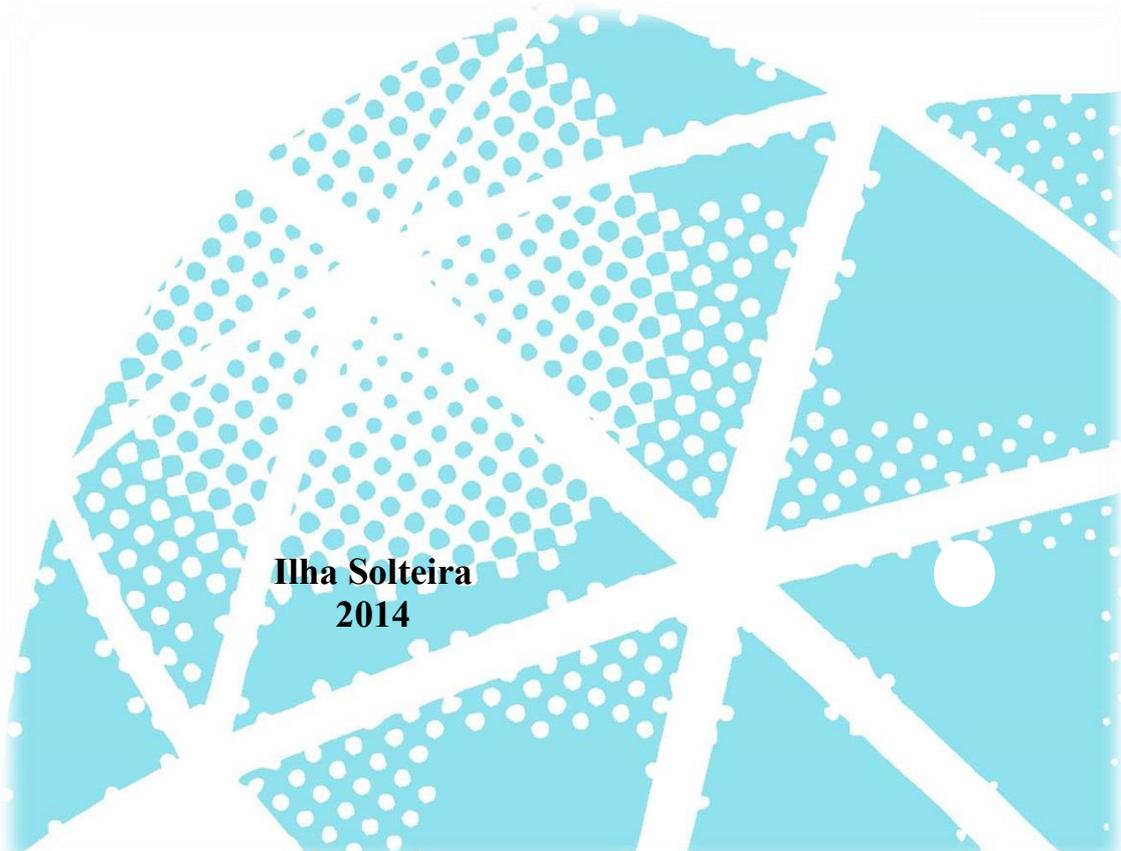




UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JULIO DE MESQUITA FILHO”
Campus de Ilha Solteira

MILTON LUIZ NERI PEREIRA

**AVALIAÇÃO OTIMIZADA TÉCNICA E ECONÔMICA DO PONTO DE
CONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES DE MÉDIA
TENSÃO**



Ilha Solteira
2014

MILTON LUIZ NERI PEREIRA

**AVALIAÇÃO OTIMIZADA TÉCNICA E ECONÔMICA DO
PONTO DE CONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM
REDES DE MÉDIA TENSÃO**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia
do Campus de Ilha Solteira – UNESP como
parte dos requisitos para obtenção do título de
Doutor em Engenharia Elétrica
Especialidade: Automação.

Prof. Dr. Antonio Padilha Feltrin
Orientador

Eng. Dr. Augusto César Rueda Medina
Co-orientador

Ilha Solteira
2014

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

P436a Pereira, Milton Luiz Neri .
Avaliação otimizada técnica e econômica do ponto de conexão de geração distribuída em redes de média tensão / Milton Luiz Neri Pereira. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2014
111 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2014

Orientador: Antonio Padilha Feltrin
Co-orientador: Augusto César Rueda Medina
Inclui bibliografia

1. Geração distribuída. 2. Sistema de distribuição de energia elétrica.
3. Otimização multiobjetivo.

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: Avaliação otimizada técnica e econômica do ponto de conexão de geração distribuída em redes de média tensão

AUTOR: MILTON LUIZ NERI PEREIRA

ORIENTADOR: Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN

CO-ORIENTADOR: Prof. Dr. AUGUSTO CESAR RUEDA MEDINA

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de DOUTOR EM ENGENHARIA ELÉTRICA, Área: AUTOMAÇÃO, pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI

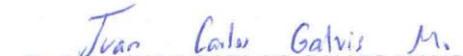
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. FÁBIO BERTEQUINI LEÃO

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Profa. Dra. FERNANDA CASEÑO LIMA TRINDADE

Departamento de Sistemas de Energia Elétrica / Universidade Estadual de Campinas


Prof. Dr. JUAN CARLOS GALVIS MANSO

Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Federal de Ouro Preto

Data da realização: 11 de dezembro de 2014.

DEDICO

Aos meus pais Sebastião Pereira (in memorian) e minha mãe Marli Neri Pereira, por me trazer ao mundo, me educarem e possibilitarem esta conquista; a minha esposa, por sempre me incentivar naquilo que faço, aos meus filhos, netas e neto.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus pela força, paz espiritual, pela perseverança para ultrapassar os inúmeros obstáculos que surgiram à frente e também por estar neste momento escrevendo estes agradecimentos.

Da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Campus de Ilha Solteira ficaram boas lembranças. Agradeço ao pessoal da Secretaria do Programa de Pós-Graduação, do Departamento de Engenharia Elétrica, da Biblioteca e demais setores, de quem tive atendimento cortês e eficiente.

Ao Professor Dr. Antonio Padilha Feltrin, orientador deste trabalho, pelo interesse e disponibilidade com que acompanhou a trajetória desse estudo, pelas críticas e sugestões dispensadas ao longo do desenvolvimento do trabalho.

Ao Eng. Dr. Augusto César Rueda Medina, co-orientador deste trabalho, pelas inúmeras contribuições dispensadas durante o desenvolvimento do trabalho.

Aos professores Marcos Júlio Rider Flores e José Roberto Sanches Mantovani pelas inúmeras contribuições quando do exame de qualificação.

Aos professores Fábio Bertequini leão, Fernanda Caseño Lima Trindade e Juan Carlos Galvis Manso, membros da comissão examinadora da defesa de Tese, pelas críticas e sugestões dispensadas ao trabalho.

Em particular, agradeço aos companheiros do LaPSEE, onde encontrei mais do que um ambiente de trabalho. Além da participação no grupo, as disciplinas cursadas e as reuniões, foram momentos de amigável e sadia convivência.

Agradecimento especial a minha esposa Lindalva Pereira Cardoso, pelo carinho, amor, compreensão e apoio ao longo da árdua caminhada para conclusão do trabalho.

Aos meus filhos Susiany, Luiz Gustavo e Mário Márcio, muito obrigado pelos incentivos e colaborações e que Deus os ilumine por todas as suas vidas.

Aos amigos(as) da Universidade do Estado de Mato Grosso - UNEMAT, Campus Universitário de Sinop, pelos momentos de estudos, viagens e convivência. Foi com muito prazer que convivi com Rogério, Sílvio e Vera.

A realização deste estudo não seria possível sem o apoio e o incentivo de inúmeras instituições: Universidade do Estado de Mato Grosso - UNEMAT, pelo apoio financeiro e pela política de qualificação docente; Universidade Estadual Paulista, Campus de Ilha Solteira, pelo programa de parceria com a UNEMAT o que possibilitou o desenvolvimento deste trabalho; Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior do Brasil – CAPES, pelo apoio financeiro para execução do DINTER.

RESUMO

Neste trabalho, um sistema de distribuição de energia elétrica com a inclusão de geração distribuída é investigado, através de técnicas de otimização multiobjetivo. O estudo consiste em alocar geração distribuída no sistemas de distribuição com base em parâmetros técnicos e econômicos. O sistema é investigado considerando dois interesses: de um lado, o Produtor Independente de Energia Elétrica e, do outro lado, a Empresa de Distribuição de Energia Elétrica operadora do sistema. Na perspectiva do produtor independente, o modelo adotado busca maximizar a geração de potência ativa da geração distribuída e minimizar os custos associados. Na perspectiva da operadora do sistema, o modelo objetiva maximizar a valoração das perdas, maximizar a confiabilidade e minimizar os custos envolvidos em adequação do sistema de distribuição de energia elétrica. Através de técnicas de otimização multiobjetivo foram otimizados os objetivos. O algoritmo utilizado foi o *Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2* (SPEA2) com a finalidade de gerar as soluções não-dominadas dos problemas. Para avaliar a eficácia do modelo proposto, foi utilizado o sistema teste de 135 barras. Os resultados alcançados para os dois problemas, considerando os parâmetros utilizados, foram um conjunto de soluções não-dominadas, que estabeleceram um conflito entre o produtor de energia e a distribuidora que opera o sistema, pois a alternativa que revelou-se a mais promissora para o produtor revelou-se a menos atrativa para a Empresa distribuidora. Este ponto constitui a principal contribuição do presente estudo, pois o conjunto de soluções encontradas pelo algoritmo SPEA2 constituem um ambiente flexível que permite ao produtor de energia e distribuidora de energia avaliarem cada proposta de solução e decidir por aquela que mais se aproxima aos interesses de ambas as partes.

Palavras-chaves: Geração distribuída. Sistema de distribuição de Energia Elétrica. Otimização multiobjetivo.

ABSTRACT

In this work, an electricity distribution system with distributed generation is investigated using a multi-objective optimization technique. The study consists of allocating distributed generation based on technical and economic parameters. The system is investigated considering two interests: on one hand, from the Independent Energy Producer (IEP), which owns the distributed generators, and, on the other hand, from the Electricity Distribution Company (EDC), which operates the system. From the perspective of the IEP, the adopted model seeks to maximize the active power generation of distributed generators and minimize costs associated to this generation. From the perspective of the EDC, the model aims to maximize the valuation of losses, maximize the reliability of the system and minimize costs involved in adaptation of the network due to the installation of the distributed generators. A multi-objective optimization technique, the Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 (SPEA2), was used in order to generate the non-dominated solutions of the proposed problems. To evaluate the effectiveness of the proposed model, the 135-bar test system was used. The results for the two problems, for the parameters used in this study, were a set of non-dominated solutions, which established a conflict between the IEP and the EDC because the alternative that proved the most promising for the IEP was the less attractive for the EDC. This point constitutes the main contribution of this study, because the set of solutions found using the SPEA2 constitute a flexible environment that allows the IEP and the EDC evaluate each proposed solution and decide on the one that is closest to the interests of both parties.

Keywords: Distributed generation. Distribution of Electrical Energy system. Multi-objective optimization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Potência contratada pelo PROINFA por região e fonte na 1ª fase	17
Figura 2	Matriz Energética Brasileira de 2012.....	19
Figura 3	Matriz Energética Brasileira de 2011.....	19
Figura 4	Diagrama de blocos do fluxo de potência.....	63
Figura 5	Codificação do indivíduo da população E_g	69
Figura 6	Geração de dois indivíduos descendentes a partir de configuração maternas.....	70
Figura 7	Diagrama de blocos do processo de Otimização Multiobjetivo para o Problema 1	72
Figura 8	Diagrama de blocos do processo de Otimização Multiobjetivo para o Problema 2	73
Figura 9	Sistema de Distribuição Teste	74
Figura 10	Nível de carregamento durante um ano para o Sistema Teste.....	75
Figura 11	Conjunto de soluções não-dominadas do Problema 1	77
Figura 12	Custos globais de investimentos e valoração das perdas paras as soluções não-dominadas do Problema 1.....	79
Figura 13	SDEE dividido em zonas separadas por dispositivo de proteção (chaves).....	81
Figura 14	Conjunto de soluções não-dominadas do Problema 2.....	83
Figura 15	Configuração da solução 1, Problema 2, GD conectada ao SDEE.....	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Matriz Energética Brasileira (Oferta interna de energia	16
Tabela 2	Resultado de contratação da Energia do PROINFA	17
Tabela 3	Potência instalada em 2005 e em 2014.....	18
Tabela 4	Geração de energia hidrelétrica de 2012 e 2013	20
Tabela 5	Tecnologias para GD	26
Tabela 6	Tipo de geração e fonte de energia de empreendimentos em operação	27
Tabela 7	Empreendimentos em operação	28
Tabela 8	Empreendimentos em construção	28
Tabela 9	Empreendimentos outorgados (não iniciaram a construção)	28
Tabela 10	Otimização Multiobjetivo presentes em pesquisas sobre planejamento de SDEE	47
Tabela 11	Custos estimados para rede aérea em tensão 13,8 kV	76
Tabela 12	Custos associados à geração e transmissão de energia pela GD	76
Tabela 13	Perdas anuais de energia no SDEE sem GD	77
Tabela 14	Parâmetros utilizados no SPEA2	77
Tabela 15	Cenários de GD e custos associados para o Problema 1	78
Tabela 16	Custo para compra de equipamentos de proteção	82
Tabela 17	Custo de instalação, desinstalação e manutenção de equipamentos de proteção.....	82
Tabela 18	Barra e seção de conexão da GD	82
Tabela 19	Custos das soluções do Problema 2 pertencente ao conjunto de soluções não-dominadas	84
Tabela 20	Custo das soluções para o Problema e Problema 2	86
Tabela 21	Dados do sistema teste IEEE-135 – Demanda mínima, média e nominal.....	101
Tabela 22	Dados do sistema teste IEEE-135 – Distância entre barras e impedância dos ramos.....	104
Tabela 23	Distância da unidade de GD ao ponto de conexão.....	108

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

GD	Geração Distribuída
PIE	Produtor Independente de Energia
PROINFA	Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
ELETOBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ONGs	Organizações Não Governamentais
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
SDEE	Sistema de distribuição de energia elétrica
DisEE	Empresa Distribuidora de Energia Elétrica (Operadora do sistema)
OM	Otimização Multiobjetivo
FVP	Função de valoração das perdas técnicas

LISTA DE SÍMBOLOS

$P_{GD_i}^\tau$	Potência ativa gerada pela unidade de GD i no cenário τ .
ngd	Número de unidade de GD.
$C_i^{Inv,\tau}$	Custo de investimento inicial para a unidade de GD i no cenário τ .
φ_i^T	Valor presente
$C_i^{Opm,\tau}$	Custo de operação e manutenção para a unidade de GD i no cenário τ .
rat	Taxa de juros.
T	Período do estudo, em anos.
$C_{i,j}^{Lin,\tau}$	Custo da linha de conexão da unidade de GD i conectada na barra j no cenário τ .
$D_{i,j}$	Distância da unidade de GD i ao ponto de conexão j .
n_B	Número de barras do sistema.
$C_{i,j}^{Tar,\tau}$	Custo mensal devido ao uso do SDEE pela unidade de GD i conectada na barra j no cenário τ .
$P_i^{Cal,\tau}$	Potências ativa calculada na barra i no cenário τ .
$Q_i^{Cal,\tau}$	Potência reativa calculada na barra i no cenário τ .
$P_i^{Esp,\tau}$	Potências ativa especificada na barra i no cenário τ .
$Q_i^{Esp,\tau}$	Potência reativa especificada na barra i no cenário τ .
V_i^{Min}	Magnitudes de tensão mínima na barra i .
V_i^{Max}	Magnitudes de tensão máxima na barra i .
$P_{GD_i}^{Min,\tau}$	Limite mínimo de potência ativa operacional da unidade de GD i no cenário τ .
$Q_{GD_i}^{Min,\tau}$	Limite mínimo de potência reativa operacional da unidade de GD i no cenário τ .
$P_{GD_i}^{Max,\tau}$	Limite máximo de potência ativa operacional da unidade de GD i no cenário τ .
$Q_{GD_i}^{Max,\tau}$	Limite máximo de potência reativa operacional da unidade de GD i no cenário τ .
PE_{Loss}^τ	Montante de perdas de energia do sistema sem unidade de GD no cenário τ .
$PE_{Loss}^{GD,\tau}$	Montante de perdas de energia do sistema com unidade de GD no cenário τ .
N_{ND}	Número de níveis de demanda diário do SDEE.
$V_{i,j}^\tau$	Magnitude da tensão na barras i do SDEE sem unidade de GD no cenário τ e nível demanda j .
Z_{im}	Impedância do ramo que interliga a barra i à barra m .
Δt_i	Número de horas por dia com carga em demanda nível i .
$V_{k,j}^{GD_i,\tau}$	Magnitude da tensão na barra k após a conexão da unidade de GD i no cenário τ e nível de demanda j .

PC_i^τ	Preço da energia para os cálculos das perdas no nível de demanda i e cenário τ .
$CEN_{i,j}^{GD,k,\tau}$	Custo da energia não suprida pelo SDEE, seção i , demanda j , mas que foram restauradas pela unidade de GD i , cenário τ , com despacho de energia k .
$CR_j^{GD,\tau}$	Carga da seção j restaurada pela unidade de GD i no cenário τ .
$CES_j^{GD,\tau}$	Custo da energia suprida pela unidade de GD i na seção j e cenário τ .
$CAQ_{i,j}^\tau$	Custo de aquisição do equipamento de proteção i operando no intervalo j no cenário τ .
$CInst_{i,j}^\tau$	Custo para instalar equipamento de proteção i , operando no intervalo j no cenário τ .
$CDnst_{i,j}^\tau$	Custo para desinstalar equipamento de proteção i , operando no intervalo j no cenário τ .
$CM_{i,j}^\tau$	Custo de manutenção dos equipamentos de proteção i , operando no intervalo j no cenário τ .
I_i^j	Injeção de corrente no nó i , iteração j do fluxo de potência.
V_i^{j-1}	Tensão no nó i , calculada durante a iteração $j-1$ do fluxo de potência.
S_i^{Esp}	Injeção de potência aparente especificada para o nó i .
S_i^{Cal}	Injeção de potência aparente calculada para o nó i .
Y_{sh_i}	Admitâncias próprias dos elementos shunt no nó i .
J_L^j	Corrente no ramo L na iteração j do fluxo de potência.
Ω_{M_i}	Conjunto de ramos ligados à jusante ao nó i .
Z_i	Impedância série do ramo i .
S_i^j	Potência injetada no nó i para a iteração j do fluxo de potência.
n_S	Número de seções do SDEE
CAP	Custo total do equipamento de proteção para adequação do SDEE
n_{Int}	Número de intervalo de operação dos equipamentos utilizados para adequação do sistema de proteção do SDEE.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	MOTIVAÇÃO	15
1.2	OBJETIVOS	22
1.3	METODOLOGIA	22
1.4	ESTRUTURA DA TESE	24
2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	26
2.1	INTRODUÇÃO	26
2.2	ASPECTOS CONCEITUAIS RELACIONADOS À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	26
2.3	CAPACIDADE DE GERAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL	27
2.4	INCENTIVOS ATUAIS PARA REDUZIR BARREIRAS DE INTERCONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	29
2.5	IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	30
2.6	ILHAMENTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	31
3	OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO NO PLANEJAMENTO DE SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	35
3.1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	36
4	METODOLOGIA DE ESTUDO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	50
4.1	INTRODUÇÃO	50
4.2	PROBLEMA 1: ANÁLISE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA PERSPECTIVA DO PRODUTOR INDEPENDENTE DE ENERGIA ELÉTRICA	51
4.2.1	POTÊNCIA ATIVA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	52
4.2.2	CUSTO GLOBAL	52
4.2.3	RESTRICÇÕES PARA O PROBLEMA 1	54
4.2.3.1	BALANÇO DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA	54
4.2.3.2	LIMITES DE MAGNITUDE DE TENSÃO NOS NÓS DO SISTEMA	54
4.2.3.3	LIMITES OPERATIVOS DA UNIDADE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	55
4.2.3.4	LIMITES DO FATOR DE POTÊNCIA DA UNIDADE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	55
4.2.4	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA 1	55
4.3	PROBLEMA 2: ANÁLISE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA PERSPECTIVA DA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA	56
4.3.1	VALORAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS DE ENERGIA	57

4.3.2	CONFIABILIDADE DO SDEE	57
4.3.3	CUSTO DE ADEQUAÇÃO DO SDEE	58
4.3.4	RESTRIÇÕES PARA O PROBLEMA 2	59
4.3.5	FORMULAÇÃO MULTIOBJETIVO DO PROBLEMA 2	59
5	TÉCNICAS UTILIZADAS PARA ENCONTRAR AS SOLUÇÕES PARA OS PROBLEMAS 1 e 2	61
5.1	INTRODUÇÃO	61
5.2	FLUXO DE POTÊNCIA	61
5.3	OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO	64
5.3.1	<i>ALGORITMO STRENGHT PARETO EVOLUTIONARY ALGOTITHM 2</i>	66
5.3.1.1	DETERMINAÇÃO DA FUNÇÃO DE ADAPTAÇÃO (<i>FITNESS</i>)	66
5.3.1.2	DOMINÂNCIA E FUNÇÃO DE ADAPTAÇÃO (<i>FITNESS</i>) MULTIOBJETIVO	67
5.3.1.3	OPERADOR DE TRUNCAMENTO	68
5.3.1.4	OPERADORES GENÉTICOS UTILIZADOS NO SPEA2	68
5.3.1.4.1	OPERADOR DE SELEÇÃO	69
5.3.1.4.2	RECOMBINAÇÃO	69
5.3.1.4.3	MUTAÇÃO	70
6	TESTES E RESULTADOS	75
6.1	INTRODUÇÃO	75
6.2	DESCRIÇÃO DO SISTEMA TESTE	75
6.3	RESULTADOS PARA O PROBLEMA 1	75
6.4	RESULTADOS PARA O PROBLEMA 2	81
7	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	89
	REFERÊNCIAS	92
	APÊNDICE A - DADOS DO SISTEMA TESTE 135 BARRAS	101
	APÊNDICE B – DISTÂNCIA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA AO PONTO DE CONEXÃO	108

1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, são apresentadas as razões que motivaram a escolha da temática da pesquisa, os objetivos do trabalho, a metodologia utilizada e a estrutura de apresentação do estudo.

