por sua vez, a variável $\chi_t^{w,n}$ também é binária, porém assume o valor 1 apenas no instante de tempo da instalação do componente, ou seja, apenas em um instante de tempo de todo o planejamento ela

possui valor 1, nos demais possui valor 0. Por exemplo, $\chi^{w,n} = [0 \ 1 \ 0]$ indica que a instalação do componente ocorreu no segundo instante de tempo.

As restrições (73) e (74) forçam os valores dos capacitores a serem discretos, assumindo somente múltiplos de um determinado valor, enquanto a restrição (75) insere o capacitor, se alocado naquele instante de tempo.

As restrições (76) e (77) são aplicadas somente a barras com GDs não despacháveis, fixando os valores de geração das GD alocadas.

4.2.2 Modelagem NSGA-II

Primeiramente é preciso definir a codificação do problema, assim como a estratégia de seleção, mutação e por fim de cruzamento. Foram utilizados métodos similares aos apresentados por Paiva (2016), com adaptações para atender à resolução do problema aqui proposto.

4.2.2.1 Codificação dos indivíduos

Para a codificação, um indivíduo é dividido em subconjuntos que contêm as informações e parâmetros dos elementos instalados no sistema, assim como se segue:

FIGURA 10 – CODIFICAÇÃO DOS CAPACITORES

id_{cp}^n	$\alpha^{cp,n}$	k_n	t_n	$\gamma^{cp,k}$
-------------	-----------------	-------	-------	-----------------

FONTE: autor (2018)

FIGURA 11 – CODIFICAÇÃO DAS GDS

id_{gd}^n	$\alpha^{gd,n}$	k_n	t_n
-------------	-----------------	-------	-------

FONTE: autor (2018)

FIGURA 12 – CODIFICAÇÃO DAS LINHAS

id_{lh}^n	$\alpha^{lh,n}$	k_i	k_j	t_n
-------------	-----------------	-------	-------	-------

FONTE: autor (2018)

FIGURA 13 – CODIFICAÇÃO DAS CHAVES

id_{ch}^n	$\alpha^{ch,n}$	e	id_{lh}	t
-------------	-----------------	-----	-----------	-----

FONTE: autor (2018)

Na FIGURA 10, tem-se sequencialmente: a identificação do capacitor candidato n , seu estado operante em $\alpha^{cp,n}$ (1 ou 0), a barra a ser instalado (k_n), o período (t_n) de instalação e o valor de sua potência reativa ($\gamma^{cp,k}$).

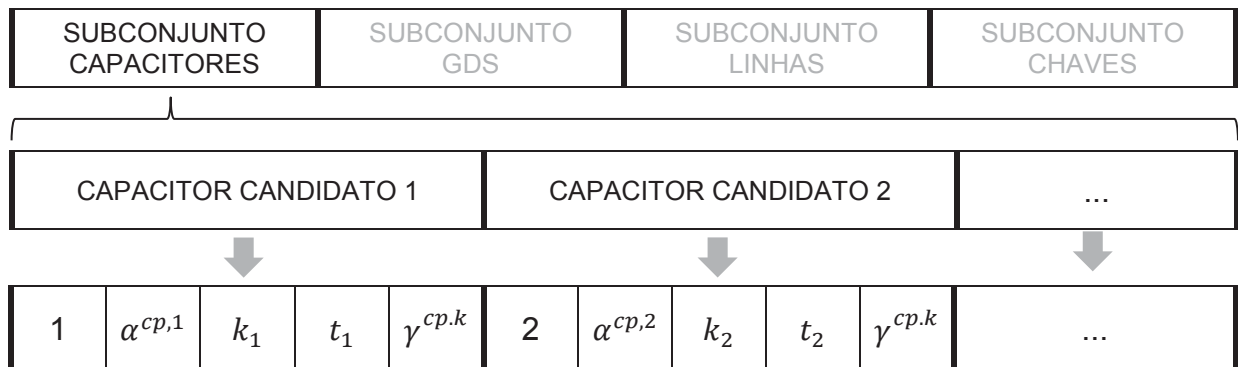
Enquanto que a codificação da GD está apresentada na FIGURA 11 e tem-se respectivamente: a identificação da GD candidata n , seu estado operante, a barra a ser instalada e o período de instalação.

Já a codificação das linhas candidatas é apresentada na FIGURA 12 e tem-se sequencialmente: a identificação da linha, seu estado operante, barra origem da linha (k_i), barra destino da linha (k_j) e período de instalação.

Por fim, a codificação para chaves é representada na FIGURA 13 e tem-se: a identificação da chave candidata, seu estado operante, se é instalada em uma linha existente ou linha nova em e (1 ou 0), a identificação da linha que recebe a chave (id_{lh}) e o período de instalação. Sendo que, caso $e = 1$, id_{lh} apenas pode assumir valores de linhas que possuem $\alpha^{lh,n}$ igual a 1.

A FIGURA 14 mostra um exemplo da codificação de um único indivíduo, dando um destaque ao subconjunto de capacitores.

FIGURA 14 – EXEMPLO DE CODIFICAÇÃO DE UM INDIVÍDUO



FONTE: autor (2018)

As variáveis $\alpha^{w,n}$, t_n e $\gamma^{cp,k}$ são otimizadas, enquanto as demais variáveis referem-se a um cadastro com maiores detalhes dos componentes, sendo que a variável id_w^n refere-se aos dados desse cadastro. Exemplos desses cadastros são encontrados no APÊNDICE 1.

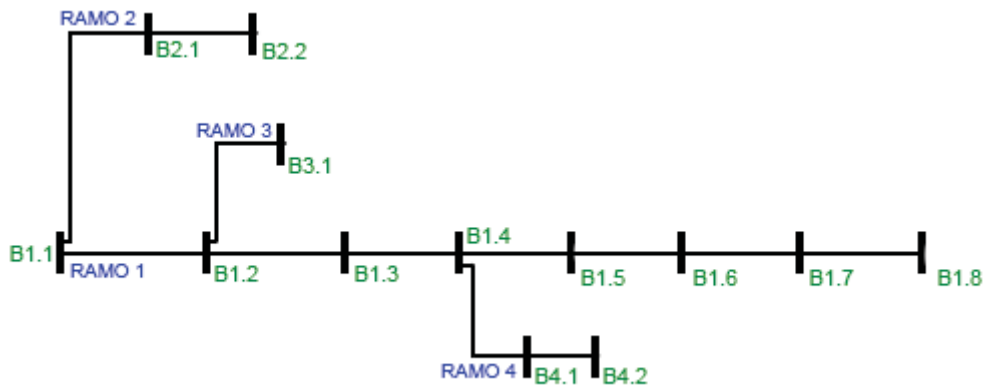
4.2.2.2 Geração de indivíduos e população inicial

Primeiramente são definidos candidatos para cada elemento. Para este trabalho, foram definidas GDs e capacitores em qualquer barra do sistema. Portanto tem-se o número de candidatos de capacitores e GDs iguais ao número de barras do sistema.

Já para as linhas, definiu-se que qualquer linha existente pode ser reconduzida ou pode-se instalar uma nova linha em paralelo desta. Para linhas com capacidade de *self-healing*, definiu-se a possibilidade de instalação entre o extremo de cada ramo e uma combinação de N_{cb} a N_{cb} das barras dos demais ramos, incluindo obrigatoriamente os extremos do ramo (caso estes não entrem na combinação N_{cb} a N_{cb}). O objetivo é reduzir um pouco o espaço de busca, sendo $N_{cb} = \vartheta \left(\frac{n_{barras}}{n_{ramos}} \right)$, no qual ϑ representa a função arredondar para cima, n_{barras} o total de barras do ramo analisado e n_{ramos} o total de ramos do sistema.

A FIGURA 15 mostra um sistema para exemplo e melhor entendimento da geração das linhas candidatas.

FIGURA 15 – SISTEMA PARA EXEMPLO DE LINHAS CANDIDATAS



FONTE: autor (2018)

Para este sistema todas linhas poderiam ser reconduzidas (12 candidatos). Para candidatos com capacidade de *self-healing*, por exemplo a barra B2.2 (extremidade do ramo 2) teria como candidatos as conexões com as seguintes barras:

- Ramo 1 $\rightarrow N_{cb} = \vartheta \left(\frac{n_{barras}}{n_{ramos}} \right) = \vartheta \left(\frac{8}{4} \right) = 2 \rightarrow B1.1 - B1.3 - B1.5 - B1.7 - B1.8$
- Ramo 3 $\rightarrow N_{cb} = \vartheta \left(\frac{n_{barras}}{n_{ramos}} \right) = \vartheta \left(\frac{1}{4} \right) = 1 \rightarrow B3.1$

- Ramo 4 $\rightarrow N_{cb} = \vartheta \left(\frac{n_{barras}}{n_{ramos}} \right) = \vartheta \left(\frac{2}{4} \right) = 1 \rightarrow B4.1 - B4.2$

Ou seja, a extremidade do Ramo 2 (B2.2) tem como linhas candidatas com capacidade de *self-healing* aquelas que a conectam às barras B1.1, B1.3, B1.5, B1.7, B1.8, B3.1, B4.1 e B4.2.

O mesmo processo dever ser repetido para as barras B1.8, B3.1 e B4.2, extremidades dos ramos 1, 3 e 4.

Para chaves, neste trabalho, definiu-se que em qualquer linha pode existir ou não uma chave seccionadora instalada, ou seja, o número de chaves candidatas é igual ao número de linhas do sistema.

Assim como em outras heurísticas, é necessário a definição da população inicial para resolução do problema. Sendo assim, 1.000 indivíduos são gerados inicialmente, e para cada componente candidato de um indivíduo é sorteado, em uma distribuição uniforme, se o mesmo entrará no plano de expansão. Na sequência, o custo do investimento para cada indivíduo é calculado. Os 20 indivíduos com menor custo de investimento formam a população inicial. Esta estratégia visa somente o custo com investimento, pois é uma análise rápida e prioriza a redução dessa parcela que compõe o custo total do plano de expansão. Isto não impacta no resultado em cenários em que altos investimentos são necessários, somente faz com que o tempo de processamento seja maior nesse caso, pois os processos de mutação e cruzamento acabam gerando candidatos com alto investimento independentemente da população inicial.

4.2.2.3 Processo de seleção

O processo de seleção, na concepção geral de um AG, deve ser capaz de identificar os indivíduos mais aptos para permanecer no processo de evolução, e os mais fracos, para serem excluídos do processo. Diversos métodos podem ser aplicados para se realizar a seleção, tais como seleção proporcional, torneio, *ranking*, entre outros.

Assim como citado por Paiva (2016), a seleção por torneio é fácil de ser implementada e bastante eficaz, portanto, foi a utilizada neste trabalho. Para efetuar este processo utiliza-se quatro etapas: (a) Cálculo das funções fitness; (b) Ordenamento da população por dominância; (c) Cálculo da distância de

agrupamentos; (d) realização dos torneios. Cada etapa é descrita a seguir e detalhada por Paiva (2016).

a) Cálculo das funções fitness

As equações (57) e (6) definem o custo total e o índice DEC, respectivamente. Assim, é possível quantificar cada solução em quesitos financeiros e de confiabilidade, criando um espaço de objetivos similar ao apresentado na FIGURA 9.

b) Ordenamento da população por dominância

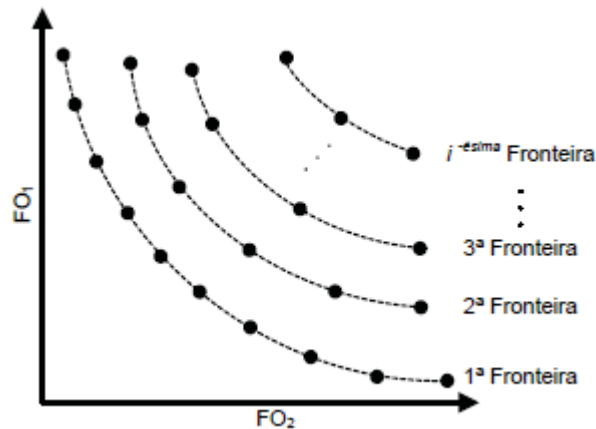
Em uma otimização multiobjetivo, dois ou mais objetivos são avaliados simultaneamente, esses objetivos podem ser conflitantes entre si, ou seja, uma otimização mono-objetivo não seria suficiente. O conceito de dominância de Pareto consiste em fornecer uma forma de comparar duas soluções viáveis para o problema. Considerando a minimização de todos os objetivos e duas soluções viáveis x e y , diz que x domina y ($x \leq y$) se as condições abaixo forem respeitadas (DEB, 2001):

- A solução x é melhor ou igual à y em todas as funções objetivo, $f_i(x) \leq f_i(y), \forall i$.
- A solução x é melhor que a solução y em pelo menos uma função objetivo.

A solução que não é dominada por nenhuma outra solução é chamada de Pareto-ótimo e o conjunto destas soluções não dominadas é chamado de conjunto Pareto-ótimo, ou fronteira de Pareto.

O NSGA-II (DEB, 2001) é baseado em um ordenamento elitista por não-dominância, classificando os indivíduos em fronteiras, avaliando a não dominância entre seus indivíduos, ou seja, em uma fronteira nenhuma solução domina a outra, porém, a solução de uma fronteira domina a da outra fronteira. Conforme apresentado na FIGURA 16, as soluções da 1ª fronteira dominam as soluções das demais fronteiras, ou seja, essas soluções são chamadas de solução não dominadas.

FIGURA 16 – CLASSIFICAÇÃO DA POPULAÇÃO EM FRONTEIRAS



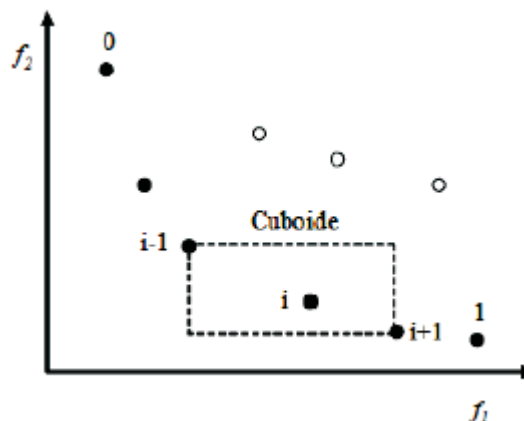
FONTE: (PAIVA, 2016), adaptado de (DEB, 2001)

c) Cálculo da distância de agrupamentos

Esse operador calcula a densidade da população ao redor de uma solução, com o objetivo de proporcionar maior diversidade à população, permitindo que soluções mais dispersas em uma fronteira específica sejam selecionadas (DEB, 2001; PAIVA, 2016).