1.1 Motivação

Atualmente a fonte principal de energia elétrica brasileira é hídrica, por motivos econômicos, ambientais e, principalmente, disponibilidade da fonte. O potencial hídrico do país é um dos maiores do mundo e, nos últimos anos, tem sido utilizado para expansão do sistema elétrico brasileiro.

Segundo a Fundação Getúlio Vargas - FGV (2011), o aproveitamento dos recursos hídricos do país estruturou-se entre 1949 e 2010, formando um sistema de geração de energia elétrica com predomínio hidrelétrico. Favorecido pelo conhecimento técnico e pela disposição de financiamento do governo federal aplicados nas sucessivas construções de usinas, gradualmente realizadas em bacias próximas aos mercados, esse sistema teve impulso decisivo com a construção de grandes hidrelétricas na década de 1980, como Itaipu e Tucuruí. Aproveitar o potencial do país em recursos hídricos trouxe vantagens, mas sua predominância tornou o sistema elétrico dependente das condições hidrológicas. A quantidade de energia gerada depende do comportamento das chuvas, o que faz variar de período para período a disponibilidade da fonte de energia.

Com isso, é necessário que a geração de energia elétrica baseada em recursos hídricos seja complementada pela geração térmica, para suprir a demanda, haja vista a eventual redução na geração hidrelétrica causada pela falta de chuva. Por essa característica, a energia elétrica no Brasil é gerada por um sistema hidrotérmico, cuja gestão está diretamente relacionada à situação dos reservatórios, da qual depende o acionamento de usinas térmicas (FGV, 2011).

O custo da expansão da geração por meio da implantação de grandes hidrelétricas, associado às dificuldades políticas de aplicação de tarifas compatíveis, explica em grande parte a crise financeira do sistema elétrico no início da década de 1990. As dificuldades para financiar a capacidade de expansão das empresas estatais de geração acabaram convergindo com o

movimento de reforma dos sistemas elétricos em vários países, sobretudo no Canadá, Estados Unidos, Austrália, Reino Unido, Nova Zelândia, Noruega, Argentina e Chile.

O ponto crítico da reforma dos sistemas elétricos para a expansão da capacidade de geração do sistema elétrico foi a introdução do Produtor Independente de Energia (PIE) como concorrente das empresas que dispunham até então do monopólio territorial da geração de energia elétrica. Iniciada em 1978, nos Estados Unidos, com a *The Public Utility Regulatory Policy Act* - PURPA, essa nova condição para a geração de energia elétrica foi aplicada no Reino Unido, Suécia, Noruega, Dinamarca e tornou-se o fundamento da Diretiva 2003/54/EC da União Europeia em 2003, que estabeleceu as regras para o mercado interno de eletricidade. No Brasil, o PIE é definido como a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

A diversidade na matriz energética, Tabela 1, tem assumido papel crucial na estruturação recente dos sistemas elétricos em razão de vários aspectos, como: *i)* econômico (concorrência entre fontes energéticas e aproveitamento da existência de condições diferenciadas de custos de produção e de comercialização); *ii)* geopolítico (redução da dependência das importações de países politicamente instáveis) e *iii)* ambiental (diluição dos efeitos de fontes energéticas com elevado teor de carbono).

Tabela 1 – Matriz Energética Brasileira (Oferta interna de energia)

Fonte	2012 (10⁶ tep)¹	2013 (10⁶ tep)
Energia Não-Renovável	163,6	174,7
Petróleo e Derivados	111,4	116,5
Gás Natural	32,6	37,8
Carvão Mineral	15,3	16,5
Urânio (U ₃ O ₈)	4,3	3,9
Energia Renovável	119,8	121,5
Hidráulica e Eletricidade ²	39,2	37,1
Lenha e Carvão Vegetal	25,7	24,6
Biomassa da Cana	43,6	47,6
Outras Renováveis	11,4	12,3
Total	283,4	296,2

Nota: ¹ tep – Tonelada Equivalente de Petróleo

² Inclui importação de eletricidade oriunda de fonte hidráulica

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2014).

As vantagens do sistema elétrico predominantemente hidrelétrico são atenuadas pelos riscos advindos das condições de dependência de uma fonte energética. De fato, um sistema diversificado reduz a vulnerabilidade e grande parte dos riscos que ameaçam sistemas nos quais apenas uma fonte energética ocupa espaço preponderante.

Apesar da geração de energia elétrica no Brasil ser considerada competitiva, podendo, portanto, contemplar quaisquer tecnologias de geração, os investimentos têm sido orientados prioritariamente para usinas hidrelétricas, sobretudo porque as fontes alternativas possuem custos mais altos comparados com a geração convencional. Porém o Governo Brasileiro criou mecanismos para estimular a utilização de outras fontes de energia elétrica. Em 2002, através da lei nº 10.438, foi criado o PROINFA, com a intenção de diversificar a matriz energética brasileira, bem como aumentar a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

O Programa estabeleceu duas fases. A primeira fase previu uma potência de 3.300 MW a serem contratadas e interligadas ao SIN. Da totalidade estabelecida, 1.100 MW devem ter origem em fontes hídricas, 1.100 MW em fontes oriundas de biomassa e 1.100 em fontes eólicas. A energia elétrica produzida por empreendimentos escolhidos será comprada pela ELETROBRÁS (ELETROSUL, 2012). Os contratos de compra têm duração de 20 anos, a partir do início de operação da unidade geradora. Como resultado desta primeira fase, através do PROINFA, foram contratados 3.229,40 MW. Na Tabela 2, apresenta-se em detalhe o resultado do processo de contratação da energia do PROINFA e, na Figura 1, ilustra-se a potência contratada em MW, em sua primeira fase, por região brasileira e por fonte renovável de energia.

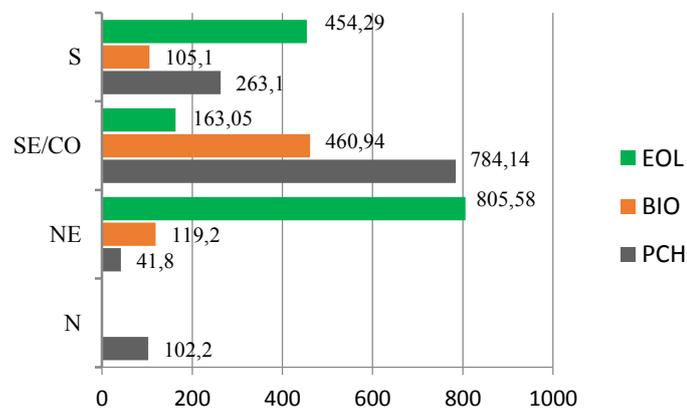
Tabela 2 – Resultado de contratação da Energia do PROINFA

Fonte	Potência Contratada (MW)	Energia (MWh/ano)
Eólica	1.422,92	6.511.196
Biomassa	685,24	3.719.799
PCH	1.192,24	2.304.992
Total	3.299,40	12.555.987

Nota: PCH: Pequenas Centrais Hidrelétricas

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2012).

Figura 1 – Potência contratada pelo PROINFA por região e fonte na 1ª fase



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2012).

A Figura 1 revela que, em relação ao abastecimento de energia elétrica do país, o PROINFA apresenta características de um instrumento de complementaridade energética sazonal à energia hidráulica. Na região Nordeste (NE), a energia eólica (EOL) tem participação importante como complemento ao abastecimento hidráulico, já que o período de chuvas é complementar ao dos ventos. Nas regiões Sudeste (SE), Centro Oeste (CO) e Sul (S) a biomassa (BIO) tem uma participação significativa na produção de energia elétrica, haja vista que nestas regiões a safra (cana de açúcar, arroz, etc.) proporciona a produção de energia.

A segunda fase do programa PROINFA estabeleceu, como principal objetivo, que 10% da geração de energia elétrica em 2022 deverá resultar de fontes renováveis de pequena escala (PCHs, biomassa e energia eólica).

Com o objetivo de acompanhar a evolução da capacidade instalada, é feito a seguir um estudo comparativo entre os dados de geração no início do PROINFA e dados atualizados até outubro de 2014. Inicialmente convém esclarecer que a potência instalada até março de 2005 era: PCH (2.200 MW), Eólica (29 MW) e Biomassa (3.134 MW).

Com o PROINFA foram acrescentadas as potências: PCH (1.191 MW), Eólica (1.423 MW) e Biomassa (685 MW) (ANEEL, 2014). A Tabela 3, mostra os resultados do estudo.

Tabela 3 – Potência instalada em 2005 e 2014

Fonte	Potência Instalada (MW)	Potência Instalada em operação (MW)
	(2005)	(2014)
PCH	3.391	4.713,43
Eólica	1.452	4.280,83
Biomassa	3.819	13.099,18
Total	8.662	22.093,44

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2014).

A participação destas fontes na atual matriz de energia elétrica é: PCH (3,55%), Eólica (3,19%) e Biomassa (9,52%), totalizando 16,26% da capacidade de geração dos empreendimentos, atualmente, em operação.

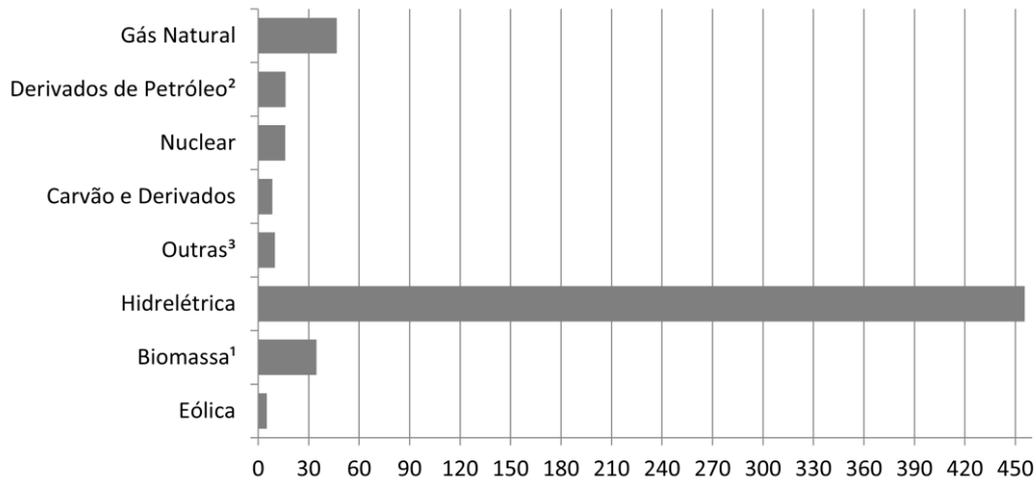
Diversos fatores estão contribuindo para provocar a reestruturação no setor elétrico, entre os quais estão: crescimento populacional, aumento da demanda de energia elétrica, desenvolvimento de novas tecnologias, crescimento das pressões ambientais por parte de ONGs e incentivos aos sistemas economicamente mais eficientes e menos poluentes.

Esse processo, que tem ocorrido em muitos países, tem contribuído de forma expressiva para a eliminação das barreiras legais e econômicas, dando origem a novos agentes

geradores de energia elétrica (DENNY, 2002 citado por AYRES, 2010). Como consequência houve aumento da geração descentralizada, por meio de fontes renováveis de energia.

Nas Figuras 2 e 3, são apresentadas as participações de cada fonte na geração de energia elétrica brasileira.

Figura 2 – Geração de energia elétrica em 2012 (TWh)



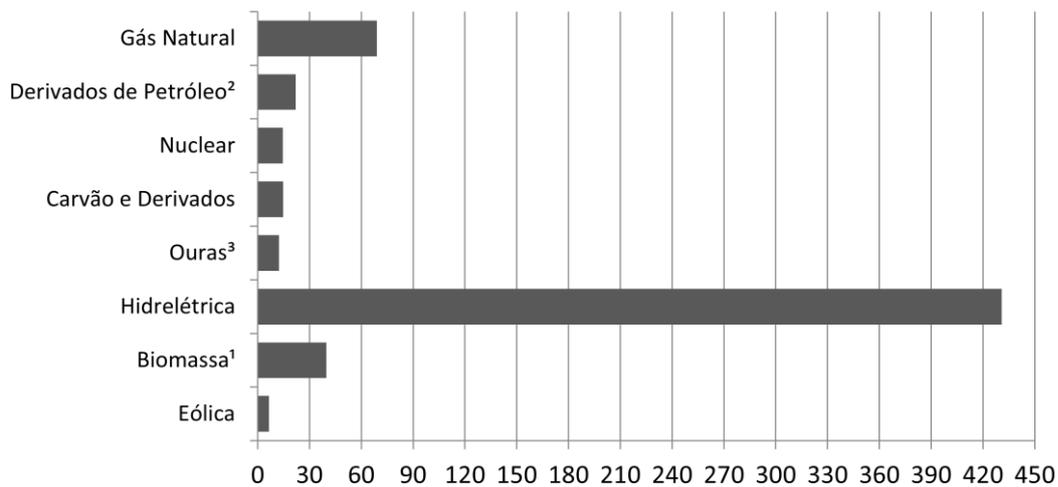
Nota: ¹ Inclui lenha, bagaço de cana e lixo

² Inclui óleo diesel e óleo combustível

³ Inclui outras recuperações, gás de coqueria e outras secundárias

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2014)

Figura 3 – Geração de energia elétrica em 2013 (TWh)



Nota: ¹ Inclui lenha, bagaço de cana e lixo

² Inclui óleo diesel e óleo combustível

³ Inclui outras recuperações, gás de coqueria e outras secundárias

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2014)

A partir destes dados, observa-se que em 2012 a geração total de energia elétrica foi de 592,76 TWh e deste total 505,280 TWh (84,73%) foram a partir de fontes renováveis.

Em 2013, a geração total atingiu o valor de 609,93 TWh e 489,40 (80,23%) foram a partir de fontes renováveis.

Pelos dados apresentados nas Figuras 2 e 3, observa-se que, em 2013, houve crescimento de 2,896% na geração de energia elétrica, porém, houve decréscimo de 4,5% na participação das fontes renováveis. Este fato ocorreu devido às condições hidrológicas desfavoráveis, que teve como consequência a diminuição da produção de energia hidrelétrica e aumento da geração térmica. Na Tabela 4, apresenta-se a geração hidrelétrica dos anos de 2012 e 2013. A geração hidrelétrica é uma composição de geração hidráulica e importações líquidas.

Tabela 4 – Geração de energia hidrelétrica

Fonte	2012 (TWh)	2013 (TWh)
Hidráulica	415,342	390,992
Importação (Hidráulica)	40,258	39,908
Total	455,600	430,900

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2012).

A geração de energia elétrica a partir de fonte eólica vem se destacando a cada ano na matriz produtiva de energia elétrica brasileira. Sua participação, comparada com o total de produção, ainda é percentualmente pequena, entretanto em 2013 houve um significativo aumento de 30,3% em comparação ao ano anterior. Em 2012, a produção foi de 5,050 TWh, enquanto que em 2013 alcançou 6,579 TWh.

A consequência imediata deste novo cenário é o acréscimo no número de solicitações por parte dos PIE, junto às concessionárias de energia elétrica, de autorização para conectar geradores diretamente no SDEE, cunhando o termo Geração Distribuída (GD).

No Brasil, a legislação se refere à GD como sendo geração de energia elétrica, independente da potência, tecnologia e fonte de energia, conectada diretamente no SDEE ou através de instalações de consumidores, podendo, ainda, operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas, ou não, pelo ONS.

No Brasil, é garantido, por legislação pertinente, ao consumidor de energia elétrica solicitar conexão de geradores no SDEE e a regulamentação não impede as concessionárias de serem proprietárias de unidades geradoras. Nos Procedimentos de Distribuição da ANEEL está estabelecido que o planejamento da expansão pode considerar a GD, inclusive nos estudos de previsão da demanda nos níveis de alta e média tensão de distribuição (ANEEL, 2011b).

No Brasil, o tema GD merece destaque especial, uma vez que as restrições da operação hidrotérmica evidenciam a necessidade de estruturar uma matriz formada por um conjunto diversificado de tecnologias energéticas. A dependência em relação aos recursos

hídricos e a ampliação da geração hidrelétrica apresenta riscos, tanto físicos (relacionados à menor capacidade de armazenamento na região Norte, na qual deve ocorrer a expansão do sistema), quanto hidrológicos (relacionados ao risco de alteração no regime pluviométrico), quanto de conclusão de projetos (relacionados aos atrasos na conclusão dos grandes projetos hidrelétricos). Há uma tendência ao aumento dos custos de geração em razão dos custos crescentes das hidrelétricas menores a serem implantadas e da utilização de geração térmica e fontes renováveis de pequena escala. A participação desses novos agentes no mercado de energia elétrica melhora a segurança de fornecimento, pois há riscos econômicos, climáticos, políticos e geopolíticos em uma matriz elétrica dependente, em sua maior parte, de apenas uma fonte energética. Esta participação não pode ser vista apenas sob o prisma das emissões de gases de efeito estufa. Em consequência passa a ser racional a utilização da geração descentralizada, por meio de fontes de energia renováveis.

Os impactos da GD sobre o SDEE são amplamente abordados e muitos já bem reconhecidos na literatura (BARKER; DEMELLO, 2000; BROWN; FREEMAN, 2001; NIKNAM; RANJBAR; SHIRANI, 2003; KAUHANIEMI; KNMPNLAINED, 2004; NAZARI; PARNIANI, 2006; COSTA NETO; SILVA; RODRIGUES, 2006; PIZZALI, 2006; NUROGLU; ARSOY, 2008; HSIEH, 2011). Sabe-se que, do ponto de vista técnico, a introdução de unidades geradoras em redes tradicionalmente concebidas para acomodar somente cargas pode ter tanto efeito benéfico como prejudicial, o que depende de vários fatores. Assim, o estudo das redes de distribuição nesse contexto torna-se uma tarefa altamente complexa (MACIEL, 2012). Mesmo o processo tradicional de planejamento da expansão apresenta elevada complexidade devido as características como conflito de objetivos, um grande número de variáveis, natureza dinâmica do problema, as incertezas e os elevados investimentos envolvidos, tais desafios não só permanecem como são mas são intensificados na presença da GD (NEIMANE, 2001 citado por MACIEL, 2012).

No estudo de SDEE com GD devem ser considerados vários critérios, dentre os quais destacam-se: *i)* segurança; *ii)* carregamento para operação normal ou em contingência; *iii)* tensão para operação normal ou em contingência; *iv)* qualidade do produto e serviço; *v)* confiabilidade; *vi)* viabilidade econômica e *vii)* viabilidade ambiental. Sugerem-se, ainda, dependendo das necessidades, que sejam considerados as seguintes diretrizes: análise das perdas, vida útil de equipamentos, atualização tecnológica, consideração do despacho da geração distribuída, etc. (ANEEL, 2011a).

Consumidores localizados na área de concessão das DisEE podem ser considerados potenciais produtores de energia. Neste provável cenário, a atuação destes investidores se presta a gerar energia elétrica e comercializá-la com a empresa operadora do SDEE. Portanto, é de interesse o desenvolvimento de metodologias e ferramentas para análise da potência a ser gerada, localização e dimensionamento da unidade de GD, análise de confiabilidade, perdas de energia, com considerações econômicas.

Neste sentido, a interconexão de unidade de GD em SDEE, problema tratado neste trabalho, será investigada levando em consideração, simultaneamente, múltiplos objetivos. É apresentada uma proposta em que se estuda o SDEE com a interconexão da GD na ótica de ambas as perspectivas: investidores independentes de GD e DisEE, operadora do SDEE.

1.2 Objetivos

Tendo em vista o exposto na seção 1.1 apresentam-se os seguintes objetivos para o presente estudo:

- i)* Determinar a localização e a dimensão de GD em SDEE, na perspectiva do PIE e da DisEE;
- ii)* Explorar técnicas de otimização multiobjetivo que permitam encontrar soluções de boa qualidade para dimensão e alocação de GD, bem como os custos associados à sua conexão em SDEE, na perspectiva do PIE.
- iii)* Encontrar soluções de boa qualidade, na perspectiva da DisEE, tendo em vista as soluções encontradas em *(ii)*.
- iv)* Encontrar as possíveis alternativas de conexão da GD, na perspectiva de ambos, PIE e DisEE.

1.3 Metodologia

O estudo inicia pelo desenvolvimento de dois modelos matemáticos. De um lado, na perspectiva no PIE, foi construído um modelo biobjetivo, a fim de maximizar a potência ativa a ser gerada pela GD e minimizar o custo global associado a esta geração. O custo global refere-se aos custos de investimentos, operação e manutenção da GD, custos devidos à construção de linha expressa para transportar a energia produzida até o ponto de conexão e custo devido ao uso do SDEE pela GD. Por outro lado, na perspectiva da DisEE, foi construído

um modelo triobjetivo, com a finalidade de maximizar a valoração das perdas, maximizar a confiabilidade e minimizar os custos de investimentos em proteção do SDEE.

A valoração das perdas é obtida através de uma função matemática que retorna a diferença entre perdas de energia sem GD e perdas de energia com GD. A confiabilidade é avaliada através dos custos de energia não suprida pelo SDEE em resposta às ações dos dispositivos de proteção após a ocorrência de uma falta transitória ou permanente e que foram restauradas pela GD. Neste contexto, assume-se que durante a interrupção do fornecimento de energia para uma região atendida pelo SDEE, e estando esta região isolada, a GD possa operar de forma ilhada através de um esquema adequado de proteção, desde que não esteja conectada na região da contingência. Por outro lado, os custos de adequação do SDEE referem-se à aquisição, instalação e manutenção de dispositivos de proteção com o propósito de operar a GD de forma ilhada. Discussão com mais detalhes é apresentada no Capítulo 4.

Posteriormente, através do fluxo de carga, são obtidas as variáveis de estado do SDEE que permitem calcular, através dos modelos desenvolvidos, os valores das funções objetivos. Os resultados técnicos obtidos com o fluxo de carga permitem obter as variáveis de estado do sistema para cada cenário, bem como avaliar quais os cenários que violam as restrições técnicas impostas ao problema. Em seguida, utilizam-se os dados resultantes do fluxo de carga para o cálculo das funções objetivos de cada modelo proposto, tanto na perspectiva do PIE, como na perspectiva da DisEE. Os resultados destas funções são, na perspectiva do PIE, a alocação e dimensão da GD, os custos associados a esta alocação e, na perspectiva da DisEE, os custos de valoração das perdas, os custos de confiabilidade e os custos de investimento.

Na sequência, os resultados obtidos da avaliação das funções objetivos são transferidos para um sistema de otimização que determina um conjunto de soluções não-dominadas.

Para obtenção das soluções, propõe-se o algoritmo *Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 (SPEA2)* conforme Zitzler (1999). O algoritmo escolhido caracteriza-se por ser um algoritmo evolucionário multiobjetivo elitista com conceitos de não dominância, sendo que as soluções não-dominadas obtidas são armazenadas em uma população externa que, após várias iterações, constituem o conjunto de soluções não-dominadas. Discussão mais detalhada a respeito deste algoritmo é apresentada na Seção 4.4.2.

Em resumo, a proposta do presente trabalho é avaliar a viabilidade técnica e econômica do suprimento da expansão requerida pelo sistema elétrico por empreendimentos de GD, considerando de um lado o investidor e do outro o operador da rede, e contribuir para a

discussão na tomada de decisão, tanto por parte do PIE, quanto do operador do SDEE. A investigação foi sistematizada em um aplicativo computacional utilizando-se de técnica de otimização baseada em meta-heurística de OM a qual pode fornecer as melhores soluções para posterior estudo detalhado. A disponibilização de ferramentas de análise é essencial para tomada de decisão e propiciar ao investidor e ao operador do SDEE uma atuação significativa com impactos positivos para o sistema elétrico.

Assim, o presente estudo tem como principal objetivo, avaliar o ponto de conexão de GD em SDEE de MT. Atualmente, para a DisEE, a conexão de unidade de GD no SDEE em MT perturba a “zona de conforto” de operação tradicional, e por este motivo é mais interessante para a DisEE a conexão de unidades de GD nas subestações de distribuição, e somente em alguns casos nos pontos considerados de boa qualidade sob o ponto de vista da DisEE. Para o PIE o ponto de conexão interessante é aquele que está mais próximo de sua unidade geradora. Observa-se, então, que PIE e DisEE defendem argumentos que podem não convergir, gerando, então, um conflito entre PIE e DisEE. Nesse sentido, a principal contribuição deste estudo, é apresentar soluções que possam ser analisadas e utilizadas como mediadoras na discussão entre PIE e DisEE com o objetivo de promover o diálogo para que as partes em conflito cheguem a um acordo com relação ao ponto de conexão da unidade de GD. O estudo pode servir como base para a construção de um acordo de compra e venda de energia.

1.4 Estrutura da Tese

Além deste Capítulo 1, o trabalho é composto por mais quatro capítulos. No Capítulo 2, descreve-se um estudo sobre a temática GD, incluindo vários aspectos, tais como: conceitos, definições e classificações pertinentes ao tema, as tecnologias possíveis de serem utilizadas, impactos técnicos e econômicos que causam aos SDEE, bem como uma discussão de pesquisas que discutem o ilhamento intencional de GD.

No Capítulo 3, é descrito um estudo das pesquisas que se dedicam ao estudo do planejamento de SDEE com ou sem GD e que utilizem algoritmos de OM baseados em conceitos de otimalidade de Pareto.

No Capítulo 4, é apresentada a metodologia utilizada para estudo do SDEE com GD. Neste capítulo, definem-se os modelos matemáticos multiobjetivos propostos para o SDEE, com GD na perspectiva do PIE e da DisEE e são apresentadas as ferramentas matemáticas utilizadas para encontrar as soluções não-dominadas dos modelos propostos.

No Capítulo 5, são apresentados e discutidos os resultados obtidos com a implementação computacional da proposta.

O Capítulo 6 contém as conclusões obtidas e propostas para trabalhos futuros.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.1 Introdução

Nas seções seguintes são apresentados dados acerca da capacidade brasileira de geração de energia elétrica buscando identificar o crescimento dos empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

2.2 Aspectos conceituais relacionados à Geração Distribuída

Há vários termos utilizados para se referir a GD, tais como: *Dispersed Generation* (Geração Dispersa), usada na América do Norte, *Embedded Generation* (Geração Incorporada), usada em países da América do Sul e em alguns países da Europa e *Decentralized Generation* (Geração Descentralizada) utilizada em alguns países da Europa e alguns países Asiáticos (EL-KHATTAN; SALAMA, 2004). No entanto, recomenda-se o uso do termo *Distributed Generation* (Geração Distribuída) a ser utilizado por todos. Outros aspectos importantes a serem aqui descritos dizem respeito às fontes renováveis, pois na literatura, é comum se pensar em GD apenas a partir de fontes renováveis. Há situações em que a GD utiliza combustíveis não renováveis. As fontes renováveis de energia incluem aquelas em que a utilização não representa variação significativa em seu potencial (energia solar, gravitacional, etc.), como também aquelas cuja reconstituição pode ser feita sem dificuldades em um determinado prazo (biomassa). A Tabela 5, apresenta as tecnologias disponíveis para a geração distribuída. Uma descrição técnica detalhada e análise da situação atual de cada uma das tecnologias apresentadas está fora do escopo deste trabalho.

Tabela 5 – Tecnologias para Geração Distribuída

Tecnologia	Tamanho típico disponível por módulo
Não Renováveis	
Turbina de gás de ciclo combinado	35 - 400 MW
Máquinas de Combustão Interna	5 kW - 10 MW
Turbina de combustão	1 - 250 MW
Micro Turbinas	35 kW - 1 MW
Renováveis	
Pequenas Hidrelétricas	1 - 100 MW
Micro Hidrelétricas	25 kW - 1 MW
Turbina eólica	200 W - 3 MW
Células Fotovoltaicas	20W - 100 kW
Térmica Solar, receptor central	1 - 10 MW
Térmica Solar, sistema luz	10 - 80 MW

continua

Tabela 5 – Tecnologias para Geração Distribuída
Continuação

Tecnologia	Tamanho típico disponível por módulo
Biomassa	100 kW – 20MW
Célula combustível de ácido fosfórico (PAFC)	200 kW – 2 MW
Célula combustível de carbonato fundido	250 kW – 2 MW
Célula combustível de eletrólito polimérico	1 kW – 250 kW
Célula combustível de polímero sólido (SPFC)	250 kW – 5 MW
Geotérmicas	5 – 100 MW
Energia dos mares	100 kW – 1 MW
Motor ciclo <i>Stirling</i>	2 – 10 kW
Armazenamento em Baterias	500 kW – 5 MW

Fonte: Ackermann, Andersson e Söder (2001)

Outro aspecto, igualmente importante, é analisar estas tecnologias sob o prisma das emissões de gases na atmosfera. Considerando este aspecto o conjunto de tecnologias de GD apresenta emissões de gases de efeito estufa menor do que outras tecnologias a partir de fontes não renováveis, por exemplo, com base no petróleo ou carvão (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001).

2.3 Capacidade de Geração de Energia no Brasil

Segundo o Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL o Brasil possui, em Outubro de 2014, um total de 3.445 usinas em operação, gerando 131.884.331 kW de potência, excluindo deste dado as importações de energia. A Tabela 6 destaca a geração de energia elétrica e a fonte de energia correspondente dos empreendimentos brasileiros.

Tabela 6 – Tipo de geração e fonte de energia de empreendimentos em operação

Tipo	Fonte nível 1	Fonte nível 2	
Hídrica	Potencial hidráulico	Potencial hidráulico	
	Carvão mineral	Calor de processo Carvão mineral	
Fóssil	Gás natural	Gás de alto forno Calor de processo	
	Outros fósseis	Gás natural	
		Petróleo	Calor de processo Gás de refinaria Óleo combustível Óleo diesel
		Agroindustriais	Outros energéticos do petróleo Bagaço de cana-de-açúcar Biogás
Biomassa	Biocombustíveis líquidos	Capim elefante e Casca de arroz Óleos vegetais	
		Floresta	Carvão vegetal Gás de alto forno – biomassa Licor negro

continua

Tabela 6 – Tipo de geração e fonte de energia de empreendimentos em operação
Continuação

Tipo	Fonte nível 1	Fonte nível 2
	Resíduos sólidos urbanos	Resíduos de madeira Biogás
Eólica	Cinética do vento	Cinética do vento
Nuclear	Urânio	Urânio
Solar	Radiação solar	Radiação solar

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Segundo ANEEL (2014), para os anos seguintes há uma previsão de acréscimo de 35.872.487 kW na geração de energia elétrica do País, procedente das 186 usinas em construção e 591 usinas autorizadas. Estas usinas são classificadas, conforme a fonte de geração de energia. Os dados ilustrativos são mostrados nas tabelas 7, 8 e 9.

A potência outorgada é igual à considerada no ato da outorga do serviço, enquanto que a potência fiscalizada é igual à considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

Tabela 7 – Empreendimentos em operação

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH	474	291.742	292.881	0,22
EOL	195	4.280.834	4.200.538	3,19
PCH	469	4.713.430	4.677.132	3,55
UFV	234	18.676	14.676	0,01
UHE	199	87.011.765	83.223.368	63,10
UTE	1872	39.226.568	37.485.736	28,42
UTN	2	1.990.000	1.990.000	1,51
Total	3.445	137.533.015	122.315.483	100

Nota: CGH: Central Geradora Hidrelétrica; EOL: Central Geradora Eolielétrica; UFV: Usina Fotovoltaica; UHE: Usina Hidrelétrica de Energia; UTE: Usina Termelétrica de Energia; UTN: Usina Termonuclear
Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2014).

Tabela 8 – Empreendimentos em construção

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGH	1	848	0
EOL	126	3.347.033	16,41
PCH	33	398.713	1,96
UFV	0	0	0
UHE	9	14.070.942	69
UTE	16	1.225.612	6,01
UTN	1	1.350.000	6,62
Total	186	20.393.148	100

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2014).

Tabela 9 – Empreendimentos outorgados (não iniciaram construção)

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGH	42	28.149	0,18

continua

Tabela 9 – Empreendimentos outorgados (não iniciaram construção)
Continuação

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGU	1	50	0
EOL	284	6.802.068	43,94
UFV	1	30.000	0,19
PCH	133	1.904.403	12,30
UHE	6	1.547.000	9,99
UTE	124	5.167.669	33,38
Total	591	15.479.339	100

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2014).

2.4 Incentivos Atuais para reduzir barreiras de interconexão da GD

Resolução Normativa nº 481, de 17/04/2012, pela qual ficou estabelecido, para a geração fotovoltaica (GFV), com potência injetada no SDEE ou transmissão, menor ou igual a 30 MW, desconto de 80% para as usinas que iniciarem sua operação comercial até 31/12/ 2017, aplicável nos 10 primeiros anos de atividade da usina, nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD), sendo esse desconto reduzido para 50% após o décimo ano de operação da usina.

Resolução normativa ANEEL n.º 482, de 17/04/2012, estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica. O objetivo é reduzir barreiras para instalação de geração distribuída de pequeno porte, que incluem a microgeração, com até 100 KW de potência, e a minigeração, de 100 KW a 1 MW, introduzir o sistema de compensação de energia elétrica e de fixar mudanças nos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

Chamada pública referente ao projeto de P&D, 13/2011, Arranjos técnicos e comerciais para inserção de projetos de geração solar fotovoltaica (GFV) na matriz energética brasileira. Como consequência foram selecionados 17 projetos de GFV, totalizando 23,6 MW, a serem instalados nas diversas regiões do país até 2015, objetivando também aprimorar o conhecimento sobre as tecnologias de GFV.

Na esfera federal, destaca-se o Plano Brasil Maior, editado em agosto de 2011, com o objetivo de nortear políticas de aperfeiçoamento das condições de competitividade do País. O Plano ao contemplar o setor produtivo de energia elétrica, incluiu o desenvolvimento de fontes renováveis, incluindo solar e eólica.

Somando a estes incentivos o fato, de que, o preço do conjunto de equipamentos para GFV tem reduzido consideravelmente, o setor tem expectativas interessantes de crescimento, que pode atrair PIE e promover o uso da tecnologia.

2.5 Impactos da Geração Distribuída

Um dos obstáculos mais importantes da conexão de GD em sistemas de energia elétrica é o potencial que estas fontes possuem de impactar a segurança, a estabilidade e a qualidade da energia destes sistemas.

O sistema de energia elétrica é tradicionalmente concebido e desenhado para transportar grandes quantidades de energia a partir das fontes de geração, por meio de linhas de transmissão e sistema de distribuição, até os consumidores de energia elétrica. Os sistemas de distribuição são, por isso, passivos e projetados para operar desta forma com fluxo unidirecional de energia elétrica (DE BRITTO et al., 2004; OCHOA et al., 2006; LATHEEF et al., 2008; YUAN; QIAN; ZHOU, 2007; MADINEHI et al.; 2011; RUEDA, 2012; MACIEL, 2012), diferentemente das linhas de transmissão que são, geralmente, projetadas para aceitar um fluxo bidirecional de energia (LATHEEF et al., 2008). No planejamento da operação, supõe-se que a energia elétrica sempre flui do enrolamento secundário do transformador nas subestações ao fim de alimentadores. Porém, com a injeção de energia elétrica diretamente nos sistema de distribuição, pela GD, os sistemas passam a ser ativos com a geração e consumo de energia nos nós de carga, anteriormente exclusivos (OCHOA et al., 2006; LATHEEF et al., 2008; RUEDA, 2012; MACIEL, 2012). Com a GD inserida no sistema, dependendo da magnitude das cargas comparada com saída da GD e as perdas na rede, o fluxo de potência no mesmo pode ser em qualquer direção (OCHOA et al., 2006; RUEDA, 2012), e sendo, portanto, possível que a subestação seja alimentada por GD, circunstância que deve ser avaliada no planejamento (DE BRITTO et al., 2004). Por conseguinte, é essencial avaliar o impacto técnico da GD em sistemas de potência, a fim de utilizar GD de uma maneira que evite causar degradação da energia, interferindo na qualidade e confiabilidade.

Há literaturas publicadas que investigam diferentes impactos da GD. Em geral estes impactos têm implicações técnicas, econômicas e ambientais e estão interligadas (CHIRADEJA, 2003). Estes estudos, em sua maioria, se dividem em duas frentes.

Há pesquisadores que buscam relacionar estes impactos aos seguintes aspectos: localização da GD; capacidade da GD; quantidade de GD e níveis de penetração da GD. Estes aspectos são avaliados em conjunto ou individualmente. Algumas pesquisas revelam que dependendo da localização, GD pode aumentar os valores das correntes de faltas, causar oscilações de tensão, interferir com a tensão de controle de processos, diminuir ou aumentar as perdas (DOYLE, 2002; CHIRADEJA, 2003, 2005; LE et al., 2006; YUAN, QIAN; ZHOU,

2007; OCHOA et al., 2008; AGHLI et al., 2010; SADEH; BASHIR; KAMYAB, 2010; MADINEHI et al., 2011; BO; La, 2011; MENESES, 2012).

Por outro lado, outros pesquisadores, revelam que o tipo de tecnologia utilizada na GD e esta conectada à rede de distribuição causam impactos técnicos e econômicos no sistema.

Em Madinehi et al. (2011), é apresentado um estudo em que é realizada análise econômica, considerando diversos níveis de penetração da GD utilizando diferentes tecnologias (Microturbinas e Turbina eólica). Os resultados mostram que os benefícios econômicos seguem trajetória em forma de uma exponencial, como função do nível de penetração. Quanto às tecnologias da GD, deve notar-se que microturbinas e turbinas eólicas surgem como tecnologias promissoras na perspectiva da empresa de distribuição, criando milhões de dólares em benefícios.

Em Slootweg e Kling, (2002) é apresentado estudo em que partindo de um caso base, sistema de teste da Nova Inglaterra, a carga foi aumentada em um certo número, e este aumento foi suprido por cinco diferentes tecnologias de GD, com variados níveis de penetrações. Os resultados do trabalho revelam que o impacto da geração distribuída na estabilidade transitória do sistema depende tanto do nível de penetração quanto da tecnologia utilizada.

Em Freitas et al. (2006) citado por Rueda (2012), é apresentada uma análise comparativa dos impactos dos GD em máquinas síncronas e de indução com relação ao perfil de tensão, perdas elétricas, estabilidade de tensão, estabilidade transitória e correntes de curtos circuitos. Os resultados do estudo revelam que a melhor escolha técnica da GD depende das características da rede.

2.6 Ilhamento de GD

Atualmente, as recomendações técnicas disponíveis prescrevem que a GD, caso esteja conectada ao SDEE, deve ser automaticamente desligada quando ocorre uma contingência no SDEE. Isto é conhecido como o recurso de anti-ilhamento no esquema de proteção do SDEE. O recurso de anti-ilhamento é incorporado como uma característica obrigatória nas interfaces do inversor para GD disponíveis no mercado. O dispositivo de anti-ilhamento são usados, principalmente, para garantir a segurança do pessoal que está trabalhando no sistema para resolver o problema, bem como para impedir qualquer religamento fora de sincronismo (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLE, 2009).

O Ilhamento ocorre quando a alimentação principal é desconectada e pelo menos um gerador conectado ao SDEE continua a funcionar. Se a GD está autorizada a operar nos dois modos de operação, em paralelo com o SDEE e de forma ilhada, os benefícios podem ser maximizados, reduzindo as interrupções e trazendo benefícios aos consumidores. No entanto, se a GD não é projetada para operar de forma ilhada, pode causar problemas de segurança (DEWADASA, 2010). Em particular, no caso de uma falha da rede de abastecimento a montante, a presença de GD incorporada ao SDEE pode ser explorada para melhorar a continuidade do fornecimento de energia para cargas locais (Ilhamento intencional) (CALDON; STOCCO; TURRI, 2008).

O desligamento automático da GD reduz os benefícios esperados para o SDEE e para a DisEE, entre os quais estão: manutenção da qualidade de potência e a confiabilidade, os reforços a serem implementados no SDEE, a prestação de serviços auxiliares, etc. Além disso, os sistemas de proteção, detecção de ilhamento e anti-ilhamento tendem a aumentar a complexidade do sistema de proteção. Para uma melhor utilização dos benefícios da GD, a idéia de manter a GD conectada durante distúrbios no SDEE do sistema e operando de forma ilhada vem sendo debatido por pesquisadores em todo o mundo (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLE, 2009; MOHAMAD; KARIMI; BAKAR, 2013).

Objetivando proteger o SDEE, as DisEE impõe regulamentos de interconexão de GD. Estes regulamentos recomendam o desligamento imediato da GD mesmo para faltas remotas para manter a coordenação de proteção durante a ocorrência de uma contingência no SDEE. No entanto, tal estratégia, reduz a possibilidade de explorar o potencial da GD, sobretudo, para melhorar a confiabilidade, pois a permissão para a GD operar de forma ilhada abre a possibilidade de continuidade do serviço de fornecimento de energia. Segundo Caldon, Stocco e Turri (2008), um sofisticado esquema de proteção pode ser implantado no SDEE, que é capaz de identificar e isolar as falhas imediatamente após a sua ocorrência, e assim, facilitar o requisito para que a GD opere de forma, intencionalmente, ilhada.

Mesmo que a operação de rede de distribuição no modo de ilhamento não seja, atualmente, permitida, este modo de operação é incentivado pelo rápido e contínuo desenvolvimento de novas tecnologias de pequeno porte de geração de energia elétrica (microturbinas, geradores eólicos, células de combustível e centrais fotovoltaicas), que podem ser ligados à rede pelas interfaces estáticas flexíveis e confiáveis. Para explorar esse potencial emergente de GD uma abordagem de SDEE que vê a geração e as cargas locais como um possível subsistema autônomo, deve ser adotada. De fato, durante as interrupções da rede, as

cargas e a geração vizinhas poderiam ser separadas do resto do SDEE para manter a continuidade do serviço de fornecimento de energia.

Assim, neste estudo é proposta uma estratégia que permite ao SDEE que se divida em um certo número de seções que, durante uma contingência no SDEE, possam ser isoladas, e terem a continuidade do serviço de fornecimento de energia através da GD. Em particular, este ilhamento intencional da GD e da seção é realizado com uma reconfiguração do sistema de proteção.