Seu cálculo é análogo ao perímetro de um cuboide sendo o vértice o ponto vizinho mais próximo, conforme apresentado na FIGURA 17.

FIGURA 17 – DISTÂNCIA DE AGRUPAMENTOS



FONTE: (DEB *et al.*, 2002)

d) Seleção por torneio

Inicialmente sorteiam-se k indivíduos diferentes e comparam-se os valores das suas funções de adaptação, considerando os valores de não dominância (*non-dominanted*) e da distância de agrupamento (*crowding distance*). No torneio, o

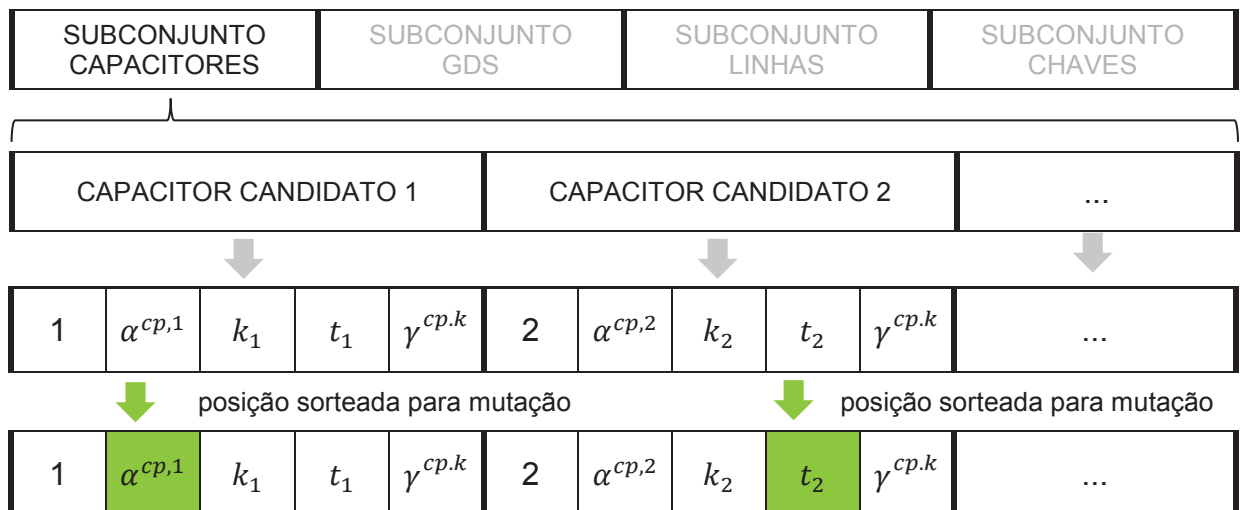
primeiro item a ser analisado é a qual fronteira os indivíduos pertencem. Se os indivíduos pertencem a fronteiras diferentes, o que está mais próximo à primeira fronteira de acordo com a FIGURA 16, ganha o torneio. Caso os indivíduos estejam na mesma fronteira, analisa-se a distância de agrupamento, escolhendo o indivíduo que tiver o maior valor desta distância. Após, o torneio, uma nova população é gerada (DEB *et al.*, 2002) (PAIVA, 2016).

4.2.2.4 Processo de mutação

O processo de mutação garante uma melhor varredura no espaço de busca, evitando mínimos locais, neste trabalho optou-se pela mutação indutiva, ou seja, inicialmente sorteia-se a chance de ocorrer mutação em um subconjunto e candidato de forma aleatória, posteriormente uma posição dentro de cada candidato é sorteada e faz-se a troca da informação desta posição. A taxa de mutação define a chance de um indivíduo sofrer mutação.

A FIGURA 18 apresenta um exemplo do processo de mutação, mostrando que os cromossomos $\alpha^{cp,1}$ e t_2 sofreram mutação.

FIGURA 18 – EXEMPLO DO PROCESSO DE MUTAÇÃO



FONTE: autor (2018)

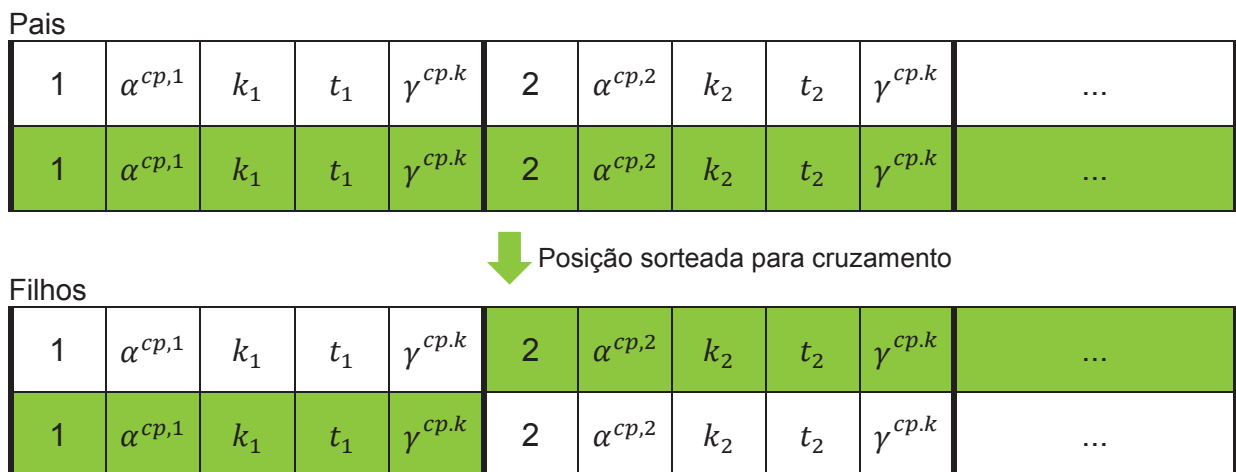
4.2.2.5 Processo de cruzamento

O processo de cruzamento realiza a troca de material genético entre dois indivíduos pais, partindo da probabilidade que os novos indivíduos sejam ainda melhores que os pais.

Seleciona-se dois pais aleatórios e verifica-se a chance de ocorrer cruzamento, definida como taxa de cruzamento. Então, escolhe-se uma posição aleatória dos pais para se realizar a recombinação. Posteriormente, novos indivíduos são gerados.

Na FIGURA 19 são apresentados 2 pais e a escolha de uma posição para cruzamento, e logo após os filhos são gerados contendo material genético dos pais.

FIGURA 19 – EXEMPLO DO PROCESSO DE CRUZAMENTO



FONTE: autor (2018)

4.2.2.6 Metodologia proposta: Algoritmo NSGA-II com SMC e FPO

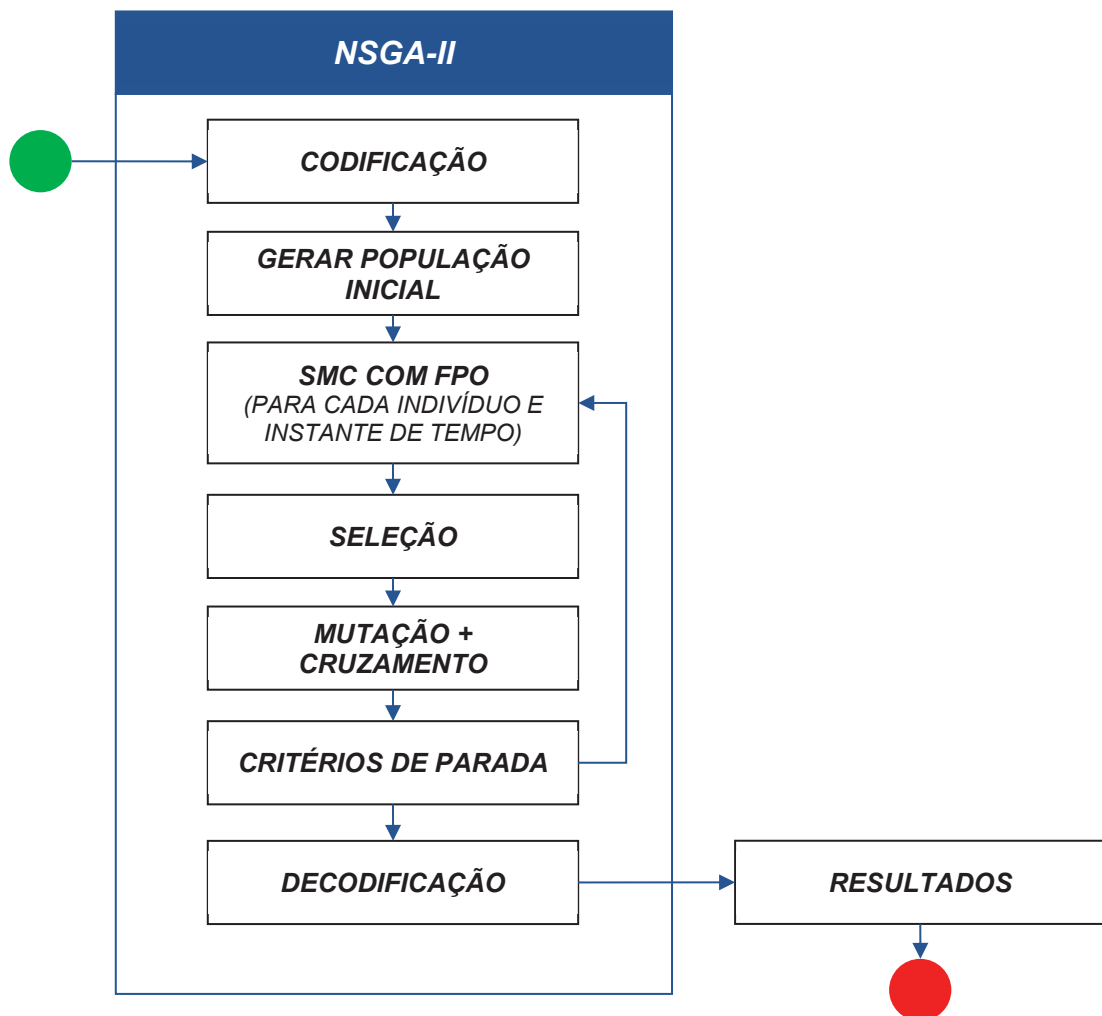
A FIGURA 20 apresenta uma versão simplificada da metodologia desenvolvida, objetivando facilitar seu entendimento.

De forma geral os passos a seguir são realizados:

- 1) Realizar codificação dos candidatos e gerar primeira população.
- 2) Avaliar cada indivíduo pela SMC com FPO. E definir o custo total de expansão e índice DEC, equações (57) e (6).
- 3) Realizar o processo de seleção por torneio e salvar os melhores indivíduos já encontrados.

- 4) Realizar os processos de mutação e cruzamento.
 - 5) Avaliar os critérios de parada. Caso sejam atingidos, continuar. Caso contrário, voltar ao passo 2.
 - 6) Decodificar a solução.
 - 7) Apresentar a solução.
- Fim do processo.

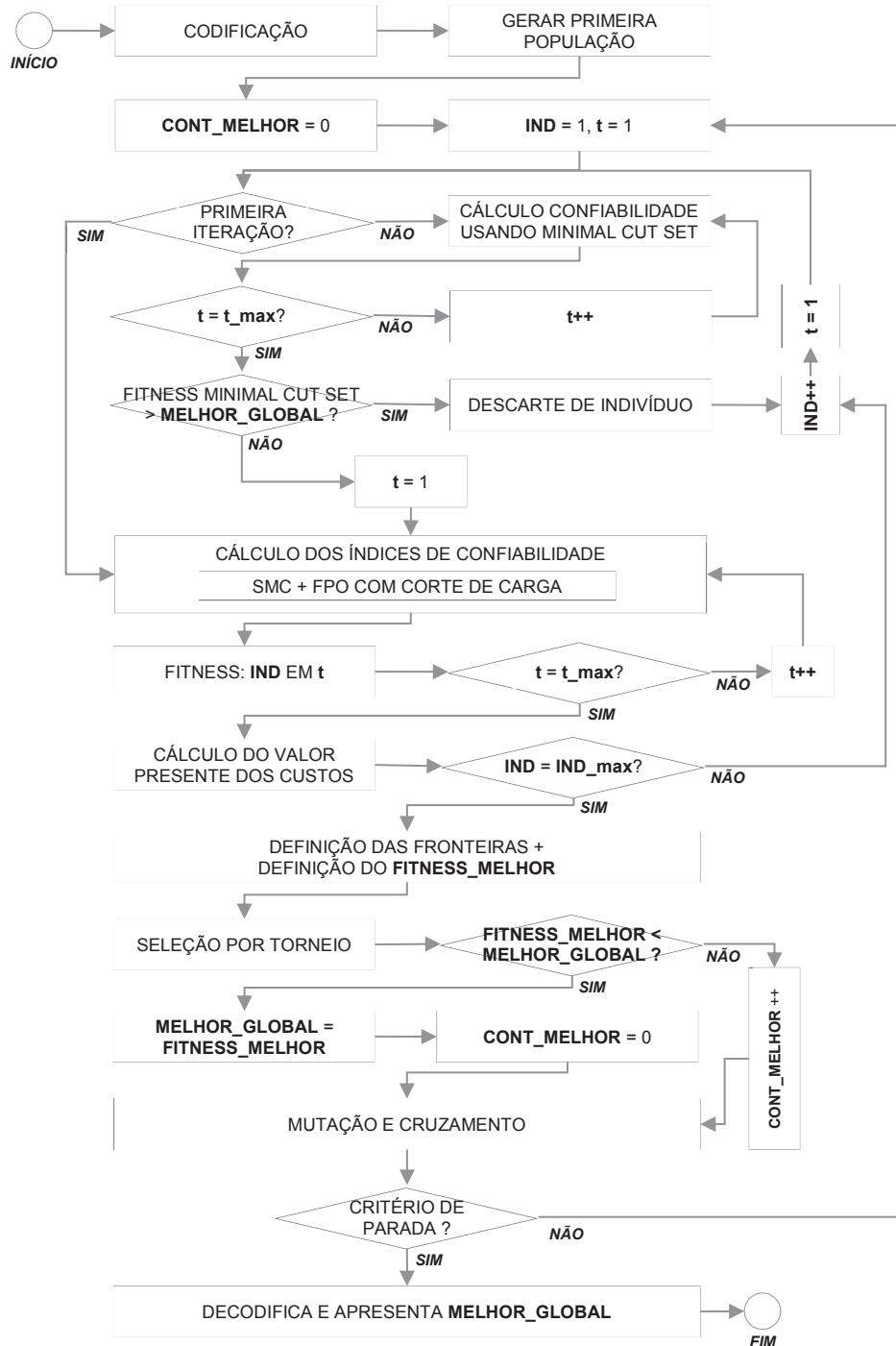
FIGURA 20 – FLUXOGRAMA SIMPLIFICADO DA METODOLOGIA PROPOSTA



FONTE: autor (2018)

A FIGURA 20 não apresenta detalhes de como foi desenvolvido o algoritmo para solucionar o problema, mas facilita o entendimento da FIGURA 21, que apresenta o fluxograma do algoritmo proposto.

FIGURA 21 – FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA PROPOSTA



FONTE: autor (2018)

Pela FIGURA 21, primeiramente é realizada a codificação de todos candidatos e posteriormente é gerada a primeira população de indivíduos. A variável **MELHOR_GLOBAL** guarda a melhor solução já encontrada, enquanto a **CONT_MELHOR** guarda o número de iterações em que a solução não melhorou. Já as variáveis **IND** e **t** indicam o indivíduo e período.

Para cada indivíduo deve ser feito o cálculo dos índices de confiabilidade através da SMC combinada com o FPO com corte de carga (método dos pontos interiores), assim como a análise da capacidade de *self-healing* dos componentes. Assim, define-se os índices *DEC* e *LOLC* do sistema que representam a duração equivalente de interrupção por unidade consumidora em horas e o custo com o corte de carga por ano, devido às falhas nos componentes do sistema, respectivamente.

Posteriormente, a função *fitness* quantifica o indivíduo, através do FPO que calcula o custo operativo, sendo somado ao *LOLC* e ao custo com expansão, referente aos componentes instalados naquele instante de tempo, formando assim o custo total. E após a análise completa de todos os períodos, o valor presente do custo total é calculado.

Logo após, realiza-se uma seleção por torneio e assim os indivíduos são ranqueados. Caso o melhor indivíduo tenha uma solução melhor que a melhor solução já encontrada, esta é salva como a melhor solução global e o contador **CONT_MELHOR** é zerado, caso contrário, o contador é acrescido de uma unidade.

Na sequência, o processo de mutação e cruzamento são realizados e novos indivíduos são gerados. O NSGA-II mantém os melhores resultados já encontrados nas próximas iterações, garantindo o futuro cruzamento e mutação dos mesmos.

Finalmente, os critérios de parada são analisados: limite máximo de iterações ou limite de **CONT_MELHOR**. Caso algum critério de parada seja atingido, é feita a decodificação do melhor indivíduo e o algoritmo finalizado, caso contrário uma nova análise é feita com os novos indivíduos.

Devido ao alto custo computacional da SMC, foi utilizada a estratégia de pré-análise de todos indivíduos usando a técnica *minimal cut set*, na qual uma análise rápida é realizada para cálculo dos índices de confiabilidade. Caso o cálculo retorne um custo superior ao melhor *fitness* global, este indivíduo já é descartado, pois essa análise não avalia o corte parcial de carga, apenas corte total, ou seja, após a análise com SMC o resultado somente iria piorar. E ainda, toda análise realizada é salva, criando uma memória e caso algum indivíduo seja revisitado.

4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

A metodologia proposta faz uso de heurísticas (NSGA-II), técnicas de simulação (SMC) e fluxo de potência ótimo com corte de carga. Resumidamente, o

NSGA-II é responsável por alocar os componentes e criar novos indivíduos, e cada indivíduo é avaliado pela SMC em conjunto ao FPO, definindo o custo total do planejamento e o índice DEC.

O uso do NSGA-II torna a metodologia mais facilmente entendida e facilita a criação das restrições para alocação de recurso, como somente assumir valores inteiros e alocar um componente apenas em um instante de tempo.

É importante verificar o uso dos índices de confiabilidade em dois momentos, dentro da primeira função objetivo como o índice LOLC, e na segunda função objetivo como índice DEC. Essa abordagem visa balancear fatores financeiros e qualitativos. Pois, enquanto o índice LOLC quantifica financeiramente a confiabilidade do sistema, o índice DEC quantifica qualitativamente a confiabilidade do sistema, em número de horas de interrupção.

5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Para validação da metodologia proposta, a modelagem descrita na seção 4.2.2 foi aplicada em dois sistemas testes que foram detalhados na seção 4.1.1. Os resultados obtidos são apresentação e discutidos neste capítulo.

Para os testes realizados, os seguintes parâmetros foram usados para o NSGA-II e para a SMC:

TABELA 10 – PARÂMETROS USADOS NO NSGA-II E SMC

NSGA-II / SMC	Parâmetro	Valor
NSGA-II	Número de indivíduos da primeira população	1.000
NSGA-II	Número de indivíduos por iteração	20
NSGA-II	Taxa de cruzamento	0,8
NSGA-II	Taxa de mutação	0,1
NSGA-II	Máximo valor de CONT_MELHOR (critério de parada)	20
NSGA-II	Máximo de iterações (critério de parada)	300
SMC	Tolerância de β para convergência	1%

FONTE: autor (2018)

5.1 PLANO DE EXPANSÃO PARA ST1

Como citado anteriormente, foi definido que o consumo de energia elétrica cresce 20% ao ano durante o período de 3 anos do horizonte de planejamento. Este sistema é pequeno e os resultados podem ser discutidos e analisados com maior facilidade, possibilitando a validação da qualidade do resultado obtido.

Inicialmente, observa-se a incapacidade do sistema de atender toda a carga no último período, pois a soma da demanda entre os pontos de consumo nas barras B9 a B14 é superior a 4 MVA, que é o limite de transmissão da linha L1, assim como a soma da potência reativa total neste período é levemente superior ao limite da subestação. Portanto, já se observa a necessidade da inserção de geração distribuída e de capacitores no sistema.

A TABELA 11 apresenta o resultado do plano de expansão encontrado para o ST1 aplicando a metodologia computacional proposta neste trabalho. Sendo apresentadas as barras que conectam o componente (Barra 1 e Barra 2), tipo do componente, período de instalação e o dimensionamento para capacitores e GDs.

Observa-se que foi uma escolha viável a alocação de uma GD no último ponto de consumo do primeiro alimentador (B14), pois com o aumento de carga ao longo do tempo, este é o ponto de maior criticidade. Já a escolha da alocação da segunda GD na B12 ocorre a fim de reduzir o custo com geração, e seu local de instalação é estratégico, estando o mais próximo de todas as cargas e na mesma barra da maior carga do primeiro alimentador.

A instalação da chave NF5 é consistente, uma vez que essa chave garante o isolamento de L1 em caso de falha, não afetando diretamente os pontos de consumo em B8 e B9, sendo que esses ainda podem ser atendidos pelo acionamento de NA2 e auxílio das GDs. Entende-se que a instalação das chaves NF6 e NF7 foram realizadas para garantir um melhor funcionamento próximo à inserção da linha que possui capacidade de *self-healing* (através da chave NA2).

Já o recondutoramento das linhas L1 e L6 permite a passagem de maior fluxo de potência aos pontos de consumo mais distantes, pois o limite de 4 MVA iniciais é insuficiente para atendimento de toda carga.

Por fim, a escolha da alocação dos capacitores se deu para melhor distribuir a nova injeção de potência reativa no sistema, atendendo o máximo de pontos de consumo possíveis, conseqüentemente melhorar os perfis de tensão no sistema.

Um exemplo que suporta a decisão tomada é a falha no componente L3. Nesse caso as chaves NF2 e NF6 são acionadas e isolam o componente defeituoso, posteriormente a chave NA2 é acionada e garante o reestabelecimento de energia. Com o auxílio das GDs toda a demanda é suprida.

Outro exemplo seria a falha no componente L6. Nesse caso a chave NF7 e o disjuntor DJ2 iriam isolar o problema, enquanto a chave NA2 é acionada e reestabelece o fornecimento de energia aos pontos de consumo de B15 e B16. Outra opção seria acionar a chave NA1, porém ela já existia no sistema e possui um tempo de manobra, ou seja, não é ligada automaticamente e geraria uma interrupção no fornecimento de energia aos pontos B15 e B16 igual ao tempo de manobra.

O plano de expansão proposto não garante contingência em todos os cenários de falhas. Um exemplo seria a falha do componente L2, sendo que as chaves NF1 e NF2 iriam ser acionadas isolando o problema, porém os pontos de consumo em B10 e B11 iriam ser ilhados e não existe uma GD para fornecer energia. Nesse caso, esses

pontos de consumo de energia iriam ficar sem energia até o tempo de reparo do componente L2.

A decisão de garantir ou não um alto número de contingência para as falhas no sistema é feita através do equilíbrio definido na função *fitness*, neste trabalho, entre o custo total (investimento, operação e confiabilidade) e melhoria no índice DEC.

A TABELA 12 apresenta uma comparação dos custos referentes a operação, expansão e confiabilidade, assim como os índices DEC e FEC antes e depois do plano de expansão.

TABELA 12 – COMPARAÇÃO ENTRE SISTEMA ST1 ORIGINAL E EXPANSÃO PROPOSTA

	Sistema sem expansão	Sistema com expansão proposta
Custo operação (\$)	37.452.000	27.407.000
Custo expansão (\$)	-	5.516.500
Custo confiabilidade (\$)	269.000	2.400
Custo total (\$)	37.721.000	32.925.900
DEC (h)	7,68	1,12
FEC (falhas/ano)	1,34	0,22

FONTE: autor (2018)

Destaca-se a redução do custo total decorrente do planejamento proposto frente à boa melhora nos índices de confiabilidade, isto devido à redução do custo de operação e da melhoria na confiabilidade.

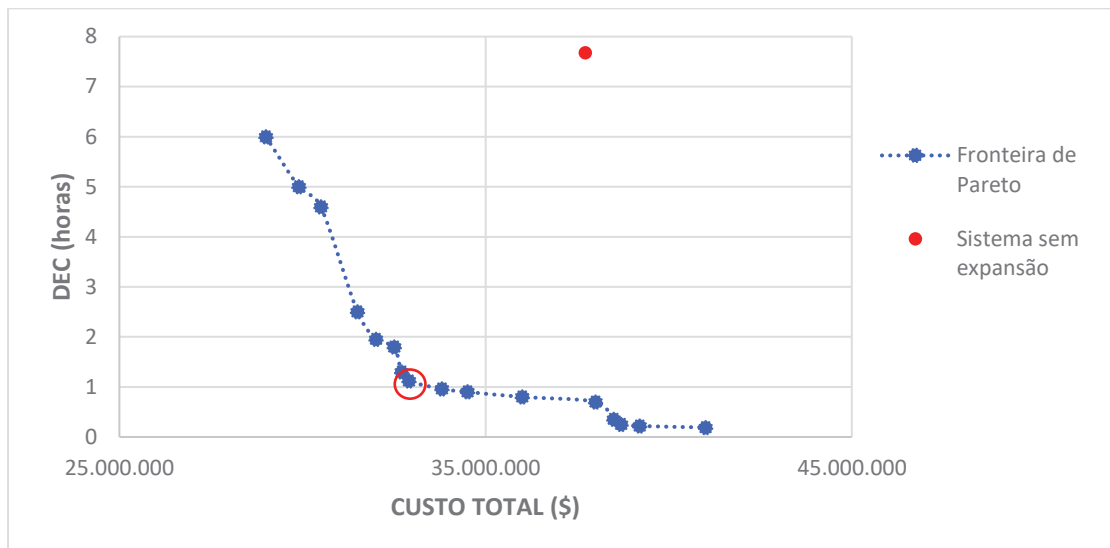
Mesmo com um investimento de quase 15% do custo inicial, houve uma redução de quase 13% no custo total do planejamento e de 27% no custo de operação. É importante a avaliação da redução no custo de operação separadamente do custo total, pois em um horizonte de planejamento acima de três anos, essa economia se destacaria fortemente.

Já o índice DEC sofreu uma redução de 85% do seu valor inicial. É uma redução considerável, que foi provocada principalmente pela instalação da linha com capacidade de *self-healing* juntamente às chaves, reduzindo consideravelmente o tempo de interrupção no fornecimento de energia elétrica.

Como citado anteriormente, a análise multiobjetivo gera um espaço de soluções e a fronteira de Pareto apresenta as soluções não dominadas. A FIGURA 23 mostra a fronteira de Pareto encontrada durante o planejamento da expansão do ST1.

Qualquer uma das soluções apresentadas na FIGURA 23 poderia ser escolhida, pois são não dominadas pelas demais. A solução em destaque representa aquela definida como a melhor, através da função *fitness*, equação (61), e apresentada na TABELA 11. Já o ponto vermelho representa os valores do custo total e índice DEC para o sistema sem um planejamento da expansão.

FIGURA 23 – FRONTEIRA DE PARETO DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO ST1



FONTE: autor (2018)

É possível verificar variações no custo total entre 29e6 e 41e6 \$ e variações no índice DEC entre 0,2 e 6 horas. Ou seja, existem soluções que aceitam um custo total maior que o inicial para se obter um índice DEC bastante reduzido. Em contrapartida, há soluções que reduzem em até 25% o custo total, mas devido ao baixo investimento em componentes como linhas com capacidade de *self-healing* e chaves, o índice DEC não é reduzido como as demais soluções. A função *fitness* escolhida busca um equilíbrio entre redução do custo total e melhoria do índice DEC, e por isso a solução destacada foi a escolhida.

Pela definição da fronteira de Pareto, pode-se afirmar que não existe uma solução, dentro do espaço de soluções avaliado, que tenha um custo total e índice DEC menores que aqueles apresentados pelas soluções na FIGURA 23, pois essa solução iria dominar as apresentadas.

5.2 PLANO DE EXPANSÃO PARA ST2

O ST1 é um sistema pequeno para se afirmar a robustez e eficiência da metodologia proposta, portanto, um sistema maior, ST2 de 90 barras, foi utilizado para validar, além da qualidade do resultado obtido, o tempo de processamento para resolução do problema.