A fim de implementar o modo de operação ilhada da GD no SDEE, uma série de problemas devem ser analisados e resolvidos. A operação é viável, desde que uma grande atenção seja dada para vários problemas técnicos, entre os quais: qualidade de energia, sistemas de proteção, esquemas de controle da GD, sistema de reconexão pós reparo da contingência, disponibilidade de um sistema de comunicação adequado, etc. Para resolver, por exemplo, os problemas de qualidade de energia e de sincronismo de fase, um controlador apropriado precisa ser desenvolvido para a GD operar em dois modos (paralela e ilhada) (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLE, 2009; MOHAMAD; KARIMI; BAKAR, 2013). Entretanto neste estudo são tratados apenas os aspectos econômicos relacionados com sistema de proteção para que a GD opere de forma ilhada.

Qualquer tipo de esquema de proteção isola a seção em falha do sistema de distribuição. Os interruptores tradicionais gerais instalados ao longo de um alimentador não têm capacidade de ruptura, pois assim que um evento de curto-circuito é detectado a GD é desligada imediatamente por seus sistemas de proteção. Estas tipologias de proteção não são adequadas para a operação da GD de forma ilhada. Para que a operação da GD de forma ilhada seja possível, é utilizado um esquema de proteção adaptativo sugerido em Meneses (2012). Em seu estudo Meneses (2012) propõe a utilização de um dispositivo de proteção com capacidade de abertura dos seus contatos sob condição de contingência, sendo estes supervisionados por relé de sobrecorrente com unidade direcional, e equipado com dispositivo de religamento sincronizado (RSD-RS).

Uma característica importante dos dispositivos de proteção no SDEE é a sensibilidade à direção da corrente. Fusíveis, religadores e relés são dispositivos de proteção tradicionais, mas apenas os relés têm características direcionais. Seria economicamente inviável substituir todos os fusíveis e religadores por dispositivos de proteção sensíveis à direção (como relés) por todo o sistema de distribuição. Assim, neste trabalho, uma vez estando a GD conectada em uma barra de determinada seção e na ocorrência de contingência, fora da seção

em que está a GD, a seção e a GD são isoladas através da reconfiguração da proteção do SDEE, que consiste em troca do dispositivo de proteção da seção por relé de sobrecorrente com unidade direcional e instalação do RSD-RS. Caso a contingência ocorra na seção em que está conectada a GD, não é permitido o ilhamento da seção e GD. Portanto, o presente estudo pretende avaliar economicamente custos e benefícios, para a DisEE, associados à operação de GD de forma ilhada.

3 OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO NO ESTUDO DE SDEE COM GD

Grande parte dos problemas reais encontrados na área de otimização envolve a obtenção de diversas metas que devem ser atingidas simultaneamente. Elas geralmente são conflitantes, ou seja, não existe uma solução única que otimize todas ao mesmo tempo. Para tal classe de problemas devemos buscar um conjunto de soluções eficientes.

A formulação de modelos de programação e o planejamento multiobjetivo e sua solução, através de técnicas de OM, apresentam algumas vantagens sobre a otimização mono-objetivo (MACIEL, 2012). Uma delas refere-se à questão de que frequentemente os analistas responsáveis por obter informação de suporte à decisão não serão os decisores.

A OM permite uma melhor simulação do mundo real, muitas vezes caracterizada por metas contrastantes, e fornece ao planejador informações que o capacita a tomar a decisão final, selecionando com base nos dados obtidos com a OM, a solução mais atraente em um conjunto de soluções adequadas.

Quanto à etapa de programação multiobjetivo, os métodos baseados em programação matemática clássica exigem que o problema seja modelado atendendo a definições matemáticas como linearidade de funções objetivo e restrições, ou garantia de continuidade e convexidade da região factível. Neste sentido, as meta-heurísticas são mais flexíveis e passíveis de alteração, o que atende às necessidades de possibilidade de alteração e natureza dinâmica do problema de planejamento. Sobre as meta-heurísticas, pode-se utilizar os métodos definidos como clássicos, cuja execução resulta em adaptações a algoritmos de otimização mono-objetivo, ou os métodos baseados em conceitos de otimalidade de Pareto (MACIEL, 2012).

Neste trabalho, é proposta uma formulação multiobjetivo para a implantação e dimensionamento de recursos da GD em SDEE. A investigação divide-se em dois problemas: o primeiro considera o PIE, na busca de máxima potência da GD a um mínimo custo, enquanto que o segundo considera a distribuidora de energia, onde se analisam as perdas no SDEE, custo de confiabilidade e custo de investimento em proteção do SDEE, após a conexão da GD. A metodologia adotada permite que ambos, investidor e operador do SDEE, decidam a melhor solução para a construção do acordo de comercialização de energia elétrica.

Conforme ressaltado anteriormente, este trabalho investiga a interconexão da GD em um SDEE, avaliando a viabilidade técnica e econômica do suprimento da expansão requerida pelo sistema elétrico por empreendimentos da GD, considerando de um lado o

investidor e do outro o operador da rede, e contribui para a discussão na tomada de decisão, tanto por parte do PIE, quanto da DisEE. A investigação foi sistematizada em um aplicativo computacional e metodologia baseada em meta-heurísticas de otimização multiobjetivo as quais podem selecionar as melhores soluções para posterior estudo detalhado.

Diante do exposto é importante investigar trabalhos dedicados ao estudo de SDEE com ou sem GD e que utilizem algoritmos de OM baseados em conceitos de otimalidade de Pareto. Na seção seguinte é apresentado um estudo de algumas pesquisas.

3.1 Revisão Bibliográfica

Leão e Matos (1997, 1998) se dedicam ao estudo do problema de planejamento da expansão do SDEE com GD baseado em Lógica *Fuzzy*. O trabalho consiste na tomada de decisão de investimentos em redes para atender as demandas futuras, a um custo mínimo, considerando restrições técnicas. A decisão de construir ou reforçar subestações e ramos da rede levam a um problema de programação inteiro misto com um grande número de variáveis. As incertezas associadas às cargas e geração são resolvidas através de lógica *fuzzy*.

Inicialmente, são apresentadas funções de pertinência adotadas para representação de geradores eólicos assim como micro e mini geradores hidráulicos. Posteriormente, o planejamento considerando múltiplos estágios é realizado em duas etapas. Na primeira etapa, *Simulated Annealing* é utilizado como técnica de solução para se contornar o problema da explosão combinatória, propriedade característica do problema de planejamento de SDEE, com o objetivo de se obter um conjunto de possíveis e eficientes planos de expansão para o sistema em análise. Um índice de robustez é definido para cada configuração candidata. Este índice avalia o grau de violação das restrições operacionais. O problema foi modelado através de quatro funções objetivo:

- a) minimizar os custos de investimento;
- b) minimizar as perdas de potência nos alimentadores;
- c) maximizar a confiabilidade do sistema;
- d) maximizar o índice de robustez.

Em uma segunda etapa, é realizado um estudo mais elaborado e somente as melhores configurações, de acordo com determinados critérios, são escolhidas como possíveis planos de expansão.

Os resultados alcançados em Leão e Matos (1997, 1998) contribuem para que o planejador decida sobre investimento em um cenário de incertezas, tanto de cargas como de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Os autores revelam uma visão global dos planos mais promissores, que se caracterizam por objetivos de custo e confiabilidade.

Leão e Matos (1999) aplicam OM na solução de problema de planejamento da expansão de SDEE com GD. O objetivo é decidir investimentos para atender demandas futuras, a um custo mínimo, considerando restrições técnicas (limites térmicos e queda de tensão máxima). No modelo proposto no trabalho são incluídas incertezas referentes às cargas e unidades de GD e estas incertezas, associadas com dados que não podem ser modelados através de métodos probabilísticos, levam ao uso de modelos *fuzzy*.

A natureza combinatória do problema limita o uso das ferramentas tradicionais para os problemas matemáticos, assim, os autores utilizam uma metodologia que gera uma amostra de soluções eficazes para o problema multiobjetivo *fuzzy*, com base em uma meta-heurística, *simulated annealing* (SA). Foram definidas três funções objetivos:

- a) minimizar os custos de investimento;
- b) minimizar os custos de operação;
- c) minimizar os custos de energia não suprida.

Os resultados apresentados revelam que o método se comportou de forma adequada para a geração de soluções não-dominadas. A aplicação teve um elevado grau de adaptabilidade ao problema proposto, uma vez que é simplificado o esforço necessário para adicionar novas restrições e objetivos ao mesmo. Algumas vantagens desta metodologia incluem a capacidade de lidar com a problemas combinatoriais, vantagem de lidar com funções objetivo não-lineares e fácil implementação com mínimo esforço computacional.

Ramírez-Rosado e Domínguez-Navarro (2004), abordaram o problema do planejamento da expansão de sistemas de distribuição com o intuito de se determinar a melhor localização e capacidade de novos alimentadores e subestações. A GD não foi considerada. Incertezas quanto a valores futuros de demanda e custo de expansão do SDEE levaram os autores a utilizarem a Lógica *fuzzy* na modelagem do problema. Para encontrar a solução uma meta-heurística baseada em Busca Tabu foi utilizada. Três funções objetivos foram utilizadas na modelagem do problema:

- a) minimizar os custos de investimentos;
- b) minimizar os valores de energia não distribuída;
- c) minimizar os índices de riscos.

Os custos de investimentos são custos fixos e custos variáveis. Os custos variáveis referem-se aos custos com novas subestações e novos alimentadores para suprir demandas futuras enquanto que os custos fixos são devidos as reformas em subestações e alimentadores existentes no SDEE. Devido a incertezas, todas as funções objetivos foram modeladas como variáveis *fuzzy*, como também as taxas de falhas e de reparos.

Para encontrar a solução do problema Ramírez-Rosado e Domínguez-Navarro (2004), separaram o algoritmo em duas partes. Na primeira parte, um conjunto de soluções não-dominadas foram selecionadas como possíveis planos de expansão através da aplicação de um algoritmo baseado em Busca Tabu. A segunda parte do método é considerar que uma das soluções determinadas na etapa anterior seja selecionada como sendo o melhor plano de expansão de acordo com os valores da função objetivo e critérios definidos pelo planejador.

Os resultados computacionais revelaram que as topologias de rede obtidos com modelo probabilístico são notavelmente diferentes dos obtidos com o modelo determinístico. Além disso, o modelo probabilístico fornece soluções mais satisfatórias do que a soluções de planejamento utilizando o modelo determinístico.

Celli et al. (2005), abordaram o planejamento de SDEE considerando a penetração de GD. Neste trabalho, uma formulação multiobjetivo para a implantação e dimensionamento da GD foi proposta. O objetivo principal do algoritmo de planejamento foi determinar locais ótimos e capacidade ideais para novos geradores, minimizando quatro diferentes funções objetivos:

- a) minimizar os custos das perdas de energia;
- b) minimizar os custos de interrupção do serviço;
- c) minimizar os custos de reformas na rede;
- d) minimizar os custos de energia requerida pelos consumidores.

Tais objetivos foram satisfeitos sem prejuízo das equações de fluxo da rede de potência, bem como dos limites das tensões de barramento e correntes de curto-circuito.

Celli et al. (2006) abordaram, novamente, o problema de planejamento de SDEE, utilizando OM. Além dos objetivos estudados em Celli et al. (2005), neste trabalho Celli et. al. (2006) adicionaram um índice de aceitabilidade da GD na rede elétrica. Aqui são combinados os custos de investimento em expansão e de perdas, permitindo-se determinar a penetração ótima de GD na rede de distribuição considerando a minimização do prejuízo causado pelas unidades já alocadas no sistema em posições que não trazem benefícios econômicos. A técnica

utilizada foi, também, a busca do tamanho e alocação da GD baseada no método ε -Restrito (ε -*Constraint Method*) com Algoritmos Evolucionários (AEs).

Ochoa (2006), apresenta um estudo, em regime permanente, de SDEE onde são avaliados impactos associados com a conexão de GD. A utilização de índices técnicos, foi a forma apresentada, pelo autor, para avaliar os benefícios ou impactos negativos da penetração de GD em SDEE. As funções objetivos utilizadas na OM foram:

- a) minimizar as perdas de potência ativa;
- b) minimizar ou Maximizar a energia exportada;
- c) minimizar os níveis de curto-circuito fase-terra.

Segundo Ochoa (2006), a energia exportada depende da política do operador do SDEE, razão pela qual, utiliza as abordagens Minimizar ou Maximizar. O objetivo em Ochoa (2006), é desenvolver uma ferramenta adequada para encontrar a localização de GD que traga mais benefícios para SDEE. Na busca da solução do problema de OM, o autor utiliza um algoritmo especializado *Nondominated Sorting Genetic Algorithm II* (NSGA-II), baseado em conceitos de otimalidade de Pareto. Ochoa (2006) conclui o trabalho apresentando soluções benéficas ao SDEE e estes dados contribuem para o planejador tomar as decisões, e ainda, segundo o autor, poderá ajudar na elaboração dos termos contratuais a ser firmados entre o PIE, proprietário da GD, e o operador do sistema elétrico.

Ochoa, Feltrin e Harrison (2006), apresentam um trabalho em que se avaliam os impactos técnicos, em SDEE com GD. Tal avaliação é uma atividade complexa, segundo os autores, e que exige uma ampla gama de rede operacional e os efeitos de segurança a ser qualificado e quantificado. Como forma para lidar com a complexidade os autores, aplicam na OM o método da Soma Ponderada em que se faz a combinação linear de todas as funções objetivos em uma única. Para tanto, foram definidas como funções objetivos seis índices estritamente técnicos e normalizados procurando otimizar as perdas ativas e reativas, queda de tensão máxima, capacidade de corrente dos condutores e correntes de curtos-circuitos trifásicas e fase-terra. O método da Soma Ponderada apresenta simples implementação e modificação, tendo sido utilizado como uma abordagem *a-priori*, em que é definido apenas um conjunto inicial de pesos, o que apresenta a desvantagem da necessidade de definir precisamente os valores dos pesos. Como resultado da implementação da proposta é gerado um conjunto de soluções que podem ser utilizadas, por exemplo, para configurar a natureza do contrato entre o operador do SDEE e o proprietário da GD.

Haghifam et al. (2008), estudaram o problema de planejamento de SDEE, onde propõem incluir GD em um ambiente de incertezas. A função objetivo foi definida em dois grupos: custos e riscos. Os custos são: custo de perdas de energia, custo de investimentos em unidade de GD e custo de operação das unidades GD (combustível e manutenção). Os riscos se subdividem em dois grupos: riscos técnicos, devido às incertezas da carga e risco econômico, devido a incertezas do preço de mercado da energia, do ponto de vista da distribuidora de energia. Estas incertezas foram descritas como números *fuzzy* triangulares. Um algoritmo especializado NSGA-II foi proposto para solução do problema MO. O algoritmo determina um conjunto de soluções ótimas (conjunto de Pareto) e o planejador pode selecionar a mais satisfatória, com base em sua experiência profissional. Segundo os autores, esta característica ilustra as possibilidades de aplicação prática e flexibilidade da proposta da metodologia. Os resultados do trabalho mostram que o modelo sugerido é uma ferramenta de tomada de decisão poderosa para gestão de risco em redes de distribuição com GD (instalação e operação).

Martins (2009), apresenta um estudo onde desenvolve metodologia para o planejamento de SDEE com GD, através do uso de Algoritmos Genéticos. Incertezas com relação aos valores de demanda futura, bem como da geração de potência pela GD, são consideradas no estudo. A análise é MO e são consideradas como variáveis de expansão: novos alimentadores, recondutoramento dos cabos existentes, reconfiguração dos circuitos e compra de energia da GD. Inicialmente, Martins (2009) formulou um modelo de planejamento estático para o SDEE, obtendo como solução do problema a localização e dimensionamento ideal dos reforços para o sistema elétrico. Posteriormente, desenvolveu um algoritmo com o objetivo de avaliar o momento ideal para execução das obras de construção no SDEE. O algoritmo para obtenção das soluções ótimas de Pareto proposto no estudo é baseado no algoritmo *Strength Pareto Evolutionary Algorithm* (SPEA). O algoritmo desenvolvido pelo autor, caracteriza-se por ser um algoritmo evolucionário multiobjetivo elitista com conceitos de não dominância, sendo que as soluções não dominadas obtidas desde a primeira geração são armazenadas em uma população externa. O que difere do SPEA, é que os indivíduos pertencentes à população externa não participam do processo evolutivo, proporcionando desta forma uma redução com relação ao tempo de execução. Depois de gerada a população inicial as soluções não dominadas são copiadas para a população externa. A aptidão de cada indivíduo da população corrente é obtida através da aplicação de conceitos de não dominância. Provisoriamente os indivíduos não dominados recebem um valor de aptidão unitário. As soluções dominadas recebem um valor de aptidão proporcional ao número de indivíduos que as dominam. Com objetivo de se aumentar

a eficiência do algoritmo proposto, os valores de aptidão dos indivíduos não dominados são reduzidos. O procedimento para o cálculo dos valores de aptidão estabelece, segundo Martins (2009), uma diversidade entre indivíduos dominados e não dominados e simultaneamente permite que a busca caminhe na direção da fronteira não dominada. Em cada processo iterativo atualiza-se a população externa com inclusão de indivíduos não-dominados da geração corrente. Com a entrada destas novas soluções, alguns membros da população externa podem ser dominados. Neste caso, estes indivíduos são eliminados da população externa. Ao término do processo evolutivo é fornecido ao planejador um conjunto de soluções não dominadas ou soluções ótimas de Pareto, permitindo que este, através da aplicação de algum processo de decisão escolha a solução mais adequada ao seu problema.

Maciel e Feltrin (2009), discutem a análise do impacto da penetração da GD em redes passivas considerando diferentes cenários de operações. Estudar o melhor local e dimensionamento da GD permite ao planejador ter em mãos dados que identificam o comportamento da rede na presença da GD. Os autores fazem uso da abordagem multiobjetivo de otimização para solucionar o problema proposto. Três índices técnicos foram definidos: *i*) índice de perda total de potência ativa; *ii*) índice de corrente de curto-circuito trifásica e *iii*) índice de regulação de tensão. Definem-se dois cenários de operação da GD, um em que três unidades GD são conectadas na rede com penetração de 76% da demanda e outro em que cinco unidades GD são interligadas na rede com penetração correspondente de 95% da demanda. As unidades GD operam com fator de potência constante e unitário. Busca Tabu multi-objetivo foi a técnica utilizada para encontrar o conjunto Pareto do problema OM.

Hadian e Haghifam (2009), apresentaram um trabalho onde estudam os riscos devido ao acesso de GD em SDEE. Os autores utilizam a OM na abordagem do problema. Incertezas de carga futuras, de geração de energia a partir de fontes renováveis e de mercado regulatória de eletricidade, foram consideradas na modelagem matemática do problema. A função objetivo, neste estudo, consiste dos seguintes termos:

- a) minimizar os custos por perdas de energia;
- b) minimizar os custos por penalidades devido violação de índice de confiabilidade;
- c) minimizar os custos de energia não fornecida;
- d) minimizar os custos de instalação, operação e manutenção da GD.

Definido o problema de OM foi utilizado o método ϵ -Restrito para gerar as soluções não dominadas. Após o otimizador entregar as soluções não-dominadas, as funções objetivos

são calculadas para todas as alternativas obtidas, em diferentes cenários. Para cada cenário, é determinado um índice de robustez para cada configuração no conjunto de Pareto. Os tomadores de decisão podem selecionar a melhor solução com atenção para o índice de robustez.

Zangenh, Jadid e Rahimi-Kian (2010), apresentam um trabalho em que o planejamento de expansão de SDEE com GD é resolvido através de uma abordagem com múltiplos objetivos conflitantes sob incertezas. A estrutura de planejamento proposto consiste em três etapas: a primeira etapa (OM) é a formulação matemática do problema de planejamento de rede com GD na tentativa de satisfazer simultaneamente múltiplos objetivos conflitantes. A solução deste problema é um conjunto de opções aceitáveis, que é chamado de conjunto Pareto. O *normal boundary intersection method* (NBI) é utilizado para gerar os conjuntos de Pareto. Esta abordagem é um algoritmo eficiente para a produção de um conjunto distribuído uniformemente de pontos no conjunto de Pareto. Na segunda etapa, as opções do conjunto de Pareto são avaliadas sob cenários futuros considerados para o planejamento de longo prazo. Os cenários futuros considerados incluem: fator de carga de pico, o preço da eletricidade no mercado, o investimento e as taxas de custos operacionais e de flutuação, bem como os fatores incertos para o planejamento da GD. Cada incerteza é incluída no modelo considerando cinco valores diferentes. Na etapa final, as opções de planejamento aceitáveis são classificadas com base em um índice composto, que é a soma ponderada dos índices de exposição de flexibilidade, robustez e risco. A melhor estratégia proposta apresenta um conjunto com localização, tamanho de novas GD. As limitações técnicas das unidades de GD também são consideradas no processo de OM.

Jain, Singh e Srivastava (2011), apresentam um trabalho em que utilizam uma versão multiobjetiva do método *Evolutionary Particle Swarm Optimization* (MEPSO) para determinar o dimensionamento ideal da GD, considerando o critério de múltiplos objetivos para minimizar as perdas de energia, perfil de tensão e redução de emissão de poluentes. O método foi utilizado porque, segundo os autores, apresenta as soluções não-dominadas bem distribuídas e com satisfatórias características de diversidade. Os dois conjuntos de funções objetivos, conflitantes entre si, foram: *i*) maximizar a melhoria do perfil de tensão, redução na emissão de poluentes no ambiente e *ii*) minimizar a capacidade da GD para minimizar o custo associado a sua alocação e perdas nas linhas.

Hsieh (2011), apresenta um trabalho em que investiga a penetração da GD em SDEE a partir de duas perspectivas, do PIE e a operadora da rede. A abordagem é OM e considera as características e limitações de operação de sistemas de distribuição, os fatores de

expansão do sistema de distribuição e os benefícios de redução de perdas de distribuição. A função objetivo é dividida em dois grupos: *i*) objetivos da companhia distribuidora; e *ii*) objetivos dos investidores da GD. As preocupações da empresa de distribuição incluem: *i*) o retorno de taxa de conexão da GD; *ii*) economia por adiar custos de expansão do sistema de distribuição; *iii*) economia por reduzir as perdas de distribuição de energia; *iv*) retorno da venda da energia comprada da GD; e *v*) pagamento pela compra de energia da GD. Com relação aos interesses da distribuidora o problema é maximizar a função objetivo lucro dada pela expressão:

$$FO_{DIS} = \frac{(i + ii + iii + iv - v)}{v} \quad (1)$$

As preocupações dos investidores independentes na GD incluem: *i*) percentual de benefícios por adiar custos de expansão do sistema de distribuição; *ii*) benefícios por reduzir as perdas de distribuição de energia; *iii*) custo de geração de energia, de manutenção e operação da GD e taxa de conexão GD; *iv*) custos relativos aos investimentos iniciais. Com relação aos interesses do investidor, o problema é maximizar a função objetivo lucro dada pela expressão:

$$FO_{PIE} = \frac{(i + ii - iii) - iv}{iv}$$

(2)

As restrições do problema MO consideram os limites de potência ativa e reativa da GD, limites de variações de tensão e perdas na linha (perdas com GD devem ser menores ou iguais às perdas sem GD). O problema bi-objetivo de otimização é resolvido primeiro utilizando uma programação de compromisso (PC) para normalizar e combinar os dois objetivos em uma única função objetivo e atribuir peso a mesma de acordo com a importância, para em seguida, utilizar *Particle Swarm Optimization* (PSO) para encontrar a solução. Segundo Hsieh (2011), existem muitas incertezas nas PSO, tais como o número de partículas e de fatores de aceleração. Diferentes pesos e períodos de planejamento podem causar uma solução candidata diferente e a decisão seria de acordo com a preferência do planejador.

Moeini-Aghtaie, Dehghanian e Hosseini (2011), propõem uma abordagem de otimização multi-objetivo através da qual é investigado o planejamento de GD em reestruturação de SDEE. Os autores incluem no problema os fatores essenciais para atingir a solução otimizada, entre os quais: Perdas de energia na rede, custos associados ao investimento, operação e manutenção dos GD's, juntamente com o valor de confiabilidade e custo de interrupção do cliente são variáveis investigadas no trabalho. O objetivo principal do trabalho

foi o de encontrar a localização ideal de GD com base em técnicas e parâmetros econômicos efetivos. O procedimento foi feito através de um problema de otimização multi-objetivo solucionado através do algoritmo especializado NSGA-II, baseado em conceitos de otimalidade de Pareto. Além disso, os resultados revelam o comprometimento dos objetivos propostos.

Shaaban, Atwa e El-Saadany (2011), apresentam um problema de alocação de duas unidades de GD na rede de distribuição com múltiplos objetivos, desta forma definido como problema multiobjetivo não-linear. Algoritmos genéticos é a técnica utilizada para encontrar a solução para a função objetivo composta de custos de investimentos na rede de distribuição após a conexão da GD, custo de perdas de energia e custos de interrupção de energia. Foi considerada a variabilidade de carga, bem como restrições técnicas do sistema. A técnica de solução do problema proposto foi aplicada a diferentes cenários para um sistema típico de distribuição rural.

Maciel et al.(2011), propõem uma metodologia para considerar os efeitos da integração da GD no planejamento de SDEE. São avaliados o potencial da GD para adiar investimentos em redes e impacto da GD sobre a capacidade da rede. Uma extensão original do método de Otimização Evolutiva Enxame de Partículas (EPSO) é utilizado para OM, que é chamado MEPSO, apoiando uma abordagem alternativa para explorar os recursos da frente de Pareto. Os dois objetivos minimizados foram, perdas de potência ativa e nível de curto-circuito, ILP e ISC3. Foram utilizados com o intuito de avaliar a influência da GD sobre as perdas totais na rede de distribuição e o impacto da GD no sistema de proteção instalado na rede. Tensão e limites de capacidade são considerados como restrições no modelo e a localização e capacidade das unidades de GD são as variáveis de decisão.

Rueda (2012), apresenta um trabalho em que desenvolve metodologias que indicam os custos dos seguintes serviços ancilares de GD: suporte de potência reativa, a reserva para controle de frequência e o controle secundário de frequência, e como podem contribuir, com estes serviços, para melhoria da qualidade do fornecimento de energia na distribuição, subtransmissão e transmissão. Segundo o autor, estas metodologias devem fornecer os custos destes serviços, bem como os benefícios para o sistema elétrico, além de identificar quem e quanto oferece de cada serviço para a operação segura e dentro dos procedimentos pré-estabelecidos. Vários objetivos são otimizados através de técnicas multiobjetivo, observando principalmente as perdas de potência nas linhas do sistema, os custos de geração dos geradores distribuídos e a estabilidade de tensão do sistema. No desenvolvimento dos algoritmos de solução são considerados dois tipos de geração distribuída: geradores distribuídos com

variabilidade da fonte primária de energia mínima ou desprezível (microturbinas a gás, PCHs, geradores em usinas de açúcar e álcool, etc.), e geradores distribuídos que têm forte dependência das variações da fonte primária de energia (principalmente turbinas eólicas e sistemas fotovoltaicos). Este último grupo de geradores precisa de considerações mais elaboradas que incluam as incertezas na geração de energia. Este assunto é tratado através de simulações de Monte Carlo, cadeias de Markov e lógica *fuzzy*. Através das Simulações de Monte Carlo são realizados fluxos de potência probabilísticos em múltiplos cenários, enquanto que com as Cadeias de Markov e a Lógica *Fuzzy* são descritas as séries de tempo relacionadas com a geração de potência ativa dos geradores distribuídos. O algoritmo para obtenção das soluções ótimas de Pareto utilizado no estudo é baseado no algoritmo SPEA2.

Maciel et al. (2012), propõem uma abordagem multi-objetivo para planejamento de rede de distribuição que considera os desafios decorrentes da integração de GD. A proposta consiste em uma versão multi-objetivo do método *Evolutionary Particle* conhecido como Otimização *Swarm* (MEPSO). Utilizando redes de distribuição em um dado cenário de penetração da GD, o autor, também, resolve o problema com dois outros métodos multi-objetivos NSGA-II e OM Busca Tabu (OMBT). Os resultados apresentados no trabalho revelam que os três métodos provaram ser aplicáveis no planejamento de SDEE, porém, o algoritmo MEPSO apresentou promissores atributos e um desempenho de nível constante e elevado, quando comparado com os outros métodos.

Meneses (2012) realiza um estudo em que propõe um modelo matemático para avaliar o impacto da penetração de GD em estudos de planejamento da expansão e da operação de SDEE. O modelo matemático é:

- a) minimizar os custos de operação da rede e custos de equipamentos;
- b) maximizar os custos de confiabilidade do sistema.

Os custos de confiabilidade referem-se à continuidade do fornecimento de energia, que é avaliado em termos da energia não suprida devido às faltas temporárias e permanentes. O custo de operação refere-se ao gasto com compra de energia enquanto que os custos de equipamentos dizem respeito à compra de dispositivos de proteção. O autor, considera, ainda que a GD pode operar de forma ilhada. Para solucionar o problema foi utilizado o método busca tabu multiobjetivo (BT-MO). O autor aplica a metodologia proposta em um sistema teste de 135 barras e conclui apresentando os resultados o que comprova a robustez do algoritmo.

Pereira Junior (2014) apresenta dois problemas para o planejamento de SDEE. O primeiro problema estuda o planejamento de sistema a médio prazo enquanto que o segundo

problema discute o planejamento a longo prazo. Em seu trabalho o autor apresenta um modelo matemático, de médio prazo, onde considera três funções objetivos:

- a) minimizar o desvio de tensão das barras da rede em relação à tensão de regulação da mesma;
- b) minimizar os custos de instalação de banco de capacitores, regulador de tensão, recondução das linhas da rede e os custos operacionais devido às perdas técnicas no sistema.

Com relação ao segundo problema, planejamento a longo prazo, o autor desenvolve dois modelos matemáticos, modelados como um problema não linear inteiro misto. No modelo 1 não há a inclusão da GD, enquanto que no modelo 2, há inclusão da GD. No modelo 1, são utilizadas as seguintes funções objetivos:

- a) minimizar os custos de investimentos e operação;
- b) minimizar os custos de energia não suprida, que reflete a confiabilidade do sistema em estudo.

No modelo 2, Pereira Junior (2014) considera que a GD é de propriedade da DisEE e que, em caso de contingências, a GD pode operar de forma ilhada. As funções objetivos para este modelo são:

- a) minimizar os custos de investimentos e operação;
- b) minimizar os custos de energia não suprida.

Ao considerar os custos leva em consideração custos de instalação da GD e os custos de operação são relacionados à compra de energia elétrica pela DisEE e os custos de operação da GD. Para tratar da confiabilidade do SDEE, no modelo 2, o autor considera os custos de energia não suprida pelo SDEE, porém, em caso de contingências no sistema, a energia pode ser restaurada pela GD. Para a solução do problema a médio prazo, Pereira Junior (2014) utiliza uma metaheurística multiobjetivo AG-MO e para o problema de longo prazo algoritmo busca tabu, multiobjetivo (BT-MO), fundamentado no NSGA-II e para reduzir o espaço de busca faz uso de métodos baseados em lógica *fuzzy*. Segundo o autor, os métodos se mostraram eficientes na busca de solução para os problemas. Em seus resultados, Pereira Junior (2014) revela uma forte influência da GD nas ações de planejamento do SDEE.

Os trabalhos apresentados revelam que há variados métodos e procedimentos para o estudo da alocação de GD em sistemas de distribuição de energia elétrica. Neste sentido, na Tabela 10, é apresentada de forma resumida um comparativo entre as pesquisas aqui analisadas.

Tabela 10 – Otimização Multiobjetivo utilizadas no planejamento de SDEE

Referência	Objetivos	Otimização / Método de solução
Leão e Matos (1997,1998)	Minimizar custos de investimentos e perdas e Maximizar confiabilidade e índice de robustez.	Incertezas de carga e geração modeladas como número <i>Fuzzy</i> – <i>OM- Simulated Annealing</i>
Leão e Matos (1999)	Minimizar custos de investimentos, de operação e de energia não suprida	Incertezas de carga e geração modeladas como número <i>Fuzzy</i> - <i>OM- Simulated Annealing</i>
Ramirez-Rosado e Domínguez-Navarro (2002)	Minimizar custos investimentos, energia não suprida, índices de riscos	Incertezas de demanda e custos de expansão modeladas como número <i>Fuzzy</i> – <i>OM-Busca Tabu</i>
Celli et al. (2005)	Minimizar custos de reformas na rede, perdas de energia, energia não suprida, energia requerida	OM e Algoritmo Genético
Celli et al. (2006)	Minimizar custos de reformas na rede, perdas de energia, energia não suprida, energia requerida pelos consumidores. Índice de aceitabilidade .GD é analisado	Híbrido - ϵ -Restrito baseado em programação multiobjetiva e Algoritmos Evolucionários – Algoritmo Genético (AG)
Ochoa (2006)	Maximizar a energia exportada pela GD e Minimizar perdas de energia e nível de corrente de	OM - NSGA-II
Haghifam et al. (2008)	Minimizar monetária (custo de investimento e operação GD e perdas de energia) e Minimizar riscos técnicos (custo de variação de tensão e carga) e Minimizar	OM - NSGA-II
Ochoa,Feltrin e Harrison (2008)	Minimizar perdas na rede, variação de tensão, capacidade de reserva dos condutores e o nível das correntes de curto-circuito trifásica	OM – Método da Soma Ponderada
Martins (2009)	Minimizar custos de reforma da rede com a inclusão da GD, perdas nas linhas.	OM – SPEA modificado
Maciel e Feltrin (2009)	Minimizar Índices técnicos: Índice de perda total de potência ativa, Índice de corrente de curto-circuito trifásica e índice de regulação de	OM – Busca Tabu
Hadian e Haghfam (2009)	Minimizar custos das perdas de energia, custo das penalidades e confiabilidade, custo de energia não suprida e custo de instalação e manutenção de GD.	ϵ -Restrito baseado em programação multiobjetiva
Zangenreh, Jadid e Rahimi-Kian (2010)	Minimizar custos investimentos e operacionais, preço de mercado de eletricidade, fator de carga de pico.	OM – solução pelo <i>Normal boundary intersection method (NBI)</i>

continua

Tabela 10 – Otimização Multiobjetivo utilizadas no planejamento de SDEE
 Continuação

Referência	Objetivos	Otimização / Método de solução
Jain, Singh e Srivastava (2011)	Maximizar a melhoria do perfil de tensão, emissão de poluentes no ambiente e Minimizar dimensão do GD (para minimizar os custos associados) e Minimizar perdas nas linhas.	OM – MEPSO
Jain, Singh e Srivastava (2011)	Maximizar a melhoria do perfil de tensão, emissão de poluentes no ambiente e Minimizar dimensão do GD (para minimizar os custos associados) e Minimizar perdas nas linhas.	OM – MEPSO
Jain, Singh e Srivastava (2011)	Maximizar a melhoria do perfil de tensão, emissão de poluentes no ambiente e Minimizar dimensão do GD (para minimizar os custos associados) e Minimizar perdas nas linhas.	OM – MEPSO
Hsieh (2011)	<u>Objetivos da distribuidora</u> Maximizar FO _{DIS} ¹ <u>Objetivos do investidor</u> Maximizar FO _{PIE} ²	OM – MEPSO
Moeini-Aghaie, Dehghanian e Hosseini (2011)	Minimizar custos (investimentos, operação e manutenção GD) e Minimizar Perdas na linha	OM - NSGA-II
Shaaban, Atwa e El-Saadany (2011)	Minimizar custos de investimentos na rede com GD, custo de perdas de energia e custo de energia não	OM – AG
Maciel (2011)	Minimizar Índice de Perdas nas linhas e Índice de nível de corrente de curto-circuito trifásica	OM – MEPSO
Rueda (2012)	Minimizar Custos de geração de potência ativa, perdas nas linhas do sistema e Maximizar Margem de estabilidade estática de tensão (MEET)	OM - SPEA2
Maciel et al. (2012)	Minimizar perdas nas linhas e níveis de corrente de curto-circuito	OM - MEPSO – NSGA-II - OMBT
Meneses (2012)	Minimizar os custos de investimentos e operação e Minimizar os custos de energia não suprida.	BT-MO
Pereira Junior (2014)	Minimizar os custos de investimentos e operação e Minimizar os custos de energia não	AG-MO no problema de médio prazo e BT-MO e FPO no problema de longo prazo

Nota: FO_{DIS} = ((taxa de retorno conexão GD) + (economia por adiar investimentos) + (economia por redução de perdas) + (retorno da venda de energia comprada GD) – (pagamento compra energia GD)) / (pagamento compra energia GD)
 1. FO_{INV} = ((percentual de benefícios por adiar investimentos na rede) + (economia por redução de perdas) – (custo de geração, manutenção e operação GD e taxa de conexão GD) – (custos investimentos iniciais)) / (custos investimentos iniciais)
 Fonte: Haghifam, Falaghi e Malik (2008).

Nota-se, nos trabalhos analisados, que ao formular os problemas, os pesquisadores compartilham uma sensível preocupação com a DisEE. Com relação aos modelos matemáticos utilizados nos trabalhos avaliados, observa-se que o custo para a DisEE, quando se trata de adequar o SDEE para acomodar GD pode ser elevado, o que pode desencorajar a autorização para conexão de GD. Em dois trabalhos avaliados, o modelo utilizado considera os interesses do PIE. Na perspectiva do PIE os trabalhos avaliados apresentam uma formulação matemática que objetiva minimizar os custos de investimento para a geração de energia, enquanto que na perspectiva da DisEE há compartilhamento, entre os pesquisadores, de formular o problema buscando minimizar os custos de investimentos em reformas no sistema, de investimento em equipamento (banco de capacitores, reguladores de tensão, dispositivos de proteção, etc.), de operação e manutenção do sistema. Os resultados apresentados nos trabalhos revelam que os métodos de OM se comportam de forma adequada para encontrar soluções não-dominadas. Segundo, os pesquisadores, as vantagens desta metodologia incluem a capacidade de lidar com problemas combinatoriais, de lidar com funções objetivos não-lineares, fácil implementação com mínimo esforço computacional, etc.

Observa-se na Tabela 10 que há vários métodos de solução para problemas multiobjetivos e qualquer um deles pode ser adotado para ser utilizado neste trabalho. Entretanto, fez-se a opção pelo uso do algoritmo SPEA2. Justifica-se a opção pelo fato de que o autor deste trabalho, anteriormente ao ingresso no programa de pós-graduação já havia tido experiências com o algoritmo SPEA2 e quando de seu ingresso no programa, trabalhando no LaPSEE, observou que alguns pesquisadores faziam uso do SPEA2 e assim, aliando, experiências anteriores do autor com as experiências dos pesquisadores que já desenvolviam trabalhos, resolveu-se que para encontrar soluções para os problemas de otimização seria utilizado o algoritmo SPEA2.

4 METODOLOGIA DE ESTUDO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

4.1 Introdução

As empresas distribuidoras, considerando os cenários de competitividade e regulamentação atuais, têm como um dos seus principais objetivos a expansão e otimização da rede elétrica para se adaptarem à crescente demanda pela energia elétrica com melhores índices de qualidade e segurança. Esse objetivo pode ser alcançado por meio de várias estratégias que são descritas na literatura especializada. Nos últimos anos, destaca-se a penetração na rede de geradores independentes fornecendo potência elétrica em pequena escala, que, devido a sua proximidade com a carga, geram benefícios à operação global do sistema.

No caso ideal, a entrada da GD pode fazer com que investimentos na expansão da rede possam ser adiados, mas, no caso real, isto somente acontece se o desempenho da GD estiver dentro de limites aceitáveis de confiabilidade (MENESES, 2012). Por outro lado, a instalação de unidades de GD pode ser usada como redutor do número e da duração dos desligamentos de energia em sistemas radiais ou fracamente malhados. Isto porque, após a atuação dos equipamentos de proteção para isolar a área em falta, e estando a GD fora desta área, uma parte do SDEE poderá operar de forma ilhada por meio de planejamento apropriado de restabelecimento do SDEE, diminuindo, desta forma, o número de consumidores sem energia elétrica e, como consequência, melhorando os índices de confiabilidade.

Assim, o presente trabalho apresenta uma proposta de estudo de planejamento de SDEE com o objetivo de realizar uma avaliação econômica na perspectiva de ambos, PIE e operadora do SDEE. Do ponto de vista do PIE, a metodologia de solução fornece a capacidade da GD e os custos envolvidos na geração de potência ativa e, na ótica da DisEE, obtêm-se a valoração das perdas, custos de investimentos no sistema e custos de confiabilidade, após a conexão da GD.

Nas seções seguintes, descrevem-se os principais fatores que fazem parte na composição dos custos, utilizados neste trabalho.

A infraestrutura física necessária para o acesso da GD em um SDEE pode ser dividida em duas partes. De um lado, a parte em que o PIE tem a responsabilidade técnica e financeira pela concepção, instalação e operação dos equipamentos até o ponto de conexão com o SDEE, inclusive este subsistema deve ser supervisionado pela DisEE que deve assegurar-se

de que estas instalações não representem problemas em seu SDEE, como, por exemplo, impacto negativo na qualidade de energia. De outro lado, a parte da DisEE, onde esta assume a responsabilidade pelas instalações decorrentes de reforços, se necessários, ampliações no SDEE, operação e manutenção de suas instalações até o ponto de conexão da GD com o SDEE.

Para o PIE, além dos custos de instalação e geração da unidade de GD, construção da SE quando necessária, há, também, os custos para transportar a energia produzida até o ponto de conexão com o sistema. Os possíveis custos de conexão são: construção da SE no ponto de conexão (incluindo os equipamentos de proteção e medição), construção da linha expressa (caso a GD esteja distante do sistema) e, quando aplicáveis, os encargos pelo uso do sistema pago à DisEE.

Para a DisEE, o custo de conexão é o volume de investimentos exigido para manter a qualidade de energia após a conexão da GD. Estes investimentos referem-se à substituição ou instalação de equipamentos de proteção, operação e manutenção do sistema. Há, ainda, os custos devido ao incremento positivo ou negativo nas perdas, uma vez que, dependendo da potência injetada pela GD, pode ocorrer aumento ou redução das perdas no sistema.

Assim, devido ao grande número de configurações possíveis de GD e inúmeras variáveis financeiras envolvidas, o estudo de uma formulação geral que forneça uma estimativa de custo global é tarefa de difícil execução. Portanto, neste estudo é elaborada uma proposta que se limita a considerar alguns destes custos, conforme descrito nas seções seguintes.

4.2 Problema 1: Análise do SDEE com GD na perspectiva do PIE

O Problema 1, é um problema de OM que tem como funções objetivo, na perspectiva do PIE, maximizar a dimensão da GD e minimizar os custos envolvidos. Os custos (investimentos, operação, manutenção, transmissão e conexão) são determinados para diferentes cenários de alocação da GD no SDEE.

O Problema 1 é dividido em dois subproblemas, o técnico e o de OM. O técnico é solucionado através de um fluxo de potência com modelagem monofásica do sistema. O subproblema de OM é solucionado utilizando um método baseado em Algoritmos Evolutivos para a geração de uma série de soluções não-dominadas, considerando a potência despachada pela GD e custos de investimentos, operação, manutenção e conexão da GD. A descrição

genérica do modelo matemático multiobjetivo proposto para a alocação de GD em SDEE em MT, na perspectiva do PIE, é apresentado por:

$$\text{Função Objetivo} \begin{cases} \text{Maximizar geração de potência ativa da GDa} \\ \text{Minimizar custo global} \end{cases}$$

s.a.