Para uma análise do impacto nos resultados ao se desconsiderar algum dos temas discutidos neste trabalho, foram criados 4 cenários para o planejamento da expansão de ST2. Primeiramente foi executado o algoritmo proposto desconsiderando a alocação de GDs, posteriormente desconsiderando componentes com capacidade de *self-healing*, logo após desconsiderando a análise dos índices de confiabilidade do sistema e por fim foi feita a análise completa, considerando todos os temas citados.

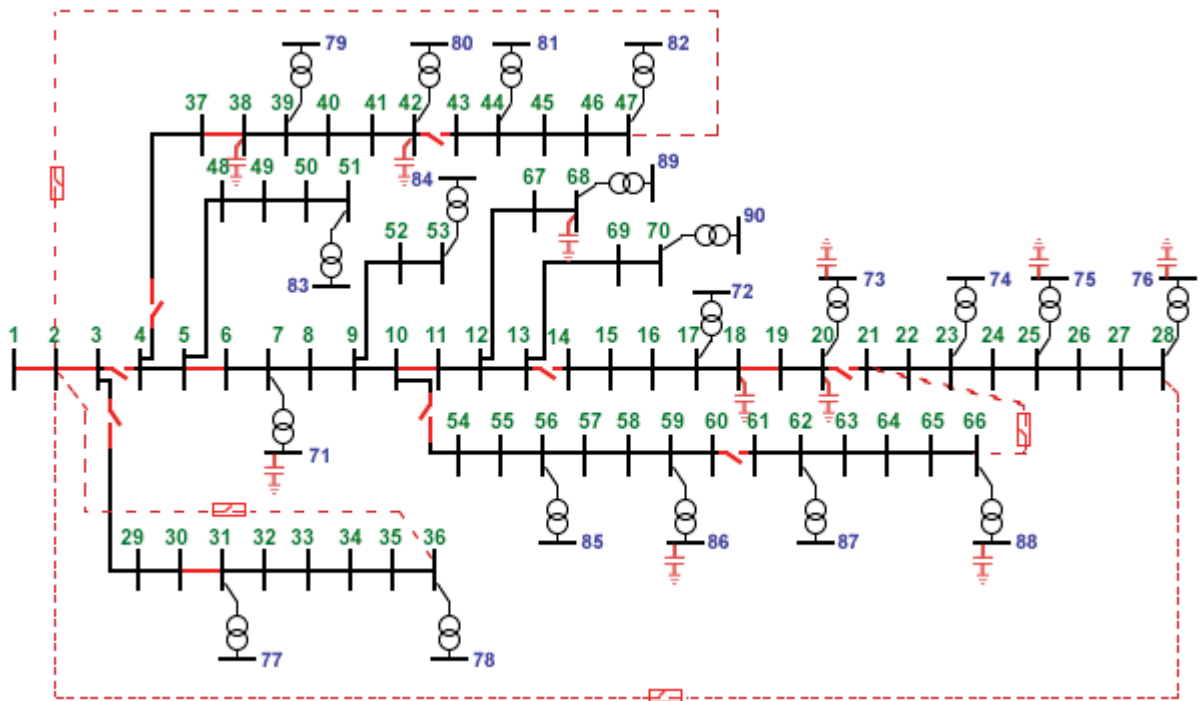
Como previamente apresentado, definiu-se, para todos os casos, um crescimento de 10% ao ano para a demanda de energia elétrica.

5.2.1 Plano de expansão para ST2 sem considerar GDs

Para avaliação do impacto das GDs no planejamento da expansão, a metodologia computacional proposta foi aplicada ao ST2, porém, com nenhuma GD como candidata para o plano de expansão. A FIGURA 24 mostra a topologia proposta no último instante de tempo do horizonte de planejamento.

Na FIGURA 24 observa-se que os alimentadores com capacidade de *self-healing* foram, em sua maioria, conectadas entre os extremos dos ramos e a barra 2. Como não foram instaladas GDs no sistema, conectou-se os extremos dos ramos o mais próximo possível da subestação para que, em caso de falha, o fornecimento de energia possa ser reestabelecido. Foram instaladas chaves próximas ao início de cada ramo e ao longo do ramo das barras 1 a 28 para garantir o isolamento de cargas em caso de falha.

FIGURA 24 – TOPOLOGIA AO FIM DO PERÍODO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO PARA ST2 (SEM GD)



FONTE: autor (2018)

Entretanto, a formulação realizada neste trabalho não considerou o custo por quilômetro para a instalação das linhas. Portanto, o custo de instalação de uma linha entre duas barras próximas é o mesmo da instalação de uma linha entre duas barras distantes. Conclui-se que, para a formulação feita, o resultado foi coerente, mas recomenda-se relacionar o custo de instalação de linhas ao seu comprimento

A TABELA 13 apresenta o plano detalhado de expansão do sistema obtido.

TABELA 13 – RESULTADO DO PLANO DE EXPANSÃO PARA ST2 (SEM GD)

Barra 1	Barra 2	Tipo componente	Período	Obs.
18	-	Capacitor	1	0,60 Mvar
20	-	Capacitor	3	1,20 Mvar
38	-	Capacitor	1	0,60 Mvar
42	-	Capacitor	1	0,60 Mvar
68	-	Capacitor	1	0,60 Mvar
71	-	Capacitor	1	0,01 Mvar
73	-	Capacitor	2	0,01 Mvar
75	-	Capacitor	3	0,01 Mvar
76	-	Capacitor	2	0,01 Mvar
86	-	Capacitor	1	0,01 Mvar

Barra 1	Barra 2	Tipo componente	Período	Obs.
88	-	Capacitor	1	0,01 Mvar
3	4	Chave	1	-
13	14	Chave	1	-
20	21	Chave	1	-
10	54	Chave	1	-
60	61	Chave	1	-
3	29	Chave	1	-
4	37	Chave	1	-
42	43	Chave	1	-
1	2	Linha	1	-
2	3	Linha	1	-
5	6	Linha	1	-
10	11	Linha	2	-
18	19	Linha	2	-
30	31	Linha	2	-
37	38	Linha	2	-
2	47	Linha com <i>self-healing</i>	1	-
2	36	Linha com <i>self-healing</i>	1	-
2	28	Linha com <i>self-healing</i>	1	-
21	66	Linha com <i>self-healing</i>	1	-

FONTE: autor (2018)

Observa-se uma tendência da instalação de componentes que melhoram a confiabilidade já no primeiro período, pois esses garantem uma redução maior no índice DEC do que os demais são capazes de melhor reduzir o custo total.

A TABELA 14 apresenta uma comparação entre o sistema sem um plano de expansão e o plano proposto. O custo com operação reduziu pouco (3%), porém, o custo com expansão elevou o custo total em 2,4%. E avaliando-se apenas o custo total, poderia ser definido que a proposta para o plano de expansão é pior que o sistema original, porém, há uma grande melhoria no índice DEC que sofreu uma redução em 43%.

TABELA 14 – COMPARAÇÃO ENTRE SISTEMA ST2 ORIGINAL
E EXPANSÃO PROPOSTA (SEM GD)

	Sistema sem expansão	Sistema com expansão proposta (sem GD)
Custo operação (\$)	80.733.586	78.173.383
Custo expansão (\$)	-	4.762.359
Custo confiabilidade (\$)	382.000	210.300
Custo total (\$)	81.115.586	83.146.042
DEC (h)	17,46	9,94
FEC (falhas/ano)	2,38	1,34

FONTE: autor (2018)

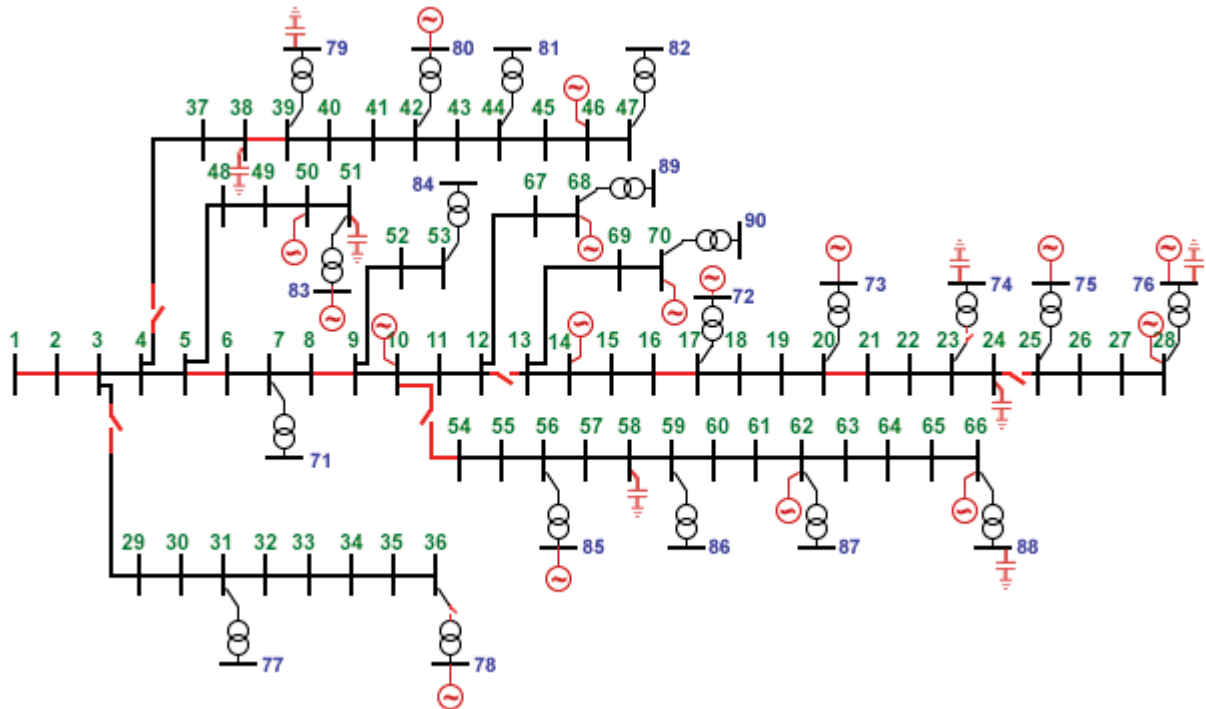
Como não existem GDs para serem instaladas, pouco se pode fazer para reduzir o custo total, inclusive o custo total aumentou. Porém, o índice DEC reduziu consideravelmente e o valor da função fitness para a proposta apresentada é 0,797. Ou seja, avaliando ambos, DEC e custo total, obteve-se uma melhoria de 20,3%, mesmo com um leve aumento no custo total.

A pequena redução no custo de operação se deve à inserção dos capacitores, que ajudam a não sobrecarregar o fluxo de potência nas linhas e a controlar os perfis de tensão, já a forte redução no índice DEC é efeito da instalação das chaves e linhas com capacidade de *self-healing*.

5.2.2 Plano de expansão para ST2 sem considerar *self-healing*

Para avaliação do impacto da consideração da capacidade de *self-healing* no planejamento da expansão, a metodologia computacional proposta foi aplicada ao ST2, porém, a capacidade de *self-healing* do sistema foi desconsiderada. A FIGURA 25 mostra a topologia proposta no último instante de tempo do horizonte de planejamento.

FIGURA 25 – TOPOLOGIA AO FIM DO PERÍODO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO PARA ST2 (SEM *SELF-HEALING*)



FONTE: autor (2018)

Observa-se a instalação chaves em locais próximos ao início de ramos, assim como no caso anterior. Essa escolha garante um isolamento completo do ramo em caso de falha de algum de seus componentes, não impactando aos demais. A instalação de GDs foi distribuída homoganeamente e, em conjunto, às chaves, garante o fornecimento de energia em caso de ilhamento.

A TABELA 15 apresenta o plano detalhado de expansão do sistema obtido.

TABELA 15 – RESULTADO DO PLANO DE EXPANSÃO PARA ST2 (SEM *SELF-HEALING*)

Barra 1	Barra 2	Tipo componente	Período	Obs.
24	-	Capacitor	1	0,60 Mvar
38	-	Capacitor	2	0,60 Mvar
51	-	Capacitor	2	0,60 Mvar
58	-	Capacitor	1	0,60 Mvar
74	-	Capacitor	1	0,01 Mvar
76	-	Capacitor	1	0,01 Mvar
79	-	Capacitor	2	0,01 Mvar
88	-	Capacitor	3	0,01 Mvar
10	-	GD	2	0,1 MW

Barra 1	Barra 2	Tipo componente	Período	Obs.
14	-	GD	2	0,1 MW
28	-	GD	2	0,1 MW
46	-	GD	1	0,1 MW
50	-	GD	1	0,1 MW
62	-	GD	1	0,1 MW
66	-	GD	1	0,1 MW
68	-	GD	1	0,1 MW
70	-	GD	1	0,1 MW
72	-	GD	1	0,01 MW
73	-	GD	1	0,01 MW
75	-	GD	2	0,01 MW
76	-	GD	2	0,01 MW
78	-	GD	1	0,01 MW
80	-	GD	1	0,01 MW
83	-	GD	1	0,01 MW
85	-	GD	2	0,01 MW
3	29	Chave	1	-
4	37	Chave	1	-
10	54	Chave	1	-
12	13	Chave	1	-
24	25	Chave	1	-
36	78	Chave	1	-
23	74	Chave	1	-
1	2	Linha	1	-
2	3	Linha	1	-
5	6	Linha	1	-
8	9	Linha	2	-
16	17	Linha	2	-
20	21	Linha	2	-
38	39	Linha	2	-
10	54	Linha	1	-

FONTE: autor (2018)

Diferentemente do cenário anterior (sem considerar GD), houve preferência pela instalação de componentes que impactam no custo já no primeiro período, especificamente, as próprias GDs. Assim como anteriormente, todas as chaves foram também instaladas no primeiro período, auxiliando na melhoria da confiabilidade.

A TABELA 16 apresenta uma comparação entre o sistema sem um plano de expansão e o plano proposto.