Balço de potência ativa e reativa

Limites de magnitude de tensão nos nós do SDEE

Limites operativos do gerador distribuído

Limite do fator de potência do gerador distribuído

No modelo proposto, busca-se maximizar a potência ativa a ser despachada pela GD para o SDEE e minimizar os custos de investimento na construção do parque de geração, custos de operação e manutenção, custos de transmissão da energia através de uma linha de interconexão com o SDEE e custos devido ao uso do SDEE.

A metodologia adotada para a alocação da GD resume-se em desenvolver e aplicar um programa computacional que forneça a alocação otimizada da GD que considere o despacho de potência ótimo da GD com o menor custo global.

4.2.1 Potência ativa da GD

No modelo proposto neste trabalho utiliza-se uma função que considera a potência ativa produzida e transmitida para o SDEE. Apresenta-se em (3) a equação utilizada para a potência a ser gerada.

$$P_{ativa} = \sum_{i=1}^{ngd} P_{GD_i}^{\tau}$$

(3)

4.2.2 Custo global de alocação da unidade de GD

Como mencionado na seção anterior, há várias componentes para composição do custo de responsabilidade do PIE; porém, neste trabalho, para avaliar estes custos empregou-se

uma função matemática denominada custo global (CGL), apresentada em (4), que considera os custos de investimento, custos de operação/manutenção da GD, custo da construção de uma linha aérea, em MT, ligando a subestação da GD ao SDEE e os encargos devido ao uso pela GD do SDEE. Com exceção do custo de investimento e do custo da linha de conexão, os demais custos, se distribuem ao longo de um ano. Considera-se, ainda, que a GD pode ser conectada em todas as barras de carga do SDEE.

$$CGL = C_{invest} + C_{man/ope} + C_{lincon} + C_{usoSDEE} \quad (4)$$

O custo de investimento (C_{invest}), cuja formulação matemática é apresentada em (5), refere-se ao custo da instalação física do parque de GD. O custo de investimento é um valor monetário que depende da tecnologia utilizada pela unidade de GD para a produção de energia a ser enviada para o SDEE.

$$C_{invest} = \sum_{i=1}^{ngd} C_i^{Inv,\tau} P_{GD_i}^\tau \quad (5)$$

Neste estudo, os custos de operação e manutenção da GD ($C_{man/ope}$), apresentado em (6), referem-se aos gastos a serem efetuados pelo PIE para manter a produção de energia da GD no período de um ano. Assim, utiliza-se o conceito de valor presente líquido apresentado em (7), para converter os valores futuros em valores presentes e desta forma poder somá-los ao custo de investimento.

$$C_{man/ope} = \left(\sum_{i=1}^{ngd} Fd C_i^{Opm,\tau} P_{GD_i}^\tau \right) \varphi_i^\tau$$

(6)

$$\varphi_i^\tau = \left(\frac{1}{(1+rat)^\tau} \right) \quad (7)$$

Muitos estudos têm sido realizados visando encontrar a localização ótima da GD nas redes de média tensão (MT), porém, em geral, não consideram que a GD dificilmente estará localizada fisicamente ao lado do ponto de conexão na rede de distribuição.

A localização da GD, na grande maioria dos casos reais, depende de disponibilidade de espaço físico viável para sua construção, disponibilidade de fonte primária de energia, impactos ambientais e sociais, entre outros. Portanto, na grande maioria dos casos, é necessária a construção de uma linha de conexão em MT entre a GD e o SDEE, o que representa um

investimento que deve ser realizado pelo PIE. Neste estudo, utilizou-se a expressão apresentada em (8) para modelar os custos de construção da linha de conexão (C_{lincon}) entre a GD e o SDEE.

$$C_{lincon}^{\tau} = \sum_{i=1}^{ngd} \sum_{j=1}^{n_b} C_{i,j}^{Lin,\tau} D_{i,j} \quad (8)$$

O custo devido ao uso do SDEE ($C_{usoSDEE}$) apresentado em (9), refere-se à tarifa a ser paga, pelo PIE, no período de um ano, haja vista a utilização do SDEE.

$$C_{usoSDEE} = \left(\sum_{i=1}^{ngd} \sum_{j=1}^{n_b} 12 C_{i,j}^{Tar,\tau} P_{GD_i}^{\tau} \right) \cdot \varphi_i^T \quad (9)$$

4.2.3 Restrições para o problema 1

As restrições impostas ao problema têm como objetivo garantir que: as equações de balanço de potência ativa e reativa nas barras, os limites de tensão, determinados por legislação, não sejam ultrapassados, os limites operacionais da unidade de GD sejam cumpridos, o valor de fator de potência seja respeitado.

4.2.3.1 Balanço de potência ativa e reativa

Em cada cenário a GD deve atender a restrição de balanço de potência ativa e reativa nas barras do SDEE, durante cada intervalo da curva de demanda do sistema. Assim, para cada solução proposta, devem-se cumprir as exigências de balanço de potência ativa (10) e potência reativa (11).

$$P_i^{Cal,\tau} - P_i^{Esp,\tau} = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n_b \quad (10)$$

$$Q_i^{Cal,\tau} - Q_i^{Esp,\tau} = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n_b \quad (11)$$

4.2.3.2 Limites de magnitude de tensão nos nós do sistema

Obrigatoriamente, com o objetivo de manter a qualidade do fornecimento de energia, a tensão deve-se manter dentro de limites definidos por normas específicas estabelecidas pela agência reguladora. A restrição (12) assegura que as tensões nas barras do SDEE mantenham-se dentro de limites, inferior e superior, admissíveis.

$$V_i^{\text{Min}} \leq V_i \leq V_i^{\text{Max}} \quad i = 1, 2, \dots, n_b \quad (12)$$

4.2.3.3 Limites operativos da unidade de GD

A operação das unidades de GD deve estar dentro de limites, inerentes à dimensão do equipamentos, de forma a garantir seu pleno funcionamento em condição normal. Assim, neste trabalho, define-se um limite inferior e um limite superior para produção da unidade de GD. Estes limites são garantidos pelas restrições (13) e (14).

$$P_{GD_i}^{\text{Min}} \leq P_{GD_i} \leq P_{GD_i}^{\text{Max}} \quad i = 1, 2, \dots, ngd \quad (13)$$

$$Q_{GD_i}^{\text{Min}} \leq Q_{GD_i} \leq Q_{GD_i}^{\text{Max}} \quad i = 1, 2, \dots, ngd \quad (14)$$

4.2.3.4 Limite do fator de potência da GD

A unidade de GD, neste estudo, é modelada como barras tipo PQ, com a excitatriz controlando o fator de potência constante. Portanto, em (15), garante-se que o fator de potência definido para a unidade de GD e conectado em uma barra do SDEE seja constante.

$$P_{GD_i}^r \tan \left[\arccos(\text{fp}_{GD_i}^r) \right] \leq Q_{GD_i}^r \quad (15)$$

4.2.4 Formulação Multiobjetivo do Problema 1

Considerando o exposto na seção 4.2 o Problema 1, de OM, é dado pelas expressões (16) - (17).

$$\begin{aligned}
& \text{Max} \left(\sum_{i=1}^{ngd} Fd \cdot P_{GD_i}^{\tau} \right) \tag{16} \\
& \text{Min} \left[\left(\sum_{i=1}^{ngd} C_i^{Inv,\tau} P_{GD_i}^{\tau} \right) + \left(\sum_{i=1}^{ngd} Fd C_i^{Opm,\tau} P_{GD_i}^{\tau} \right) \cdot \varphi_i^T + \right. \\
& \qquad \qquad \qquad \left. \left(\sum_{i=1}^{ngd} \sum_{j=1}^{n_B} C_{i,j}^{Lin,\tau} D_{i,j} \right) + \left(\sum_{i=1}^{ngd} \sum_{j=1}^{n_B} 12 C_{i,j}^{Tar,\tau} P_{GD_i}^{\tau} \right) \cdot \varphi_i^T \right]
\end{aligned}$$

(17)

s.a.

Restrições (10) - (15)

4.3 Problema 2: Análise do SDEE com GD na perspectiva da DisEE

O Problema 2 é um problema de OM que tem como funções objetivos, na perspectiva da DisEE, minimizar custos devido às perdas técnicas no SDEE na presença da GD, maximizar a confiabilidade do SDEE após a conexão da GD e minimizar os custos de adequação do SDEE após a conexão da GD.

O problema é dividido em dois subproblemas, o técnico e o de OM. O técnico é solucionado através de um fluxo de potência com modelagem monofásica do sistema. Neste fluxo, a barra de conexão dos GDs, é modelada como barra PQ.

Na sequência, apresenta-se a formulação matemática do problema multiobjetivo proposta para análise de GD em SDEE em MT. As funções objetivos a serem minimizadas são: i) minimização da valoração das perdas de energia; ii) maximização da confiabilidade do SDEE e iii) minimização de custos de adequação do SDEE após a conexão de GD.

Neste trabalho, utiliza-se valoração para as perdas de energia por diferença entre perdas sem GD e perdas com GD. A valoração proposta é baseada no custo de perdas de energia em três níveis de demanda, mínima, média e máxima. A confiabilidade é avaliada através dos custos de energia não suprida pelo SDEE, nos três níveis de demanda especificados, em resposta às ações dos dispositivos de proteção após a ocorrência de falta transitórias e permanentes e que foram restauradas pela GD. Por outro lado, os custos de adequação do SDEE referem-se à aquisição, instalação e manutenção de dispositivos de proteção com o propósito de operar a GD de forma ilhada. A descrição genérica do modelo matemático multiobjetivo proposto para a alocação de GD em SDEE em MT considerando os interesses da DisEE é dada por:

$$\text{Função Objetivo} \begin{cases} \text{Maximizar valoração das perdas de energia} \\ \text{Maximizar confiabilidade do SDEE} \\ \text{Minimizar custos de adequação do SDEE} \end{cases}$$

s.a.

Balço de potência ativa e reativa
Limites de magnitude de tensão nos nós do SDEE
Limites operativos do gerador distribuído
Limite do fator de potencia do gerador distribuído

4.3.1 Valoração das perdas técnicas de energia

As perdas de potência ativa nos sistemas elétricos estão relacionadas com o fluxo de potência nas linhas que formam esses sistemas. Ao conectar GD nesses sistemas, há uma alteração nos fluxos de potência causando mudanças nos valores das perdas. Neste estudo, as perdas de potência ativa são expressas como uma função das magnitudes de tensão nas barras e as impedâncias entre estas.

O modelo proposto neste trabalho aplica uma valoração para as perdas de energia por diferença entre perdas sem GD e perdas com GD. Apresenta-se em (18) a expressão para o cálculo das perdas de energia no SDEE sem GD e em (19) a expressão para o cálculo das perdas de energia no SDEE com GD conectada.

$$PE_{Loss}^{\tau} = \sum_{i=1}^{n_B} \sum_{m=i+1}^{n_B} \sum_{j=1}^{ndem} \frac{\left(|V_{i,j}^{\tau}| - |V_{m,j}^{\tau}| \right)^2}{|Z_{im}|} \Delta t_j \quad 365 \quad (18)$$

$$PE_{Loss}^{GD_i,\tau} = \sum_{i=1}^{n_B} \sum_{m=i+1}^{n_B} \sum_{j=1}^{ndem} \frac{\left(|V_{i,j}^{GD_i,\tau}| - |V_{m,j}^{GD_i,\tau}| \right)^2}{|Z_{im}|} \Delta t_i \quad 365 \quad (19)$$

Apresenta-se em (20) a expressão para a valoração das perdas de energia (FVP) utilizada neste estudo, trazidas a valor presente. Como resultado de (20), pode-se esperar valores positivos, negativos ou zero, caso a conexão de GD provoque diminuição ou aumento nas perdas de energia, ou apresente perdas iguais a sem GD, respectivamente.

$$FVP = \left[\left(PE_{Loss}^{\tau} - PE_{Loss}^{GD_i, \tau} \right) PC_j^{\tau} \right] \phi_i^{\tau} \quad (20)$$

4.3.2 Confiabilidade do SDEE

Este custo refere-se à continuidade do serviço, o qual é avaliado como o custo da energia fornecida pela GD na região que teve a energia temporariamente interrompida devido a um estado de contingência no SDEE. O modelo proposto considera a maximização dos benefícios da GD para a distribuidora, considerando a hipótese de que a GD opera de forma ilhada em regiões que experimentam interrupção do fornecimento de energia, devido à contingência no SDEE. Desta forma, no modelo avaliam-se as seções em que a GD seja mais atrativa para a operadora. A expressão matemática para a valoração da confiabilidade no SDEE proposta neste estudo é apresentada em (21).

$$CEN_{i,j}^{GD_i, k, \tau} = \left[CR_j^{GD_i, \tau} \Delta t_i 365 \right] CES_j^{GD_i, \tau} \quad (21)$$

4.3.3 Custo de adequação do SDEE

Este custo está relacionado com a operação da GD de forma ilhada. O custo é composto de duas parcelas, uma fixa e outra variável. A parcela fixa está relacionada com a compra e instalação de equipamentos de proteção e a substituição de chaves.

Na hipótese da GD operar de forma ilhada, o modelo matemático considera a instalação de relés de sobrecorrente com unidade direcional e unidade de religamento sincronizado (RSD-RS) (MENESES, 2012). Segundo Meneses (2012), o RSD-RS é utilizado para interromper as correntes que alimentam a seção sob falta das fontes de GD. Esses dispositivos são conectados na barra de chegada da linha selecionada para a instalação, e devem ser coordenados para operar na direção à jusante da subestação. Neste estudo, não se discute a proteção do SDEE, o que se faz é utilizar os resultados obtidos por (MENESES, 2012).

Neste estudo, os custos de equipamentos de proteção foram modelados, tendo-se como referência os resultados de Meneses (2012), por uma equação matemática que retorna um valor monetário dos custos totais. O modelo é apresentado em (22).

$$CAP = C_{fixo} + C_{serviço} + C_{man} \phi_i^T \quad (22)$$

O custo fixo (C_{fixo}), apresentado em (23), refere-se ao custo de compra de equipamento de proteção, necessário para que a GD possa operar de forma ilhada. Este custo é obtido em função da corrente elétrica injetada pela GD no ponto de conexão com o SDEE, quando operando em forma ilhada. Os custos de serviço ($C_{serviço}$), dado em (24), são os custos que têm origem em serviços de instalação e desinstalação de equipamentos de proteção e custo de manutenção (C_{man}), dado em (25), é o valor pago, anualmente, pela manutenção dos equipamentos de proteção, assim, este custo deverá ser trazido a valor presente através da função (ϕ_i^T).

$$C_{fixo} = \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{n_{int}} CAQ_{i,j} \quad (23)$$

$$C_{serviço} = \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{n_{int}} CInst_{i,j}^{\tau} + CDnst_{i,j}^{\tau} \quad (24)$$

$$C_{man} = \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{n_{int}} CM_{i,j}^{\tau} \quad (25)$$

4.3.4 Restrições para o Problema 2

Cada cenário de GD deve atender as restrições (10) - (15), apresentadas na seção 4.2.3.

4.3.5 Formulação Multiobjetivo do Problema 2

Considerando o exposto na seção 4.3 o Problema 2, de OM, é dado pelas expressões (26) - (28).

$$Max \left[\left(PE_{Loss}^{\tau} - PE_{Loss}^{GD_i, \tau} \right) PC_i^{\tau} \right] \phi_i^T \quad (26)$$

$$Max \left[CR_j^{GD_i, \tau} \Delta t_i 365 \right] CES_j^{GD_i, \tau} \quad (27)$$

$$Min \left(\sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{n_{int}} CAQ_{i,j} \right) + \left(\sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{n_{int}} CInst_{i,j}^{\tau} + CDnst_{i,j}^{\tau} \right) + \left(\sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{n_{int}} CM_{i,j}^{\tau} \right) \varphi_i^T \quad (28)$$

4.4 Hipóteses adotadas na busca de soluções para os Problema 1 e 2

- a) Considera-se que a DisEE não irá expandir o sistema de distribuição sob sua jurisdição ou instalar um parque de geração, entretanto, irá comprar energia dos PIEs.
- b) Não há incertezas associadas à fonte primária de energia da GD ou à demanda do sistema.
- c) Assume-se que a unidade de GD será conectada ao longo do alimentador e as adequações necessárias, no SDEE, serão de responsabilidade da DisEE.
- d) Durante a interrupção do fornecimento de energia para uma região atendida pelo SDEE, e estando esta região isolada, a GD pode operar de forma ilhada através de um esquema adequado de proteção, desde que não esteja conectada na região da contingência.

No próximo capítulo, são descritas as técnicas utilizadas neste trabalho, para encontrar as soluções dos problemas apresentados. As técnicas implementadas computacionalmente foram: fluxo de potência e método de OM.

5 TÉCNICAS UTILIZADAS PARA ENCONTRAR SOLUÇÃO PARA OS PROBLEMAS 1 E 2

5.1 Introdução

Nesta seção, são descritas as características relevantes das ferramentas computacionais usadas neste estudo para a análise de redes de distribuição com GD.

5.2 Fluxo de potência

O estudo de um sistema elétrico de transmissão ou distribuição consiste, frequentemente, no cálculo das condições em regime permanente. As grandezas elétricas de interesse são: as magnitudes das tensões nas barras da rede em estudo, ângulo das tensões, fluxo de potência (ativa e reativa) nas linhas, perdas elétricas, etc.

Com vistas à aplicação das ferramentas computacionais no planejamento de redes de distribuição, é necessário encontrar modelos matemáticos que apresentem um bom desempenho computacional e um nível adequado de precisão para o cálculo das grandezas associadas, isto é, procurar desenvolver modelos matemáticos simples, mas suficientemente detalhados para reproduzir aproximadamente o comportamento das redes reais. O nível de detalhe depende da resposta do elemento selecionado frente à janela de tempo que vem a ser

analisada, sendo que o modelo se torna mais complexo quanto menor o tempo de análise (MENESES, 2012).

Desta forma, o fluxo de potência, que é a representação do sistema por um conjunto de equações e inequações, torna-se uma importante ferramenta matemática de análise para o cálculo das variáveis envolvidas nos estudos. Por outro lado, na análise de uma rede devem ser executados inúmeros cálculos de fluxos de potência, haja vista, a necessidade de avaliar várias configurações (propostas de solução). Uma vez implementado o fluxo de potência, este deve cumprir algumas exigências, entre as quais, “rapidez de convergência, tempo de processamento, precisão e robustez” (RUEDA, 2012).

Segundo Ochoa (2006), as redes de distribuição apresentam características muito particulares e que as diferem das redes de transmissão. Entre estas características têm-se: a topologia radial, as múltiplas conexões (monofásica, bifásica, trifásica), cargas de distintas naturezas (potência constante, corrente constante, impedância constante (admitância constante) ou qualquer combinação das três), linhas com resistências elétricas em geral comparáveis à reatância e geralmente redes sem transposições.

Devido a estas particularidades, para o cálculo do fluxo de potência em sistema de distribuição, existem duas técnicas que se destacam pelo seu uso: *i*) baseada no método de Newton que envolve formação de matrizes Jacobianas e cálculo do erro no fim do alimentador e dos ramais laterais (BARAN; WU, 1989) e *ii*) baseada em varreduras à montante e à jusante envolvendo cálculo de correntes nos ramos (SHIRMOHAMMADI et al., 1988; SHIRMOHAMMADI; CHENG, 1995). Neste estudo, adotou-se a segunda técnica para implementar o fluxo de potência considerando uma modelagem monofásica do sistema elétrico. Conforme Dugan (2002) o algoritmo tem bom comportamento no que diz respeito à análise de redes de distribuição com GD.

Para a implementação computacional do fluxo de potência é necessário que o sistema seja radial e que as barras sejam devidamente ordenadas em camadas que orientem o algoritmo desde a barra de referência (SE) até as barras mais afastadas. Previamente ao algoritmo, cada nó ou ramo na rede é numerado por um único índice, sem considerar o número de fases do nó ou ramo. Esta renumeração leva a um ordenamento por camadas.

Seja o nó principal a referência com a magnitude e ângulo de tensão conhecidos. O algoritmo utilizado para a solução iterativa de sistemas radiais consiste de três passos. Na iteração k :

- i*) Cálculo da corrente nodal

$$I_i^j = \left(\frac{S_i^{esp}}{V_i^{j-1}} \right)^* - Y_{sh_i} V_i^{j-1} \quad (29)$$

ii) Cálculo da corrente nos ramos (etapa *backward*)

$$J_L^j = I_i^j + \sum_{m \in \Omega_{M_i}} J_m^j \quad (30)$$

iii) Cálculo da tensão para todos os nós (etapa *forward*)

Iniciando da primeira camada e se movimentando em direção à última camada, a tensão do nó j , à jusante do nó i , é:

$$V_k^j = V_i^j - Z_L J_L^j \quad (31)$$

Após esses passos serem executados em uma iteração, os erros entre as potências calculadas e as conhecidas de cada nó são calculadas usando as expressões (32) – (34).