TABELA 16 – COMPARAÇÃO ENTRE SISTEMA ST2 ORIGINAL
E EXPANSÃO PROPOSTA (SEM SELF-HEALING)

	Sistema sem expansão	Sistema com expansão proposta (sem <i>self-healing</i>)
Custo operação (\$)	80.733.586	68.377.200
Custo expansão (\$)	-	4.857.250
Custo confiabilidade (\$)	382.000	300.200
Custo total (\$)	81.115.586	73.534.650
DEC (h)	17,46	13,64
FEC (falhas/ano)	2,38	2,32

FONTE: autor (2018)

O custo total sofreu uma redução de 9,3%, enquanto o índice DEC sofreu uma redução em 22%. Já o custo com operação reduziu em 15%. O valor da função fitness para a proposta apresentada é igual a 0,84, ou seja, avaliando ambos, DEC e custo total simultaneamente, obteve-se uma melhora de 16%.

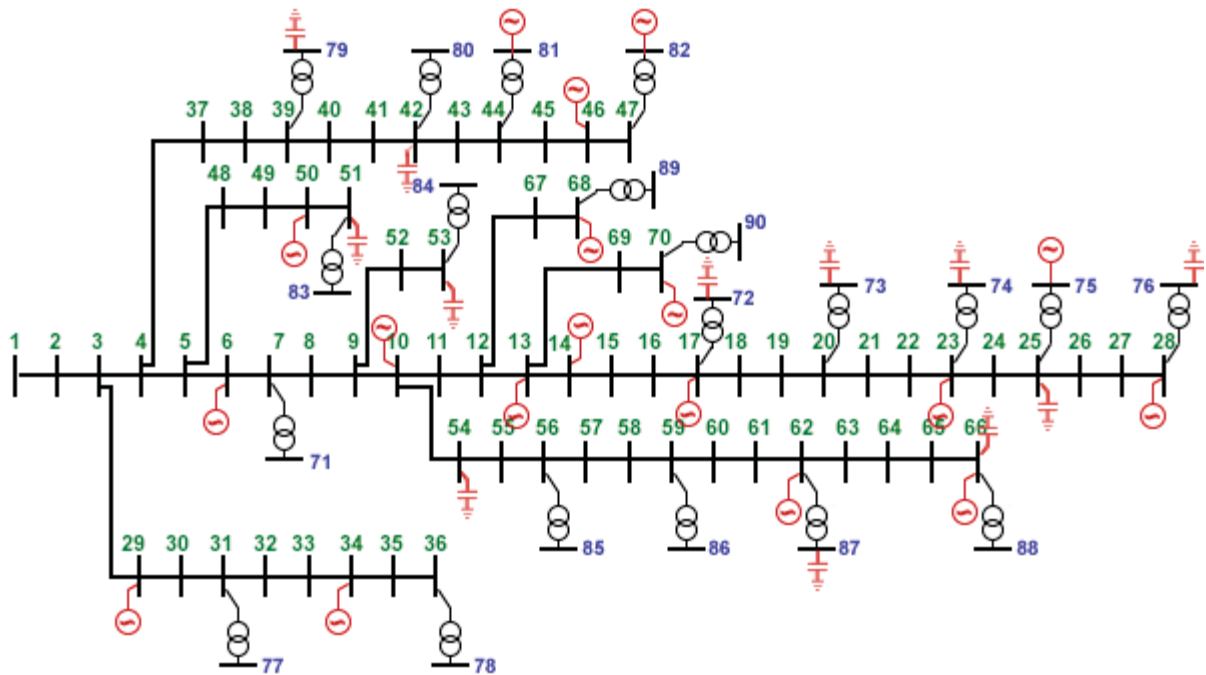
Como não existe a possibilidade de instalar componentes com capacidade de *self-healing*, os índices de confiabilidade são menos impactados que as demais análises realizadas, mostrando o quanto essa característica do sistema melhora tais índices.

5.2.3 Plano de expansão para ST2 sem considerar a análise dos índices de confiabilidade

Para avaliação do impacto da análise dos índices de confiabilidade no planejamento da expansão, a metodologia proposta foi aplicada ao ST2. Porém, a análise da confiabilidade foi desconsiderada no plano de expansão. Dessa forma, o processo de otimização deixa de ser multiobjetivo, pois uma das funções objetivo é o índice DEC.

A FIGURA 26 mostra a topologia resultante no último instante de tempo do horizonte de planejamento.

FIGURA 26 – TOPOLOGIA AO FIM DO PERÍODO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO PARA ST2 (SEM ÍNDICES DE CONFIABILIDADE)



FONTE: autor (2018)

Como já esperado, nesse caso, o problema se centrou na alocação de capacitores e GDs, uma vez que as GDs reduzem o custo com geração e o fluxo de potência que flui nas linhas. Assim, não se torna mais necessário a instalação/recondutoramento de linhas, pois as mesmas suportam o fluxo de potência requerido. Similarmente, a instalação de chaves e de componentes com capacidade de *self-healing* apenas influenciam nos índices de confiabilidade, portanto, estes componentes não foram alocados durante o plano de expansão. Portanto, espera-se uma redução maior no custo total do plano de expansão.

A TABELA 17 apresenta o plano detalhado de expansão do sistema obtido.

TABELA 17 – RESULTADO DO PLANO DE EXPANSÃO PARA ST2 (SEM CONSIDERAR CONFIABILIDADE)

Barra 1	Barra 2	Tipo componente	Período	Obs.
25	-	Capacitor	1	1,20 Mvar
42	-	Capacitor	2	0,60 Mvar
51	-	Capacitor	2	0,60 Mvar
53	-	Capacitor	1	0,60 Mvar
54	-	Capacitor	1	0,60 Mvar
66	-	Capacitor	1	0,60 Mvar

Barra 1	Barra 2	Tipo componente	Período	Obs.
72	-	Capacitor	2	0,01 Mvar
73	-	Capacitor	2	0,01 Mvar
74	-	Capacitor	3	0,01 Mvar
76	-	Capacitor	3	0,01 Mvar
79	-	Capacitor	3	0,01 Mvar
87	-	Capacitor	3	0,01 Mvar
6	-	GD	2	0,1 MW
10	-	GD	1	0,1 MW
13	-	GD	2	0,1 MW
14	-	GD	2	0,1 MW
17	-	GD	1	0,1 MW
23	-	GD	2	0,1 MW
28	-	GD	2	0,1 MW
29	-	GD	2	0,1 MW
34	-	GD	2	0,1 MW
46	-	GD	2	0,1 MW
50	-	GD	2	0,1 MW
62	-	GD	2	0,1 MW
66	-	GD	2	0,1 MW
68	-	GD	2	0,1 MW
70	-	GD	2	0,1 MW
75	-	GD	1	0,01 MW
81	-	GD	1	0,01 MW
82	-	GD	1	0,01 MW

FONTE: autor (2018)

Verifica-se que todas GDs foram instaladas no primeiro ou segundo período, pois reduzem o custo com operação já nesses períodos.

A TABELA 18 apresenta uma comparação entre o sistema sem um plano de expansão e o plano proposto.

TABELA 18 – COMPARAÇÃO ENTRE SISTEMA ST2 ORIGINAL
E EXPANSÃO PROPOSTA (SEM CONSIDERAR CONFIABILIDADE)

	Sistema sem expansão	Sistema com expansão proposta (sem considerar confiabilidade)
Custo operação (\$)	80.733.586	54.254.819
Custo expansão (\$)	-	3.396.694
Custo total (\$)	80.733.586	57.651.513

FONTE: autor (2018)

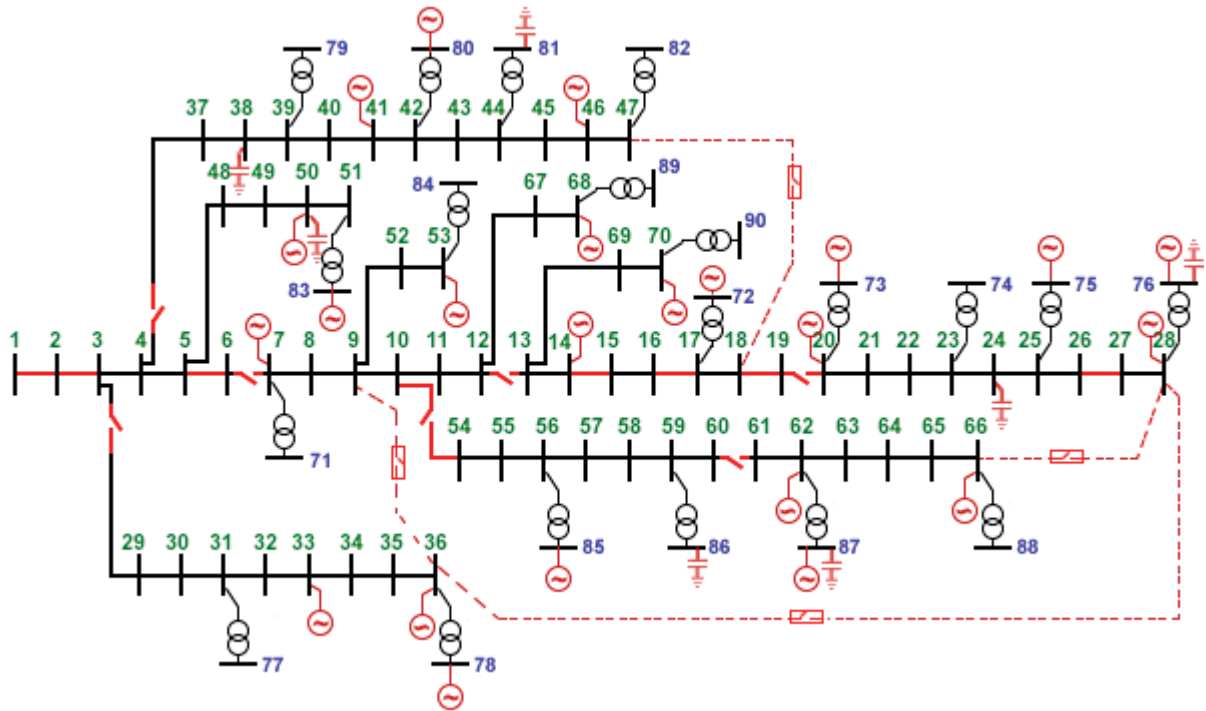
O custo total sofreu uma redução de 29%, e como a confiabilidade foi desconsiderada, o índice DEC não é apresentado. O custo total foi reduzido com maior intensidade comparado aos demais cenários, pois agora esse se tornou o único objetivo do problema, ou seja, uma expansão que garante a redução máxima dos custos dentro do horizonte de planejamento. Nos demais cenários estudados conforme já apresentado, aceita-se um aumento no custo total frente a uma redução maior no índice DEC.

5.2.4 Plano de expansão para ST2 completa

Por fim, uma análise do ST2 considerando todos os temas apresentados é realizada. A FIGURA 27 mostra sua topologia no último instante de tempo do período de planejamento.

Verifica-se um equilíbrio na distribuição das GDs e um comportamento nas escolhas da alocação de chaves similar aos cenários anteriores. Porém a alocação dos componentes *self-healing* alterou bastante, verifica-se que as linhas com capacidade de *self-healing* foram instaladas, em sua maioria, entre as extremidades dos ramos e barras com GDs e chaves próximas. Esse comportamento garante o atendimento à demanda mesmo em casos de ilhamento.

FIGURA 27 – TOPOLOGIA RESULTANTE AO FIM DO PERÍODO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO PARA ST2



FONTE: autor (2018)

A TABELA 19 apresenta o plano de expansão proposto obtido.

TABELA 19 – RESULTADO DO PLANO DE EXPANSÃO PARA ST2

Barra 1	Barra 2	Tipo componente	Período	Obs.
76	-	Capacitor	3	0,01 Mvar
81	-	Capacitor	3	0,01 Mvar
86	-	Capacitor	1	0,01 Mvar
87	-	Capacitor	1	0,01 Mvar
24	-	Capacitor	3	1,2 Mvar
38	-	Capacitor	2	0,6 Mvar
50	-	Capacitor	3	1,2 Mvar
72	-	GD	1	0,01 MW
73	-	GD	1	0,01 MW
75	-	GD	1	0,01 MW
76	-	GD	2	0,01 MW
78	-	GD	1	0,01 MW
80	-	GD	2	0,01 MW
83	-	GD	2	0,01 MW
85	-	GD	1	0,01 MW

Barra 1	Barra 2	Tipo componente	Período	Obs.
87	-	GD	1	0,01 MW
7	-	GD	1	0,1 MW
14	-	GD	1	0,1 MW
20	-	GD	1	0,1 MW
28	-	GD	1	0,1 MW
41	-	GD	1	0,1 MW
46	-	GD	1	0,1 MW
50	-	GD	1	0,1 MW
53	-	GD	1	0,1 MW
68	-	GD	1	0,1 MW
70	-	GD	1	0,1 MW
62	-	GD	1	0,1 MW
66	-	GD	1	0,1 MW
33	-	GD	1	0,1 MW
36	-	GD	1	0,1 MW
3	29	Chave	1	-
6	7	Chave	1	-
12	13	Chave	1	-
19	20	Chave	1	-
10	54	Chave	1	-
60	61	Chave	1	-
4	37	Chave	2	-
1	2	Linha	2	-
2	3	Linha	1	-
5	6	Linha	2	-
14	15	Linha	2	-
16	17	Linha	1	-
18	19	Linha	1	-
19	20	Linha	1	-
10	54	Linha	2	-
26	27	Linha	1	-
47	18	Linha com <i>self-healing</i>	1	-
66	28	Linha com <i>self-healing</i>	1	-
36	9	Linha com <i>self-healing</i>	1	-
36	28	Linha com <i>self-healing</i>	2	-

FONTE: autor (2018)

Similarmente ao cenário desconsiderando *self-healing*, as chaves e GDs foram preferencialmente instaladas no primeiro instante de tempo. Houve comportamento similar às linhas com capacidade de *self-healing*. Já os capacitores foram distribuídos ao longo dos períodos.

Da TABELA 19 e FIGURA 27, verificam-se boas escolhas para alocação das linhas L12 e L23, sendo Lij a linha entre as barras *i* e *j*, pois todo o fluxo de potência da subestação possa por elas. Já a alocação de chaves permitiu um isolamento, caso necessário, dos ramais conectados ao ramal principal. Nota-se que as GDs e capacitores foram instalados próximos a locais de maior consumo e de maior necessidade, o que demonstra uma consistência nos resultados. E por fim, as linhas com capacidade de *self-healing* foram instaladas em locais que, associadas às chaves e GDs instaladas, ajudam significativamente no restabelecimento do fornecimento de energia à maioria dos pontos de consumo em caso de falhas.