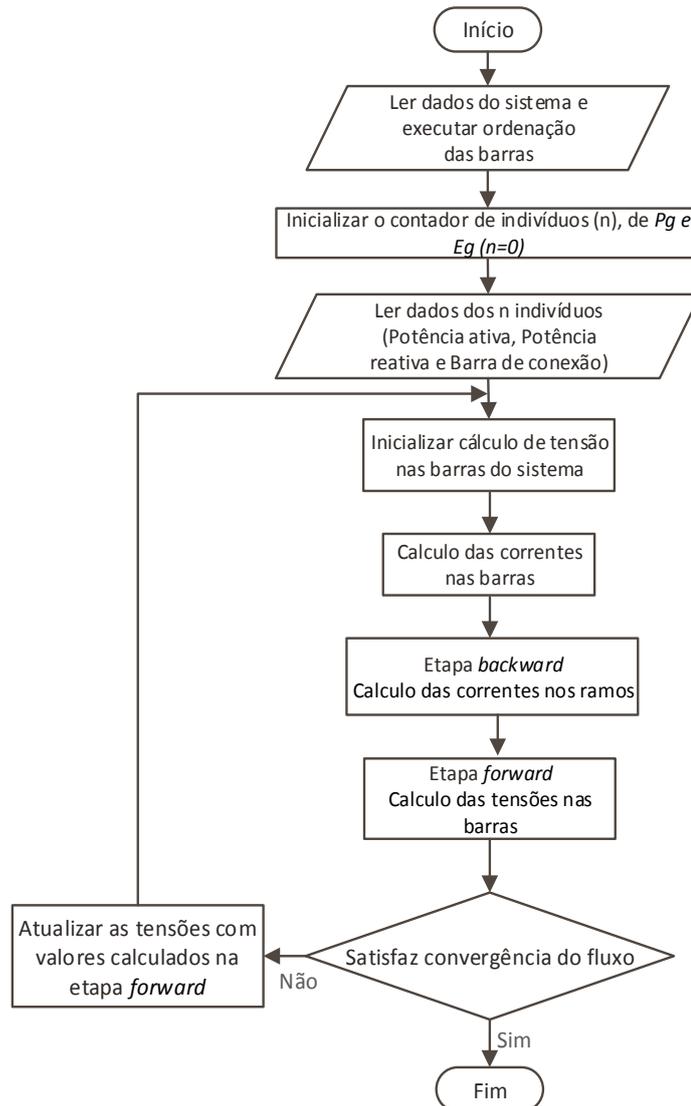
$$S_i^{(k)} = V_i^{(k)} \left(I_i^{(k)} \right)^* - \left(Y_{sh_i} \right)^* \left| V_i^{(k)} \right|^2 \quad (32)$$

$$P_i^{Cal,\tau} - P_i^{Esp,\tau} = real \left(S_i^{Cal} - S_i^{Esp} \right) \quad (33)$$

$$Q_i^{Cal,\tau} - Q_i^{Esp,\tau} = imag \left(S_i^{Cal} - S_i^{Esp} \right) \quad (34)$$

Se a parte real ou imaginária de qualquer erro de potência é maior que o critério de convergência, os passos (i), (ii) e (iii) são repetidos até alcançar a convergência. A Figura 4, apresenta o diagrama de bloco para o fluxo de potência utilizado neste trabalho.

Figura 4 - Diagrama de blocos do Fluxo de Potência



Fonte: Elaboração do Próprio autor

5.3 Otimização Multiobjetivo

Como o nome sugere, um problema de OM trabalha com mais de uma função objetivo, porém há problema que são descrito e resolvido como um problema de otimização mono-objetivo.

Segundo Deb (2001), em um problema de otimização mono-objetivo, a tarefa é encontrar uma solução (exceto em alguns problemas específicos de otimização multimodais, onde múltiplas soluções ótimas são procurados), que otimiza a função objetivo. Ampliando esta ideia, ao tratar de OM pode-se supor, erroneamente, que a tarefa seja encontrar uma solução ideal correspondente a cada função objetivo. Um problema de OM possui um número de funções objetivos a serem otimizadas (maximizar ou minimizar). Além disso, possui restrições

que devem ser satisfeitas por qualquer solução factível. Segundo Deb (2001), a formulação geral para um problema de OM é o seguinte:

$$\begin{aligned}
 & \max \text{ ou } \min f_m(x) && m = 1, 2, \dots, M \\
 & \text{s. a.} \\
 & \quad g_j(x) \geq 0 && j = 1, 2, \dots, J \\
 & \quad h_k(x) = 0 && k = 1, 2, \dots, K \\
 & \quad x_i^{(L)} \leq x_i \leq x_i^{(U)} && i = 1, 2, \dots, n
 \end{aligned} \tag{35}$$

Onde x é o vetor de n variáveis de decisão $(x_1, x_2, \dots, x_n)^T$. Os valores $x_i^{(L)}$ e $x_i^{(U)}$, representam o mínimo e máximo valores, respectivamente, para a variável x_i . Estes limites definem o espaço de variáveis de decisão ou espaço de decisão D. Também, o vetor x é referido como solução.

As J desigualdades (g_j) e as K igualdades (h_k) são chamadas de restrições. Uma solução x factível será aquela que satisfaça as $J + K$ funções de restrições e os $2n$ limites. Caso contrário a solução será não factível. O conjunto de todas as soluções factíveis formam a região factível do espaço de busca S.

Cada uma das M funções objetivos $f_1(x), f_2(x), \dots, f_m(x)$ pode ser maximizada ou minimizada. Porém, alguns algoritmos de otimização são desenvolvidos para resolverem somente um tipo de problema de otimização, por exemplo, problema de minimização. Quando é requerido que um objetivo seja maximizado utilizando tal algoritmo, “o princípio da dualidade pode ser usado para transformar o problema original de maximização para um problema de minimização” (DEB, 2001).

O vetor funções objetivos $f(x)$ gera um espaço multi-dimensional chamado espaço de objetivos Z. Esta é uma diferença fundamental em relação aos problemas de otimização mono-objetivos, cujo espaço e objetivo são unidimensional. Na otimização multiobjetivo para cada solução x no espaço de variáveis de decisão existe um $f(x)$ no espaço de objetivos. O mapeamento acontece então entre um x (n -dimensional) e um vetor $f(x)$ (M -dimensional). Por exemplo, “se cada elemento de x e $f(x)$ são números reais, então $f(x)$ estaria mapeada como $f(x): R^n \rightarrow R^M$ ”.

Na otimização simples, o espaço de busca geralmente é bem definido. Porém, quando o problema tem múltiplos objetivos, possivelmente contraditórios entre si, não existe uma única solução ótima, mas sim um conjunto de possíveis soluções de qualidade equivalente.

Neste tipo de problema, para se obter uma solução ótima, é preciso encontrar uma solução ou um conjunto de soluções que apresentem o melhor equilíbrio entre os objetivos contraditórios. Essa solução ou conjunto de soluções é denominada fronteira de Pareto. Se diz que a solução é Pareto-ótima (pertence à fronteira de Pareto), se com sua mudança nenhum objetivo pode ser melhorado sem degradar todos os outros (RUEDA, 2012). Todas as soluções que formam a fronteira ótima de Pareto são chamadas de soluções não-dominadas pelas outras. A técnica de Pareto é baseada na dominância das soluções, descrito a seguir.

Considere, por exemplo, n funções objetivos f_1, f_2, \dots, f_n . Uma solução x domina outra solução x' , no caso de minimização, se as condições (36) e (37) forem satisfeitas:

$$f_i(x) \leq f_i(x') \quad \text{para todo } i = 1, 2, \dots, n \quad (36)$$

$$f_i(x) < f_i(x') \quad \text{para todo } i = 1, 2, \dots, n \quad (37)$$

Considerando-se n funções objetivos f_1, f_2, \dots, f_n e X um conjunto de soluções, a solução $x \in X$ pertence ao conjunto de soluções não dominadas de X , no caso de minimização, se, para toda solução $x' \in X$ as duas condições, (35) e (36), forem satisfeitas, ou seja, se não existe outra solução $x' \in X$ que melhore ou iguale à solução $x \in X$ em todas as funções objetivos e que melhore a solução $x \in X$ em alguma função objetivo.

Para obter o conjunto de Pareto dos problemas 1 e 2 foi utilizado o algoritmo *Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 (SPEA2)*.

5.3.1 Algoritmo Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 (SPEA2)

O algoritmo SPEA2 é uma técnica para calcular ou aproximar o conjunto de Pareto para problemas de otimização multiobjetivo (RUEDA, 2012). No presente estudo é utilizada uma versão modificada chamada SPEA2, descrita em (ZITZLER, 1999a).

O SPEA2 usa uma estratégia de ajuste fino da função de avaliação (função que reflete a qualidade de uma solução) para incorporar informação de diversidade (RUEDA, 2012). Usa elitismo através de uma população externa (E) onde são armazenados um conjunto de soluções não dominadas. Esta população E tem tamanho fixo N fornecido como parâmetro de entrada do algoritmo.

5.3.1.1 Determinação da função de adaptação (fitness)

Para estabelecer a função de adaptação relativa a cada função objetivo, resolve-se um fluxo de potência, isto é, garante que é satisfeito o balanço de potência nodal e limites de geração de potência ativa e reativa, para um ponto de operação da GD. Caso alguma restrição seja violada, utiliza-se o método das penalidades que degrada a função de adaptação no caso das restrições violadas. A função de adaptação a cada função objetivo é dada por:

$$fit_{\mu} = \left(fo_i + \sum_{l \in \psi_i} \omega_l \right)^{-1} \quad (38)$$

Sendo fo_i a função objetivo relacionada com o indivíduo i , ψ_i o conjunto de restrições violadas associadas ao indivíduo i , ω_l a função de penalidade correspondente à restrição l e fit_{μ} função de aptidão relacionada com a quantidade de funções objetivos do problema. A função de penalidade ω_l é dada por:

$$\omega_l = \begin{cases} \varphi_l (v_i^{\min} - v_i)^2, & \text{se } v_i < v_i^{\min} \\ \varphi_l (v_i - v_i^{\max})^2, & \text{se } v_i > v_i^{\max} \end{cases} \quad (39)$$

Onde v_i^{\min} refere-se a limites inferiores da tensão no nó principal, e da tensão e potência ativa nos nós do gerador distribuído, v_i^{\max} refere-se a limites superiores da tensão no nó principal, e da tensão e potência ativa nos nós do gerador distribuído e φ_l é o coeficiente de penalidade da restrição l .

5.3.1.2 Dominância e função de adaptação (fitness) multiobjetivo

Através dos valores da função de aptidão dos indivíduos podem ser determinadas suas relações de dominância. A forma como é calculado o valor da função de aptidão multiobjetivo é mostrado a seguir.

O algoritmo inicia criando uma população aleatória P_0 e uma população externa A_0 inicialmente vazia. O valor de aptidão para as soluções de $Q = P_0 \cup E_0$ é obtido em várias etapas. Primeiro, um valor de aptidão $S(i)$ (*strength fitness*) é encontrado usando (40).

$$S(i) = |\{j, j \in Q, \text{ tal que } i \leq j\}| \quad (40)$$

O valor $S(i)$ é o número de soluções que i domina em Q . As soluções não dominadas têm $S(i) = 0$. Depois, calcula-se o valor de $R(i)$ (*raw fitness*), conforme (41).

$$R(i) = \sum_{j \in Q, j \leq i} S_j$$

(41)

Isto significa que $R(i)$ é a soma dos S_j das soluções j que dominam i em Q . Para as soluções não dominadas tem-se que $R(i) = 0$. Soluções com $R(i)$ alto são dominadas por muitas soluções em Q .

Segundo Zitzler (1999a, 1999b), este mecanismo permite uma espécie de ordenação de soluções por dominância, mas pode falhar quando existem muitas soluções não dominadas. Neste caso, existiriam muitas soluções com $R(i) = 0$ e não enfatizaria a preferência de uma solução sobre uma outra. Para resolver este problema, SPEA2 usa informação de densidade, baseada no método de k-vizinhos, onde a densidade em qualquer ponto é uma função decrescente em relação ao k-ésimo ponto mais próximo. Para cada solução i em Q , obtêm-se as distâncias aos $|Q| - 1$ indivíduos de Q . Logo, estas distâncias são ordenadas em ordem ascendente. A densidade $D(i)$ é formulada como:

$$D(i) = \frac{1}{\sigma_1^k + 2} \quad (42)$$

A densidade de uma solução i é inversamente proporcional a seu σ_i^k , onde $k = \sqrt{|Q|}$. A distância $D(i)$ é um valor maior que zero e menor do que 1. Finalmente, após obter o valor de $R(i)$ e $D(i)$ de um indivíduo i sua aptidão é dada por (43).

$$F(i) = R(i) + D(i) \quad (43)$$

As soluções não-dominadas terão $F(i) < 1$ e as demais $F(i) \geq 1$. Uma vez calculada o valor de aptidão copiam-se as soluções não dominadas de Q para a nova população externa E_{g+1} .

5.3.1.3 Operador de truncamento

Após copiar as soluções não dominadas de Q para a nova população externa E_{g+1} , três situações podem ocorrer:

- i) Se a fronteira não dominada se ajusta exatamente dentro do arquivo externo, isto é, se $|E_{g+1}| = N_{ind}$, o passo de seleção ambiental é satisfeito e não se fazem modificações sobre E_{g+1} ;

- ii) Se a fronteira não dominada for menor do que o arquivo externo, isto é, se $|E_{g+1}| < Nind$, então ordena-se o conjunto Q por valores de $F(i)$ e copiam-se as primeiras $Nind - |E_{g+1}|$ soluções i de Q tal que $F(i) \geq 1$ e completa o arquivo externo e segue os passos do algoritmo;
- iii) Se a fronteira não dominada for maior do que o arquivo externo, isto é, se $|E_{g+1}| > Nind$, então utiliza-se um algoritmo de corte sobre E_{g+1} , em que iterativamente são removidos indivíduos deste arquivo até se ajustar ao tamanho $Nind$. O algoritmo de corte do SPEA2 reduz o tamanho de E_{g+1} para $Nind$. Em cada iteração escolhe-se uma solução tal que a sua distância para o seu vizinho mais próximo seja a menor possível. No caso de empate, se calcula a segunda menor distância, e assim, por diante.

5.3.1.4 Operadores genéticos utilizados no SPEA2

Os operadores genéticos utilizados no algoritmo *SPEA2* são uma necessidade para o processo de evolução do próprio algoritmo e têm a finalidade de manter a diversidade genética dos cenários que são definidos pela população que fazem parte do conjunto E_g . Os operadores genéticos utilizados são: seleção, recombinação e mutação.

5.3.1.4.1 Operador de seleção

Seleção é uma estratégia do algoritmo genético em que genomas individuais são escolhidos a partir de uma população para reprodução posterior (recombinação ou cruzamento). A seleção pode ser realizada por roleta, torneio, amostragem estocástica, etc.

Neste estudo, utilizou-se a seleção por torneio, onde foram realizadas sucessivas disputas para promover a escolha de dois indivíduos (pais) para gerarem novos descendentes (filhos). A estratégia usada foi a realização de dois jogos e em cada jogo foram envolvidos três indivíduos, escolhidos ao acaso, do conjunto E_g sendo o indivíduo de maior aptidão o vencedor do jogo. Os ganhadores dos dois jogos vão para a etapa de recombinação. A codificação do indivíduo é composta por dois cromossomos, com quantidade de genes diferentes (codificação binária com 20 bits). Na Figura 5 é apresentado um exemplo de codificação de um indivíduo, cujo valor da potência ativa é 746 kW e barra de conexão 31.

Figura 5 - Codificação de um indivíduo da população E_g

| potência ativa | barra de conexão da GD |

0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Fonte: Elaboração do próprio autor

A aptidão utilizada no processo de seleção é o valor da potência ativa a ser injetada pela GD no SDEE e dada por (43).

$$P_{GD_i}^r = Potat \times 0,94 \quad (44)$$

Onde $Potat$ é a potência ativa obtida através do algoritmo genético. Com a estratégia utilizada, o exemplo dado na Figura 7, define uma cenário em que $P_{GD_i}^r$ é igual a 701,24 kW e GD conectada na barra 31.

5.3.1.4.2 Recombinação

Nesta etapa, os dois indivíduos ganhadores dos jogos ocorridos na etapa de seleção realizam, através da recombinação, uma troca de informações genética ente si, para gerar novos indivíduos.

Utilizou-se a recombinação do tipo *two-point crossover*, que consiste em selecionar aleatoriamente dois pontos de cruzamentos dentro do vetor cromossomo e, em seguida, trocar os dois cromossomos pais entre esses pontos para produzir dois novos indivíduos (filhos). Para definir a posição dos pontos de recombinação, escolhe-se um número entre 1 e 10 do vetor solução para gerar a potência ativa dos descendentes, e um número entre 11 e 18 para gerar a barra de conexão.

Para exemplificar a estratégia, é mostrado na Figura 6, os dois descendentes gerados a partir de duas soluções maternas, em que foram escolhidos os números 4 e 14 para serem os pontos de recombinação.

Figura 6 - Geração de 2 descendentes a partir de soluções maternas

Pai 1	<table border="1"><tr><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr></table>	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1		
Pai 2	<table border="1"><tr><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>1</td><td>1</td><td>1</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr></table>	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	1	1	1
0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	1	1	1		
Filho 1	<table border="1"><tr><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>1</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>1</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr></table>	0	1	1	0	1	1	1	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1
0	1	1	0	1	1	1	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1		

Filho 2	0	0	1	1	1	1	0	1	1	0	0	0	1	0	0	1	1	1	1	1
---------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Fonte: Elaboração do próprio autor

5.3.1.4.3 Mutação

Neste estudo, a mutação consiste na inversão de valores de uma determinada posição dos vetores filhos 1 e 2. A posição para a mutação binária é determinada pela escolha aleatória de um número entre 1 e 11, que são as variáveis que definem a potência ativa e um número entre 12 e 20, que determina a barra de conexão. Após a escolha da posição e , considerando a taxa de mutação, inverte o valor binário na posição escolhida.

A seguir é apresentado o algoritmo SPEA2

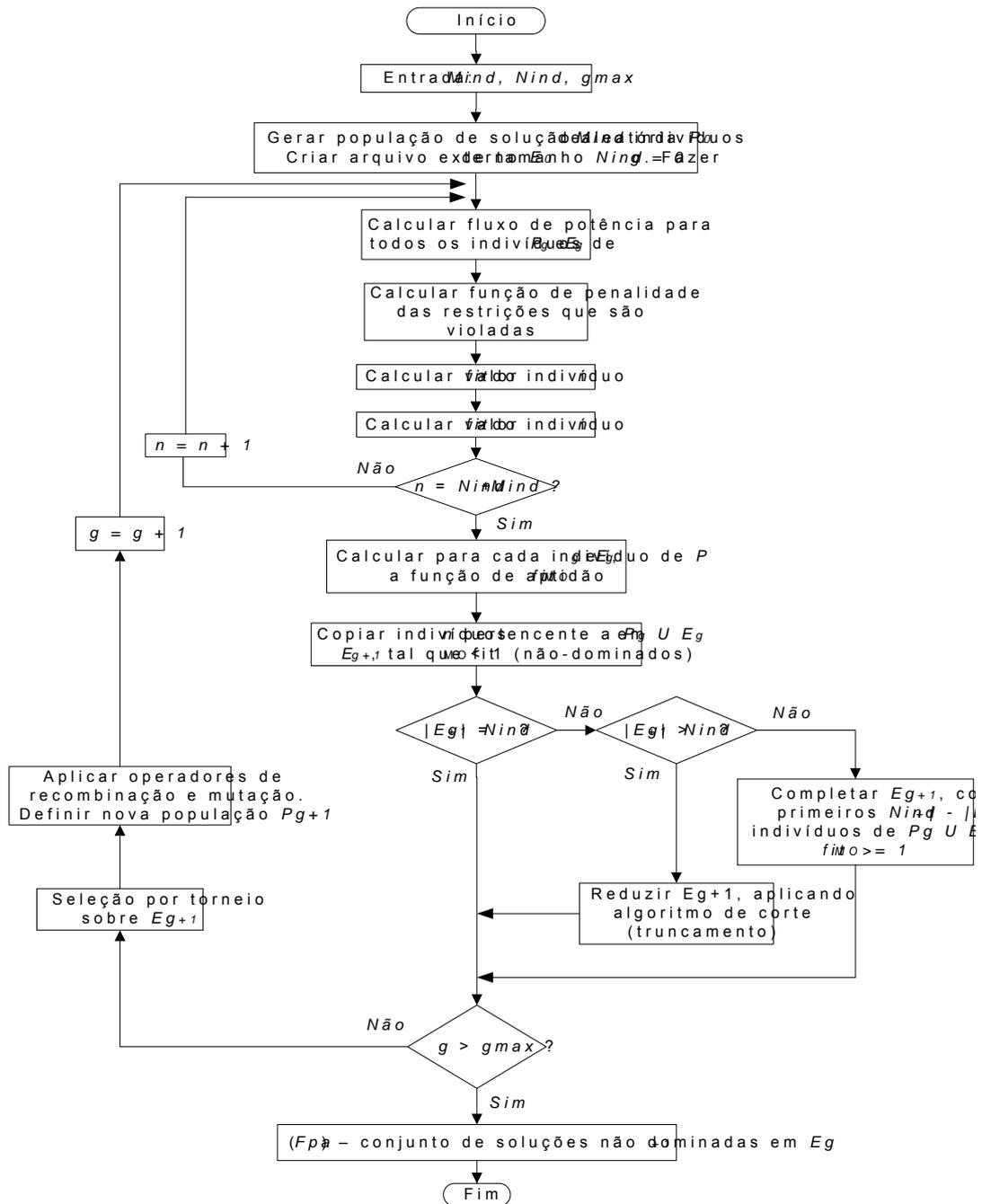
	$Mind$	tamanho da população
Parâmetros de entrada:	$Nind$	tamanho do arquivo externo
	$gmax$	número máximo de iterações
Saída:	Fpa	conjunto não-dominado
Passo 1:	Inicialização	gerar uma população P_0 e criar um arquivo E_0 (inicialmente vazio) inicializar o contador de gerações ($g=0$).
Passo 2:	Atribuição de aptidão	Calcular os valores da função de aptidão, $F(i)$, dos indivíduos i em P_g e E_g conforme equações (16), (17), (26), (27) e (28).
Passo 3:	Seleção ambiental	Copiar todos os indivíduos não dominados de P_g e E_g para E_{g+1} . Se a dimensão de E_{g+1} for superior a $Nind$, então reduzir E_{g+1} através do operador de truncamento; por outro lado, se a dimensão de E_{g+1} for inferior a $Nind$, então completar E_{g+1} com indivíduos dominados de P_g e E_g .