A TABELA 20 apresenta uma comparação dos custos referente à operação, expansão e confiabilidade, assim como os índices DEC e FEC antes e depois do plano de expansão.

TABELA 20 – COMPARAÇÃO ENTRE SISTEMA ST2 ORIGINAL E EXPANSÃO PROPOSTA

	Sistema sem expansão	Sistema com expansão proposta
Custo operação (\$)	80.733.586	63.280.410
Custo expansão (\$)	-	7.905.860
Custo confiabilidade (\$)	382.000	65.544
Custo total (\$)	81.115.586	71.251.814
DEC (h)	17,46	4,94
FEC (falhas/ano)	2,38	0,71

FONTE: autor (2018)

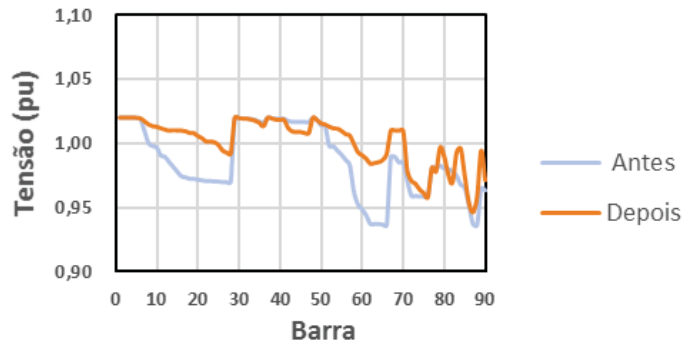
Observa-se uma melhoria considerável no índice DEC (72%), assim como uma redução de 12% no custo total. Já o custo com operação reduziu em 22%.

O valor da função *fitness* para a proposta apresentada é 0,58, ou seja, avaliando ambos, DEC e custo total, obteve-se uma melhora de 42%.

Para avaliar a melhoria não apenas nos índices de confiabilidade, mas também no perfil de tensão, a FIGURA 28 apresenta o perfil de tensão antes e depois

do plano de expansão, sendo possível avaliar uma melhoria em quase todas as barras, mais especificamente nas barras 10 a 28 e 60 a 66.

FIGURA 28 – PERFIL DE TENSÃO ANTES E DEPOIS DO PLANO DE EXPANSÃO PARA ST2



FONTE: autor (2018)

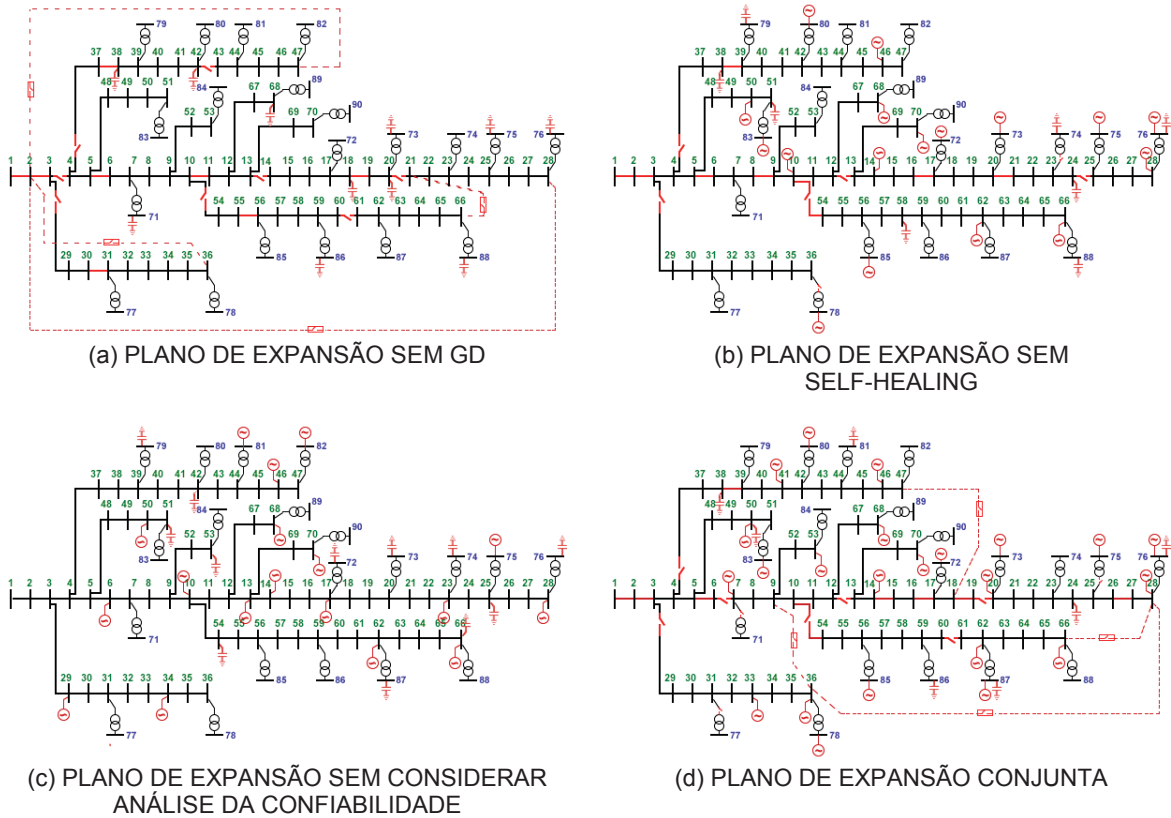
A melhora nos perfis de tensão não é objetivo do processo de otimização, mas é consequência devido à instalação dos capacitores no sistema, que além disso, aliviam o fluxo de potência nas linhas.

5.2.5 Considerações finais sobre análises em ST2

Para se confrontar as soluções encontradas para todos os cenários apresentados, a FIGURA 29 mostra as propostas de expansão do ST2 com as variações apresentadas neste capítulo.

Na FIGURA 29 verifica-se algumas similaridades, principalmente na alocação de chaves, sendo preferível a alocação próxima ao início de cada ramo. A alocação dos demais componentes sofreu uma variação maior, destacando-se as linhas com capacidade de *self-healing*, pois estas dependem muito da alocação das chaves e GDs.

FIGURA 29 – COMPARAÇÃO ENTRE RESULTADOS OBTIDOS – ST2



FONTE: autor (2018)

A avaliação visual dos resultados não é conclusiva sem a avaliação dos valores que compõem as funções objetivo avaliadas. A TABELA 21 compara os valores dos custos, do índice DEC e da função *fitness*.

TABELA 21 – COMPARAÇÃO ENTRE RESULTADOS OBTIDOS – ST2

	Sistema sem expansão	Sem GD ¹	Sem Self-Healing ²	Sem análise Confiab. ³	Plano de expansão ⁴
Custo operação (\$)	80.733.586	78.173.383	68.377.200	54.254.819	63.280.410
Custo expansão (\$)	-	4.762.359	4.857.250	3.396.694	7.905.860
Custo confiab. (\$)	382.000	210.300	300.200	-	65.544
Custo total (\$)	81.115.586	83.146.042	73.534.650	57.651.513	71.251.814
DEC (h)	17,46	9,94	13,64	-	4,94
FEC (falhas/ano)	2,38	1,34	1,92	-	0,71
FITNESS	1,00	0,797	0,844	0,856	0,581

FONTE: autor (2018)

¹Plano de expansão sem considerar GD.

²Plano de expansão sem considerar a capacidade de *self-healing*.

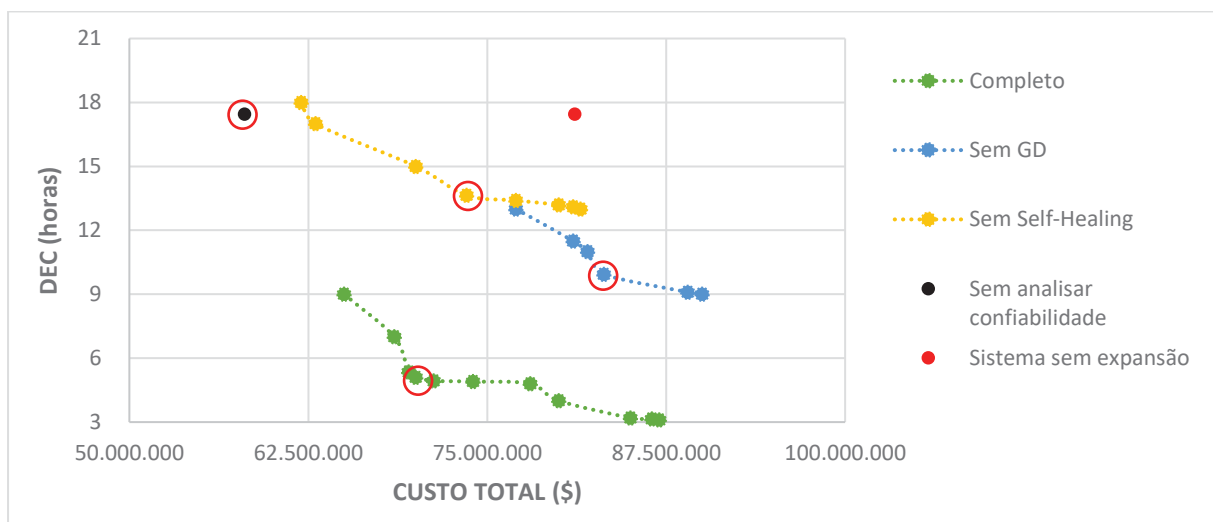
³Plano de expansão sem considerar análise dos índices de confiabilidade.

⁴Plano de expansão considerando todas variáveis citadas neste trabalho.

Para esse estudo de caso, pela TABELA 21, observa-se o forte impacto no índice DEC do sistema com a instalação dos componentes, principalmente ao se considerar o *self-healing*, porém, o custo com operação, mesmo sendo impactado com a instalação de GDs, não sofre tamanho impacto. Também, são observadas mudanças nos locais de instalação dos componentes ao se adicionar uma nova variável ao processo de otimização, principalmente ao se desconsiderar a GD e análise da confiabilidade.

A FIGURA 30 apresenta uma comparação entre as fronteiras de Pareto encontradas para cada uma das variações testadas para o ST2. As soluções em destaque com o círculo vermelho apresentam as escolhidas, para cada variação, através da equação *fitness* (61).

FIGURA 30 – COMPARAÇÃO ENTRE FRONTEIRAS DE PARETO EM VARIAÇÕES DE ST2



FONTE: autor (2018)

Verifica-se que ao desconsiderar os critérios de confiabilidade, o problema possui apenas um único objetivo e sem uma fronteira de Pareto, ou seja, sempre uma solução irá dominar a outra. Uma observação importante é que os custos são mais reduzidos nesse caso, pois se torna o foco do problema e não existe o equilíbrio entre redução de custo e melhora no índice de confiabilidade.

Já para a análise sem considerar os componentes com capacidade de *self-healing*, não é possível uma redução alta no índice DEC, em contrapartida, os custos chegam a ser mais reduzidos, na média. Isso ocorre pois não existe a possibilidade

do investimento em linhas com capacidade de *self-healing*, o que aumentaria o custo de investimento, mas reduziria o índice DEC.

Ao se desprezar apenas as GDs, a instalação dos demais componentes possibilitam uma redução maior no índice DEC, mas não possibilita uma economia alta no custo total. Pois as GDs ajudam a economizar nos custos relacionados à operação, mas não influenciam tanto no índice DEC quanto os demais componentes. Esse fator fica evidente na FIGURA 30, na qual a curva é mais concentrada na parte direita.

Finalmente, ao se considerar todos os temas, tem-se tanto uma redução alta no índice DEC, quanto redução nos custos. Pois agora o algoritmo de otimização possui um espaço de busca maior e pode, além de testar as soluções anteriores citadas, realizar combinações das mesmas e encontrar soluções ainda melhores.

Para o caso estudado, pode-se concluir, pela TABELA 21 que a consideração dos índices de confiabilidade, *self-healing* e GDs impacta tanto nos resultados relacionados ao custo, quanto no índice DEC. Sendo assim, a adição dessas variáveis traz resultados bastantes distintos de um plano sem considerá-las. Além disso, o processo de otimização utiliza o benefício de cada tipo de componente inserido no sistema e da combinação desses, chegando a resultados melhores do que aqueles considerando ora um tipo de componente, ora outro.

5.3 ANÁLISE DO IMPACTO DO MÉTODO DE CÁLCULO DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE NO PLANO DE EXPANSÃO

Como citado anteriormente, existem outras técnicas para estimar os índices de confiabilidade de um sistema além da SMC utilizada neste trabalho, tais como *Minimal Cut Set* e *Minimal Cut Set with Load Shedding*.

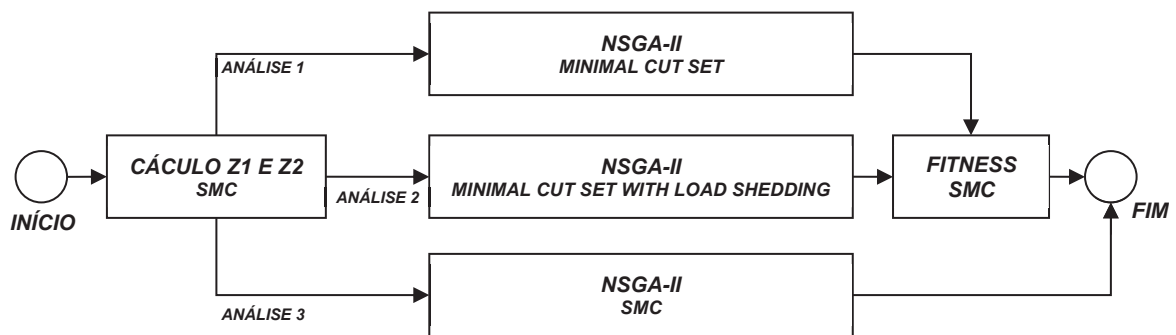
Porém, como estes métodos são distintos entre si e possuem tempo de processamento diferentes, foi realizada uma análise para avaliar como os mesmos impactam no resultado do planejamento da expansão e assim justificar o uso da SMC, o qual é um dos métodos mais consolidados na literatura, porém, possui alto custo computacional.

Como deseja-se utilizar diferentes métodos para o cálculo da confiabilidade, um mesmo resultado poderia ter índices DEC distintos, o que poderia distorcer as análises. Portanto, tanto as variáveis Z_1 e Z_2 da equação (61), quanto a solução obtida

em cada análise foram avaliadas utilizando-se a SMC, ou seja, tem-se a certeza que os valores das funções *fitness* possuem o mesmo método de cálculo.

Este processo é apresentado na FIGURA 31, resumidamente, os parâmetros Z_1 e Z_2 são calculados utilizando-se a SMC. Logo após, durante a busca pelas novas soluções com NSGA-II, são usados individualmente três métodos para se estimar os índices de confiabilidade. E após o fim do processo, o resultado obtido é reavaliado utilizando-se a SMC.

FIGURA 31 – FLUXOGRAMA METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE MÉTODO DE CÁLCULO DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE



FONTE: autor (2018)

Para a análise foi utilizado primeiramente o sistema ST1. A TABELA 22 apresenta os resultados obtidos. A coluna *fitness* apresenta o valor da função *fitness* encontrada utilizando o método indicado, enquanto a coluna *fitness (SMC)* mostra o resultado encontrado recalculado pela SMC.

Segundo a TABELA 22, o tempo gasto é consideravelmente distinto entre os métodos. O primeiro método é rápido e possui um valor *fitness* bastante baixo, porém, ao se avaliar esta mesma solução utilizando o método SMC verifica-se que o valor *fitness* é relativamente alto, comparado aos demais métodos. Isso ocorre porque o método em questão não avalia o corte parcial de carga. E como já era esperado o segundo método possui um valor *fitness* bem próximo àquele obtido pela SMC, devido a esse também considerar o corte parcial de carga.

TABELA 22 – AVALIAÇÃO DO IMPACTO DO MÉTODO PARA ESTIMAÇÃO DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE NO PLANO DE EXPANSÃO – SISTEMA TESTE 1

Método	Tempo Gasto (h)	Fitness	Fitness (SMC)
<i>Minimal Cut Set</i>	00:15	0,3273	0,7602
<i>Minimal Cut Set with Load Shedding</i>	01:10	0,4845	0,5257
SMC	03:20	0,5094	0,5094

FONTE: autor (2018)

Pelas análises realizadas, pode-se concluir que o método *Minimal Cut Set with Load Shedding* é o mais indicado, porém, uma investigação de sua aplicação em outros cenários deve ser feita.

Sendo assim, a mesma análise é aplicada ao ST2 e os resultados são apresentados na TABELA 23.

TABELA 23 – AVALIAÇÃO DO IMPACTO DO MÉTODO PARA ESTIMAÇÃO DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE NO PLANO DE EXPANSÃO – SISTEMA TESTE 2

Teste	Tempo Gasto (h)	Fitness	Fitness (SMC)
<i>Minimal Cut Set</i>	09:00	0,3520	0,6850
<i>Minimal Cut Set with Load Shedding</i>	13:30	0,5752	0,5847
SMC	14:00	0,5797	0,5797

FONTE: autor (2018)

Pela TABELA 23, verifica-se uma maior proximidade entre os tempos de processamento e uma situação similar ao se analisar os valores das funções fitness. Neste caso conclui-se que o primeiro método não é indicado, devido ao valor da função *fitness* ser maior comparado aos demais. Observa-se também que em sistemas maiores o tempo de processamento da SMC não é demasiadamente maior comparado aos outros métodos. Assim o método SMC torna-se competitivo aos demais, e acaba sendo um método de bom desempenho, pois traz maiores informações para o estudo da confiabilidade do sistema. Isso ocorre porque quando um sistema aumenta de tamanho, a quantidade de caminhos e cortes de primeira e segunda ordem aumentam consideravelmente, o que onera o tempo de processamentos dos dois primeiros métodos, enquanto a SMC pode continuar realizando o mesmo número de simulações.

Sendo assim, para os casos estudados, conclui-se que para o sistema menor, o método SMC pode ser substituído pelo *Minimal Cut Set with Load Shedding* para

ganho de performance computacional. Porém, para o sistema maior (90 barras) indica-se o uso da SMC, por ser um método altamente utilizado em outros estudos e seu tempo computacional de processamento ser próximo aos demais métodos.

5.4 ANÁLISE DA PRECISÃO DA METODOLOGIA COMPUTACIONAL

Para avaliar a efetividade e robustez dos resultados utilizando o método proposto, foram repetidas 30 execuções do algoritmo ao ST2. A TABELA 24 apresenta os resultados obtidos, sendo o teste de número 0 o sistema original, sem plano de expansão.

TABELA 24 – TESTES DE REPETIBILIDADE REALIZADOS NO SISTEMA TESTE 90 BARRAS

Teste	Tempo Gasto (h)	Total Iterações	Custo Total (\$)	DEC (h)	Fitness
0	-	-	80.733.586,00	17,4620	1,0000
1	14:12	67	71.251.814,00	4,9428	0,5828
2	17:19	81	70.093.927,00	4,8910	0,5742
3	15:41	72	70.393.236,00	4,7834	0,5729
4	17:57	85	70.851.724,00	5,2100	0,5880
5	14:15	68	71.251.814,00	4,9428	0,5828
6	14:03	67	71.251.814,00	4,9428	0,5828
7	13:17	62	71.251.814,00	4,9428	0,5828
8	21:10	112	70.393.236,00	4,7834	0,5729
9	16:32	78	70.093.927,00	4,8910	0,5742
10	13:36	67	71.251.814,00	4,9428	0,5828
11	15:15	72	71.251.814,00	4,9428	0,5828
12	22:13	115	70.393.236,00	4,7834	0,5729
13	14:48	72	71.251.814,00	4,9428	0,5828
14	14:05	69	71.251.814,00	4,9428	0,5828
15	15:06	72	71.251.814,00	4,9428	0,5828
16	17:32	82	70.851.724,00	5,2100	0,5880
17	15:00	70	71.251.814,00	4,9428	0,5828
18	16:56	79	70.093.927,00	4,8910	0,5742
19	14:20	69	71.251.814,00	4,9428	0,5828
20	12:12	60	71.251.814,00	4,9428	0,5828
21	20:54	98	70.393.236,00	4,7834	0,5729
22	17:03	81	71.251.814,00	4,9428	0,5828
23	21:08	101	70.393.236,00	4,7834	0,5729

Teste	Tempo Gasto (h)	Total Iterações	Custo Total (\$)	DEC (h)	<i>Fitness</i>
24	15:09	70	71.251.814,00	4,9428	0,5828
25	14:04	65	71.251.814,00	4,9428	0,5828
26	16:42	81	71.251.814,00	4,9428	0,5828
27	19:25	92	70.134.081,00	4,8433	0,5730
28	18:54	90	70.851.724,00	5,2100	0,5880
29	15:21	72	71.251.814,00	4,9428	0,5828
30	17:18	81	71.251.814,00	4,9428	0,5828

FONTE: autor (2018)

O mesmo resultado encontrado no teste número 1 foi obtido 18 vezes (60% dos testes) e o desvio padrão do valor *fitness* considerando todos testes foi de 0,0049, representando 1% do valor médio do mesmo. Portanto, pode-se afirmar que mais de 99% dos resultados encontrados não variam mais que 3% em seu valor final da função *fitness*.

Então, comprova-se uma boa repetibilidade nos resultados do algoritmo através dos resultados obtidos, assim como uma variação pequena entre os mesmos.

Porém, vale salientar, que mesmo obtendo-se um mesmo valor da função *fitness*, resultados distintos podem ser gerados, pois em problemas de alocação de recursos é comum termos soluções distintas com mesmo valor *fitness*, por exemplo, a alocação de um capacitor ou GD em uma barra X pode trazer o mesmo benefício e custo que a alocar na barra Y.

5.5 DISCUSSÕES

Neste capítulo foram apresentados os resultados obtidos para o plano de expansão do ST1 e ST2, aplicando a metodologia proposta. Também foram geradas variações no plano de expansão sem considerar GD, *self-healing* e confiabilidade, mostrando a variabilidade nos resultados obtidos e a importância de se considerar todos estes fatores durante o processo de otimização, por já serem uma realidade do sistema elétrico e terem a tendência de se intensificarem no futuro. Também foi apresentado que uma formulação multiobjetivo é recomendada.

A análise das fronteiras de Pareto deixa claro a influência da adição de uma nova variável no plano de expansão, mostrando o impacto em ambas funções objetivo definidas. E ainda, deixa evidente o *trade-off* entre custo e melhora do índice DEC.

Sendo assim, mais fatores podem ser adicionados à formulação, garantindo um plano de expansão com ganhos ainda superiores e mais próximo aos desafios atuais. Um exemplo seria a inserção das incertezas das fontes geradoras das GDs.

Os resultados obtidos foram satisfatórios e constatou-se lógica e justificativa para os mesmos, reduzindo o custo total de operação, confiabilidade e expansão no horizonte avaliado, assim como atendimento à toda demanda e melhoria nos índices de confiabilidade.

Observou-se de forma geral um impacto maior nos índices de confiabilidade do que no custo total, ou seja, para os casos estudados, com um mesmo investimento, obtém-se uma melhora proporcionalmente maior nos índices de confiabilidade do que no custo total do planejamento. Isso ocorre, pois, nos sistemas testados, os índices de confiabilidade são muito mais sensíveis à instalação de novos dispositivos de segurança associados à *Smart Grids*.

Também foi realizada uma análise do impacto do método utilizado para estimar os índices de confiabilidade no resultado do plano de expansão. Mostrando que a SMC é a mais indicada para o sistema de 90 barras e que demais métodos podem ser mais indicados para sistemas menores, como o IEEE-RBTS BUS2.

Por fim, uma avaliação da precisão e robustez da metodologia foi realizada. Após vários testes consecutivos avaliou-se a repetibilidade dos resultados e baixa variação dos valores de *fitness* obtidos, 18 resultados iguais em 30 testes e um desvio padrão de 1% da função *fitness*.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho apresentou uma metodologia computacional para solução do problema do planejamento da expansão do sistema de distribuição considerando critérios de confiabilidade, geração distribuída e alocação de capacitores, linhas e chaves no contexto das *smart grids*. A metodologia proposta utiliza a combinação de técnica de otimização: FPO com corte de carga (método dos pontos interiores), técnica de simulação de processos estocásticos: SMC e metaheurística: NSGA-II.

A metodologia proposta foi aplicada a uma versão modificada do sistema teste IEEE-RBTS BUS 2 e a um sistema teste de 90 barras. Nos testes realizados, alocou os componentes corretamente, trazendo redução nos custos durante os três anos avaliados, assim como melhora aos índices de confiabilidade. Para os dois sistemas testes estudados houveram uma redução no custo com operação de mais de 20%, e o índice DEC foi reduzido com maior intensidade, mais de 70%.

Resultados e discussões importantes foram expostos em variações do plano de expansão, desconsiderando ora GDs, ora *self-healing* e ora confiabilidade, e apresentando a importância da consideração destes fatores e a necessidade de uma otimização multiobjetivo. A consideração de todos os temas garantiu uma redução na função *fitness* de aproximadamente 42%, enquanto a desconsideração de GDs proporcionou uma redução de 20%, a desconsideração de *self-healing* 16% e a desconsideração da análise da confiabilidade 14%. Também se observou uma mudança considerável na alocação dos componentes. Avaliando-se mudanças na topologia do sistema, a desconsideração de GDs é a que mais impactou ao resultado. Já na avaliação da função *fitness*, a desconsideração da análise de confiabilidade é a que trouxe o resultado menos satisfatório.

Especialmente a desconsideração de GDs no planejamento da expansão gerou um resultado conectando, por linhas com capacidade de *self-healing*, a extremidade de alguns ramos à uma barra mais próxima à subestação. A formulação feita para o problema não considerou o custo por quilômetro para instalação de novas linhas, mas sim um custo fixo pela instalação das mesmas. Conclui-se que é recomendável que o custo por quilômetro seja considerado durante a formulação do problema, por ser o mais próximo da realidade.

Também foi realizada uma comparação do impacto gerado no resultado pela escolha entre três diferentes métodos para estimação dos índices de confiabilidade.

Ficou evidente que a SMC é a mais indicada para o planejamento da expansão do sistema teste de 90 barras, pois é um método usado amplamente na literatura e seu tempo de processamento não foi muito superior aos demais métodos, 14 horas contra 13,5 horas do *Minimal Cut Set* com corte de carga e 9 horas do *Minimal Cut Set*. Porém, para o sistema teste IEEE-RBTS BUS 2 modificado, o método *Minimal Cut Set* com corte de carga trouxe resultados próximos à SMC e com um tempo de processamento reduzido, 1,25 horas contra 3,33 horas da SMC, sendo o mais indicado para este sistema. Parece existir uma relação entre o tamanho do sistema e o melhor método para se estimar os índices de confiabilidade, porém, para se afirmar isso, recomenda-se uma investigação em outros sistemas, inclusive em sistemas reais de grande porte.

Por fim, uma análise de repetidas simulações com a metodologia proposta demonstrou uma variação muito pequena entre os resultados. Dentre 30 testes realizados, 18 obtiveram o mesmo resultado, com um desvio padrão de 1% na função *fitness*, demonstrando a robustez do método proposto.

Com as discussões apresentadas, destaca-se a importância de considerar os temas apresentados em conjunto durante o planejamento da expansão do sistema de distribuição, pois ao se desconsiderar mesmo que um dos temas, os resultados obtidos sofrem alterações. Como as *smart grids* já são uma realidade e tendem a se intensificar, é recomendado a consideração de seus temas relacionados durante a formulação do problema.

Mesmo contemplando diversos assuntos, ainda existem temas importantes a serem adicionados ao processo de otimização apresentado, podendo ser desenvolvida uma metodologia similar à aqui proposta. Portanto, para trabalhos futuros indica-se:

- Incorporar as *microgrids*, considerando as incertezas de geração nas GDs e inserção de dispositivos armazenadores de energia;
- Mais um passo de otimização para coordenação dos dispositivos com capacidade de *self-healing*, uma vez que neste trabalho todos componentes pertencentes ao ramo do componente com capacidade de *self-healing* foram monitorados e é passível de melhoria na escolha de quais componentes monitorar, a fim de reduzir custos;
- Planejar a melhor barra para instalação de novas cargas.

- Ajustar a metodologia para aplicar Simulação de Monte Carlo em conjunto ao FPO multiestágio.
- Aprimorar a formulação financeira, considerando investimentos de longo prazo.
- Expandir formulação para uma abordagem geoespacial.
- Considerar custo por quilometro na instalação de linhas.
- Aplicar a metodologia apresentada em um sistema real.

REFERÊNCIAS

- ABREU, P. E. **Planejamento da expansão de rede de energia elétrica considerando o custo da confiabilidade**, 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de São João del-Rei.
- AGHAEI, J.; AZIZVAHED, A. Distribution expansion planning considering reliability and security of energy using modified PSO (Particle Swarm Optimization) algorithm. **Energy**, v. 65, p. 398–411, 2014.
- ALLAN, R. N.; SO, R. B.; SJARIEF, I.; K.S., L. G.; A reliability test system for educational purposes-basic distribution system data and results. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 2, p. 813–820, 1991.
- ANEEL. PRODIST MODULO 2 REVISÃO 7. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-2>>. Acesso em: 4/2/2018.
- ANEEL. PRODIST MODULO 8 REVISÃO 9. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Acesso em: 10/2/2018.
- ARASTEH, H.; SEPASIAN, M. S.; VAHIDINASAB, V.; SIANO, P. SoS-based multiobjective distribution system expansion planning. **Electric Power Systems Research**, v. 141, p. 392–406, 2016.
- ARIAS, P. A. Planning Models for Distribution Grid: A Brief Review Piedy. **U. Prto Journal of Engineering**, v. 4, n. 1, p. 42–55, 2017.
- BAGHERI, A.; MONSEF, H.; LESANI, H. Integrated distribution network expansion planning incorporating distributed generation considering uncertainties, reliability, and operational conditions. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 73, p. 56–70, 2015a.
- BAGHERI, A.; MONSEF, H.; LESANI, H. An approach for distribution network expansion planning considering reliability issues. **30th International Power System Conference (PSC)**, p. 309–317, 2015b.
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques**. 2nd ed. New York: Springer Science+Business Media, 1992.
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. . **Reliability Evaluation of Power Systems**. 2nd ed. New York: Plenum Press, 1984.
- BILLINTON, R.; KUMAR, S.; CHOWDHURY, N.; et al. A RELIABILITY TEST SYSTEM FOR EDUCATIONAL PURPOSES. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 4, n. 3, p. 1238–1244, 1989.
- BROWN, R. E. **Electric Power Distribution Reliability**. 1st ed. CRC Press, 2002.
- CARVALHO, P. M. S.; FERREIRA, L. A. F. M.; LOBO, F. G.; BARRUNCHO, L. M. F. Optimal distribution network expansion planning under uncertainty by evolutionary decision convergence. **International Journal of Electrical Power and Energy**

Systems, v. 20, n. 2, p. 125–129, 1998.

CHINA ENERGY GROUP. Key China Energy Statistics 2014. **Lawrence Berkeley National Laboratory**, p. 13, 2014. Disponível em: <<http://eetd.lbl.gov/publications/key-china-energy-statistics-2014>>. Acesso em: 1/4/2018.

COSSI, A. M.; SILVA, L. G. W. DA; LÁZARO, R. A. R.; MANTOVANI, J. R. S. Primary power distribution systems planning taking into account reliability, operation and expansion costs. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 6, n. 3, p. 274–284, 2012.

DEB, K. **Multi-objective optimization using evolutionary algorithms**. 1st ed. New York: John Wiley & Sons, 2001.

DEB, K.; PRATAP, A.; AGARWAL, S.; MEYARIVAN, T. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II. **IEEE Transactions on Evolutionary Computation**, v. 6, n. 2, p. 182–197, 2002.

DUMBRAVA, V.; LAZAROIU, C.; ROSCIA, C.; ZANINELLI, D. Expansion planning and reliability evaluation of distribution networks by heuristic algorithms. **International Conference on Environment and Electrical Engineering**, 2011.

EPE. Plano Decenal de Energia 2026. **Ministério de Minas e Energia**, 2017. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/PDE2026_versao_para_publicacao_08dez2017.pdf/f5d8f999-566d-4f5b-9167-d80b6ea8924e>. Acesso em: 1/4/2018.

FARRAG, M. A.; EL-METWALLY, M. M.; EL-BAGES, M. S. A new model for distribution system planning. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 21, n. 7, p. 523–531, 1999.

FLETCHER, R. H.; STRUNZ, K. Optimal Distribution System Horizon Planning-Part I: Formulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 2, p. 791–799, 2007.

FLETCHER, R. H.; STRUNZ, K. Optimal Distribution System Horizon Planning-Part II: Application. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 2, p. 862–870, 2007.

GANGULY, S.; SAHOO, N. C.; DAS, D. Mono and multi-objective planning of electrical distribution networks using particle swarm optimization. **Applied Soft Computing Journal**, v. 11, n. 2, p. 2391–2405, 2011.

GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research. **Electric Power Systems Research**, v. 121, p. 89–100, 2015.

GITIZADEH, M.; VAHED, A. A.; AGHAEI, J. Multistage distribution system expansion planning considering distributed generation using hybrid evolutionary algorithms. **Applied Energy**, v. 101, p. 655–666, 2013.

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

GÓMEZ, J. F.; KHODR, H. M.; OLIVEIRA, P. M. DE; et al. Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 2, p. 996–1004, 2004.

HONG, Y. Y.; LAI, Y. M.; CHANG, Y. R.; LEE, Y. DER; LIU, P. W. Optimizing capacities of distributed generation and energy storage in a small autonomous power system considering uncertainty in renewables. **Energies**, v. 8, n. 4, p. 2473–2492, 2015.

HONGWEI, D.; YIXIN, Y.; CHUNHUA, H.; et al. Optimal planning of distribution substation locations and sizes - Model and algorithm. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 18, n. 6, p. 353–357, 1996.

KAGAN, N.; ROBBA, E.; SCHMIDT, H. **Estimação de indicadores de qualidade da energia elétrica**. 1st ed. São Paulo: Blucher, 2009.

KWAG, H. G.; KIM, J. O. Reliability modeling of demand response considering uncertainty of customer behavior. **Applied Energy**, v. 122, p. 24–33, 2014. Elsevier Ltd.

LAMI, B. **Operational Risk Assessment of Power Systems with Distributed Energy Resources Using Minimal Cut Sets**, 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), University of Waterloo.

LAVORATO, M.; RIDER, M. J.; GARCIA, A. V.; ROMERO, R. A constructive heuristic algorithm for distribution system planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 3, p. 1734–1742, 2010.

LEITE, A. M.; PONTIF, S.; CAT, U.; et al. Power Systems Analysis under Uncertainties - Concepts and Techniques. **II Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning**, 1989.

LUENBERGER, D. G.; YE, Y. **Linear and Non-Linear Programming**. 1st ed. Springer Science+Business Media, 1983.

MALEE, R. K.; JAIN, P.; GUPTA, P. P.; DHARAMPAL, S. S. Distribution System Expansion Planning Incorporating Distributed Generation. **Power India International Conference (PIICON), 2016 IEEE 7th**, 2016.

MAZHARI, S. M.; MONSEF, H.; ROMERO, R. A Multi-Objective Distribution System Expansion Planning Incorporating Customer Choices on Reliability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 2, p. 1330–1340, 2016.

MIKILITA, M. A. S. **Um modelo de fluxo de potência ótimo para minimização do corte de carga**, 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Paraná, Curitiba.

MIRANDA, V. Probabilistic choice vs. risk analysis - conflicts and synthesis in power system planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 13, n. 3, p. 1038–1043, 1998.

MIRANDA, V.; RANITO, J. V.; PROENCA, L. M. Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 4, p. 1927–1933, 1994.

MUNOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J.; ARROYO, J. M. Multistage Generation and Network Expansion Planning in Distribution Systems Considering Uncertainty and Reliability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 5, p. 1–14, 2015.

NARA, K.; HAYASHI, Y. A New Algorithm for Distribution Feeder Expansion Planning for Urban Area. **Electric Power Systems Research**, v. 46, n. 3, p. 185–193, 1998.

NARA, K.; SATOH, T.; AOKI, K.; KITAGAWA, M. Multi-year expansion planning for distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 3, p. 952–958, 1991.

NASCIMENTO, L. C. DO. **Avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição utilizando processamento distribuído**, 2009. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá.

NEGRETE, L. P. G. **Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão Considerando Análise de Confiabilidade e Incertezas na Demanda Futura** Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão Considerando Análise de Confiabilidade e Incertezas na Demanda, 2010. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira.

NEJADFARD-JAHROMI, S.; RASHIDINEJAD, M.; ABDOLLAHI, A. Multistage distribution network expansion planning under smart grids environment. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 71, p. 222–230, 2015.

PAIVA, P. C.; KHODR, H. M.; DOMINGUEZ-NAVARRO, J. A.; YUSTA, J. M.; URDANETA, A. J. Integral Planning of Primary–Secondary Distribution Systems Using Mixed Integer Linear Programming. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 2, p. 1134–1143, 2005.

PAIVA, R. R. C. **Planejamento da Expansão de Curto Prazo de Redes de Distribuição considerando Geração Distribuída e Confiabilidade**, 2016. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Ilha Solteira.

PLETKA, R.; KHANGURA, J.; RAWLINES, A.; WALDREN, E.; WILSON, D. Capital Costs for Transmission and Substations. **Western Electricity Coordinating Council**, 2014. Disponível em: <https://www.wecc.biz/Reliability/2014_TEPCC_Transmission_CapCost_Report_B+V.pdf>. Acesso em: 1/4/2018.

PONNAVAIKKO, N.; RAO, K. S. P.; VENKATA, S. S. Distribution system planning through a quadratic mixed integer programming approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 2, n. 4, p. 1157–1163, 1987.

RAMÍREZ-ROSADO, I. J.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L. Reliability and costs optimization for distribution networks expansion using an evolutionary algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 16, n. 1, p. 111–118, 2001.

RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P. **Simulation and the Monte Carlo Method**. 2nd ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2008.

SALES, W. DE S. **Planejamento de sistemas de geração com elevada penetração de energia eólica**, 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica),

Universidade Federal de Itajubá.

SEDGHI, M.; AHMADIAN, A.; ALIAKBAR-GOLKAR, M. Optimal Storage Planning in Active Distribution Network Considering Uncertainty of Wind Power Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 1, p. 304–316, 2016.

SEGER, S.; MERCEDES, P.; RICO, J. A. P. Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro. **REVISTA USP**, n. 104, p. 13–36, 2015. São Paulo. Disponível em: <<https://www.revistas.usp.br/revusp/article/viewFile/106750/105389>>.

SEIFI, H.; SEPASIAN, MOHAMMAD SADEGH. **Electric Power System Planning Issues, Algorithms and Solutions**. 1st ed. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2011.

SILVA, A. M. L. DA; CASSULA, A. M.; NASCIMENTO, L. C.; et al. Chronological Monte Carlo-Based Assessment of Distribution System Reliability. **International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems**, 2006.

SINGH, P.; MAKRAM, E. B.; ADAMS, W. P. A new technique for optimal time-dynamic distribution substation and feeder planning. **Electric Power Systems Research**, v. 47, p. 197–204, 1998.

SUN, D. I.; FARRIS, D. R.; COTE, P. J.; SHOULTS, R. R.; CHEN, M. S. Optimal distribution substation and primary feeder planning via the fixed charge network formulation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-101, n. 3, p. 602–609, 1982.

ZIMMERMAN, R. D.; MURILLO-SANCHEZ, C. E.; J, T. R. Matpower: Steady- State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education. **Power Systems, IEEE Transactions**, v. 26, n. 1, p. 12–19, 2011.

APÊNDICE 1 – EXEMPLO DE ENTRADA DE DADOS DE CANDIDATOS

Chaves

ID	ID LINHA	MANOBRA	AUTOMÁTICA	FALHAS/ANO	TEMPO DE REPARO (H)	TEMPO DE MANOBRA(H)	CUSTO INSTALAÇÃO	t_install
1	70	0	1	1,00E-06	1	0	50.000	0
2	71	0	1	1,00E-06	1	0	50.000	0
3	72	0	1	1,00E-06	1	0	50.000	0

Capacitores

ID	BUS	MAX	DISCRETIZAÇÃO	CUSTO INSTALAÇÃO POR MVAR	t_install
1	1	1,2	0,6	200.000	0
2	2	1,2	0,6	200.000	0
3	3	1,2	0,6	200.000	0

GD

ID	bus	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	mBase	status	Pmax	Pmin	Pc1	Pc2	Qc1min	Qc1max	Qc2min	Qc2max	ramp_agc	ramp_10	ramp_30	ramp_q	apf	CUSTO INSTALAÇÃO	type_cos	startup	shutdown	n	c(n-1)	s0	t_install	
1	71	0,01	0	0	0	1	1	0,01	0,01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50.000	2	0	0	2	0	0	1
2	72	0,01	0	0	0	1	1	0,01	0,01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50.000	2	0	0	2	0	0	1
3	73	0,01	0	0	0	1	1	0,01	0,01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50.000	2	0	0	2	0	0	1

Linhas

ID	Revitalização	rbus	tbus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	tap	shift	status	angmin	angmax	FALHAS/ANO	TEMPO DE REPARO (H)	CUSTO	Self-healing	Depende de fail	Depende de ft	t_install
1	1	1	2	1,56E-06	3,74E-06	0	20	20	20	0	0	1	-360	360	2,00E-02	6	300.000	0	0	0	1
2	1	2	3	7,80E-07	1,87E-06	0	20	20	20	0	0	1	-360	360	2,00E-02	6	300.000	0	0	0	1
3	1	3	4	7,80E-07	1,87E-06	0	20	20	20	0	0	1	-360	360	2,00E-02	6	300.000	0	0	0	1

Monitoramento *self-healing*

ID SELF-HEALING	IDs COMPONENTES MONITORADOS											
1	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	...
2	48	49	50	51	1	2	3	4	5	6	7	...
3	52	53	30	31	32	33	34	35	36	37	38	...

Obs.:

- **t_install** indica o tempo necessário de instalação de um componente, ou seja, quantos períodos de tempo, após o investimento, o componente entrará em operação.
- A entrada de dados das linhas e GDs segue o padrão usado utilizado no MATPOWER.