Passo 4:	Critério de parada	Se $g \geq g_{max}$, então estabelece o conjunto Fpa como o conjunto de vetores de decisão representado pelos indivíduos não dominados em E_{g+1} . Parar.
Passo 5:	Seleção	Realizar seleção por torneio com substituição em E_{g+1} para completar o conjunto selecionado.
Passo 6:	Variação	Aplicar operadores de recombinação e mutação ao conjunto selecionado e estabelecer E_{g+1} como a população resultante. Incrementar o contador de gerações ($g=g+1$) e voltar ao Passo 2.

A Figura 7, mostra o algoritmo multiobjetivo utilizado neste trabalho, para o problema 1. A função fit_1 e fit_2 que constam do algoritmo, são calculadas pelas equações (16) e (17) respectivamente.

O conjunto de soluções referente ao Problema 2, são encontradas a partir do conjunto de soluções não-dominadas encontradas ao resolver o Problema 1. Para resolver o Problema 2, inicialmente, são calculados os valores das funções fit_3 , fit_4 e fit_5 através das equações (26), (27) e (28) respectivamente. Na sequência utiliza-se o algoritmo de otimização multiobjetivo, para encontrar dentre as soluções do Problema 1, aquelas que estabelecem compromisso, conforme formulação matemática para o Problema 2.

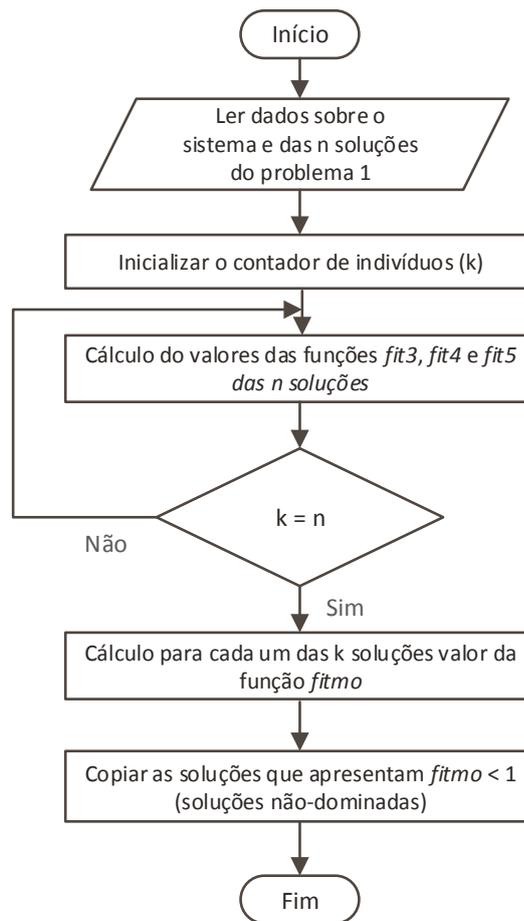
Figura 7 - Diagrama de blocos do processo de otimização multiobjetivo para o Problema 1



Fonte: Elaboração do próprio autor

A Figura 8, apresenta o diagrama de blocos da metodologia utilizada para encontrar o conjunto de soluções não-dominadas para o Problema 2.

Figura 8 - Diagrama de blocos do processo de otimização multiobjetivo para o Problema 2



Fonte: elaboração do próprio autor

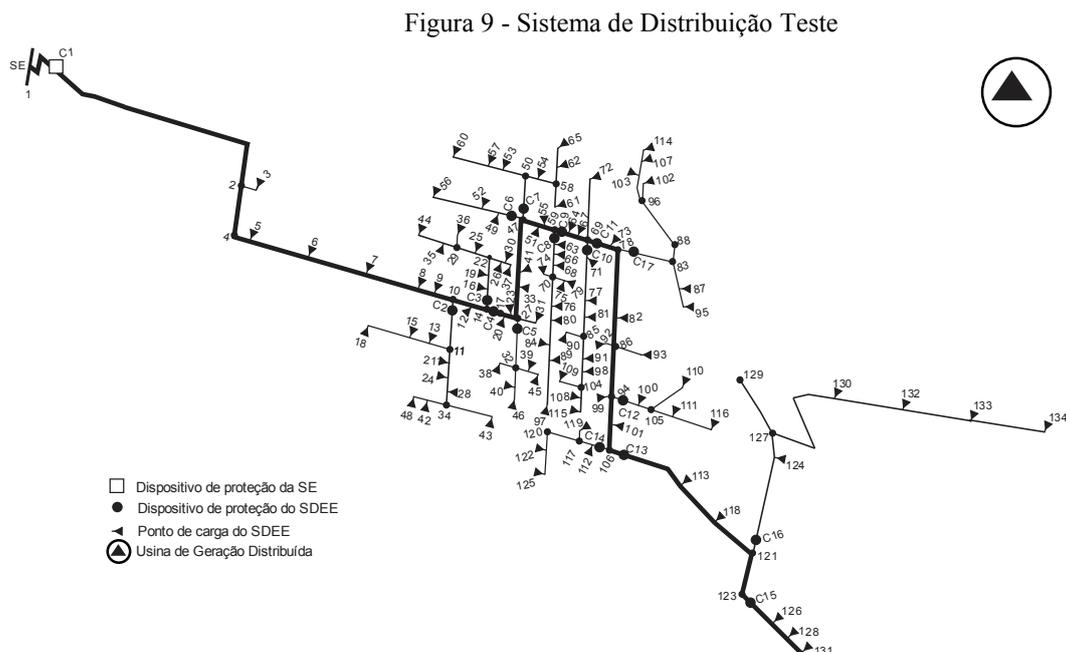
6 TESTES E RESULTADOS

6.1 Introdução

Neste capítulo, descrevem-se os cenários de análise utilizados para ilustrar a metodologia apresentada nos Capítulos 4 e 5, ao mesmo tempo em que se apresentam os resultados obtidos das simulações dos Problemas 1 e 2, realizadas no sistema teste, cujos parâmetros são descritos em (LABORATÓRIO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA - LaPSEE, 2011). As implementações computacionais dos algoritmos foram escritas na linguagem de programação FORTRAN e foram desenvolvidas a partir das metodologias adotadas neste trabalho, conforme descritas na Seção 3.2.1. As simulações foram processadas em um computador com processador Intel® Core™ i5, 2000 MHz. O objetivo deste capítulo é explicitar os resultados obtidos e realizar análise das alternativas, tanto para o PIE como para a DisEE.

6.2 Descrição do sistema teste

O sistema de distribuição utilizado no presente trabalho, Figura 9, corresponde a um alimentador radial trifásico de MT, adaptado de uma cidade do Estado de São Paulo.

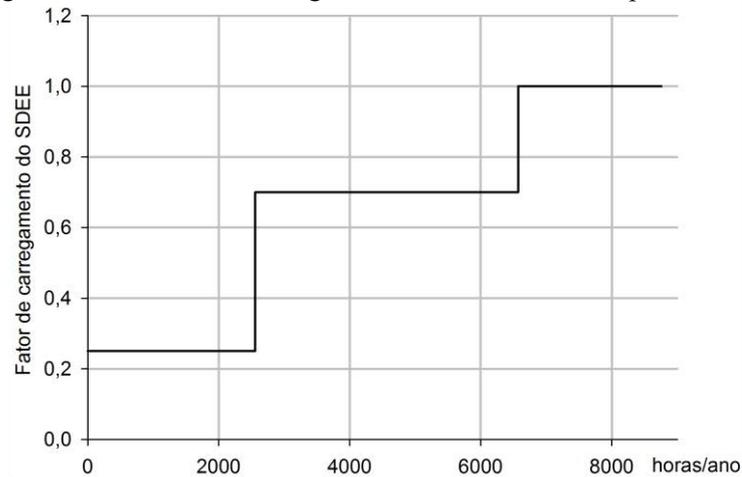


Fonte: LaPSEE (2011)

O alimentador apresenta cabos ACSR 1/0, 2 e 4. Nos testes realizados, utilizou-se uma representação monofásica do sistema original, cujos dados são apresentados nas Tabelas 22 e 23, apêndice A.

Neste trabalho, consideraram-se três níveis de demanda para o SDEE: nível leve com fator de carga de 0,25 e duração de 2555 horas/ano; nível médio com fator de carga de 0,70 e duração de 4015 horas/ano e nível máximo com fator de carga de 1,00 e duração de 2190 horas/ano. Na Figura 10, ilustram-se estes três níveis de demanda. Os níveis de tensão mínimo e máximo considerados para o SDEE são fixados em 0,95 e 1,05 p.u. com a tensão na barra 1 (SE) fixada em 1,00 p.u.

Figura 10 - Nível de carregamento durante um ano para o SDEE



Fonte: Elaboração do próprio autor

Outra condição de teste consiste em avaliar a proposta considerando, como caso de estudo, uma única unidade de GD conectada ao SDEE, modelada como barra PQ, com a excitatriz controlando o fator de potência, fixado em 0,92 atrasado. Os valores de potência a serem injetados pela GD no SDEE, através da barra de conexão, foram discretizados no intervalo de potência mínima de 200 kW e máxima de 1800 kW.

6.3 Resultados para o Problema 1

Para avaliar os custos de responsabilidade do PIE empregou-se uma função matemática que considera os custos de investimento, operação, manutenção, taxa de utilização

do SDEE e construção de uma linha aérea em MT, de circuito simples, ligando a subestação da GD ao SDEE.

Na Tabela 11, apresentam-se os custos de construção para a rede elétrica aérea de tensão 13,8 kV. Os valores são baseados em dados obtidos por consulta a uma empresa distribuidora de energia elétrica, concessionária na região Centro-Oeste do território Brasileiro, para o ano de 2013. Optou-se em considerar uma linha de interconexão (da unidade de GD à barra de conexão do SDEE) trifásica aérea de tensão 13,8 kV e bitola do cabo #1/0 CAA. Ressalta-se que os custos foram obtidos em unidade monetária brasileira, entretanto foram convertidos em outra unidade monetária utilizando a relação 1 unidade monetária = 2,45 reais. Esclarece-se, ainda, que deste ponto em diante denomina-se esta unidade monetária pelo símbolo (\$).

Tabela 11 - Custos estimados para rede aérea em tensão 13,8 kV

Condutor	Custo da linha (\$/km)
3 # 2 CAA	7.192,32
3 # 1/0 CAA	9.763,71
3 # 4/0 CAA	12.355,76
3 # 336,4 MCM	19.439,09

Fonte: Distribuidora de energia do Centro-Oeste, (2013)

Para conexão da GD ao SDEE foi estimada a posição geográfica para a GD ilustrada na Figura 11, e determinada sua distância a todas as barras do SDEE. Estes dados estão apresentados na Tabela A-2, no apêndice A. Na Tabela 12, são apresentados os custos de investimento, operação, manutenção e devido ao uso do SDEE.

Tabela 12 - Custos associados à geração e transmissão de energia pela GD

Custos	Valor
Investimentos	\$/kW 2.245,00
Operação e manutenção	\$/kW 0,0055
Taxa de uso do SDEE	\$/kW/mês 0,003

Fonte: Elaboração do próprio autor

Para os cálculos da função valoração das perdas foram considerados os seguintes custos de energia: *i*) \$ 0,051/kWh se fator de carga igual a 0,25; *ii*) \$ 0,083/kWh se fator de carga igual a 0,70 e *iii*) \$ 0,100/kWh se fator de carga igual a 1,00. O tempo de simulação é um ano com taxa de juros de 11,31%. Os valores monetários utilizados neste trabalho são proporcionais aos utilizados em (PEREIRA JUNIOR, 2014). Define-se, ainda, como caso base

o cenário onde não há GD no SDEE. Nessa condição, o sistema apresenta o montante de perdas anuais de energia conforme dado na Tabela 13.

Tabela 13 - Perdas anuais de energia no SDEE sem GD

Fator de Carga	Perdas em kWh/ano	Custo das Perdas (\$)
0,25 (mínimo)	11.468,67	584,90
0,70 (médio)	143.748,80	11.931,15
1,00 (nominal)	161.920,50	16.192,05
Total	317.137,97	28.708,10

Fonte: Elaboração do próprio autor

O conjunto de soluções não-dominadas considerando as funções objetivos relativas ao PIE: maximização da geração de potência ativa e minimização dos custos associados, é apresentada na Figura 11. Estes resultados foram obtidos usando o algoritmo SPEA2 com os parâmetros apresentados na Tabela 14.

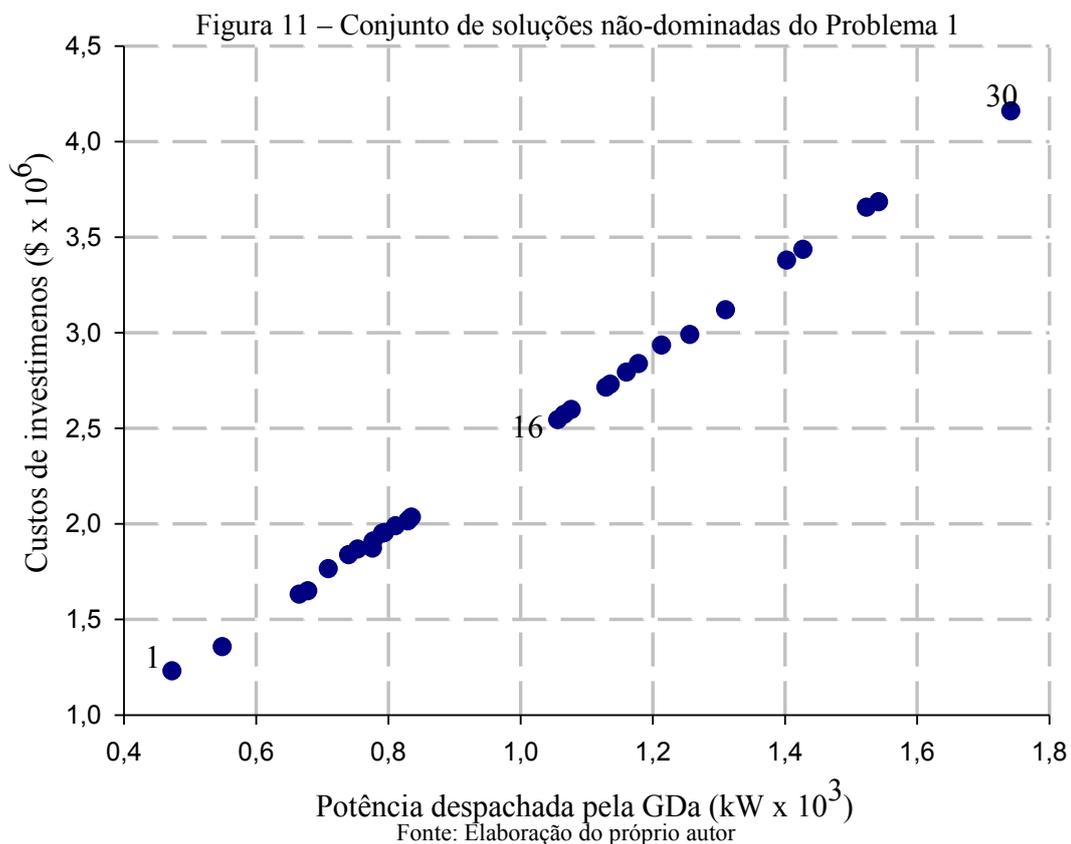


Tabela 14 – Parâmetros utilizados no SPEA2

Parâmetro	Tamanho
População de descendentes	60
Arquivo externos	30
Número máximo de gerações	200

Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Figura 11, apresentam-se as 30 alternativas que pertencem ao conjunto de soluções não-dominadas e seus respectivos custos associados. Qualquer alternativa de solução, entre as apresentadas na Figura 11, conecta a unidade de GD ao alimentador de propriedade da DisEE. Na Tabela 15, apresentam-se os cenários de geração de potência ativa despachada para o SDEE e respectiva barra de conexão, além dos custos de cada configuração das soluções não-dominadas encontradas usando o algoritmo SPEA2. Ainda, na Tabela 15 é apresentada a valoração das perdas que, neste estudo, é modelada por uma função matemática que faz a diferença entre perdas sem GD e perdas com GD.

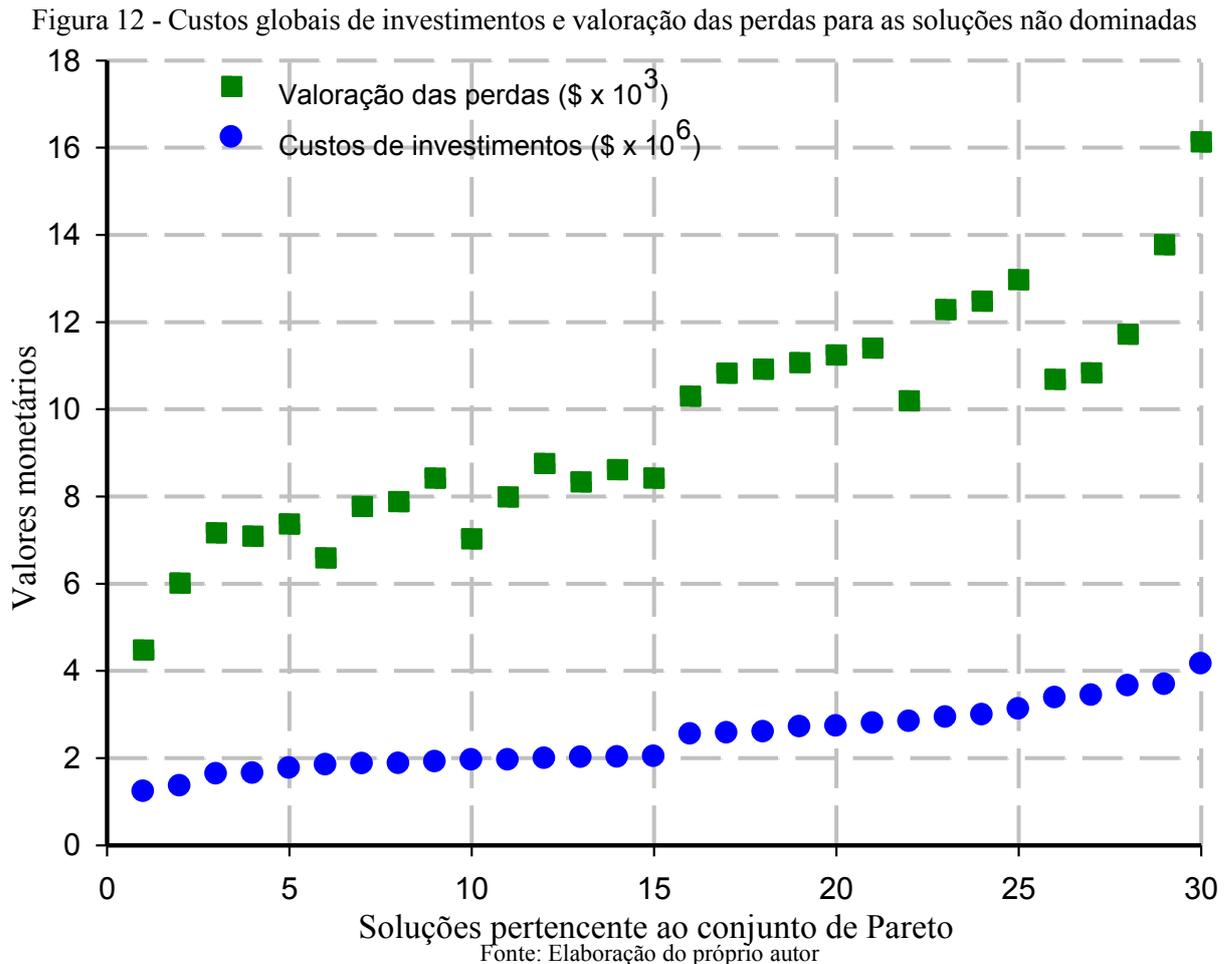
Tabela 15 - Cenários de GD e custos associados para o Problema 1

Solução	Potência injetada pela GD (MW)	Barra de conexão	Distância da GD à barra conexão (km)	Custos de investimento (\$ x 10 ⁶)	Valoração das perdas (\$ x 10 ³)
1	0,4738	42	13,05	1,2265	4,4803
2	0,5497	88	8,03	1,3535	6,0114
3	0,6661	87	8,51	1,6282	7,1668
4	0,6792	7	12,16	1,6457	7,0889
5	0,7102	97	11,65	1,7610	7,3681
6	0,7409	15	11,90	1,8346	6,5915
7	0,7546	84	10,73	1,8639	7,7681
8	0,7770	14	11,06	1,8693	7,8813
9	0,7780	92	10,34	1,9054	8,4227
10	0,7922	12	11,18	1,9467	7,0280
11	0,7954	44	10,71	1,9495	7,9879
12	0,8117	27	10,71	1,9856	8,7564
13	0,8306	54	8,65	2,0111	8,3348
14	0,8315	64	8,96	2,0162	8,6148
15	0,8360	47	9,42	2,0310	8,4212
16	1,0573	50	9,02	2,5404	10,3014
17	1,0669	77	9,58	2,5681	10,8280
18	1,0779	91	10,69	2,5937	10,9216
19	1,1302	55	9,16	2,7109	11,0664
20	1,1367	59	9,14	2,7259	11,2470
21	1,5242	70	9,85	3,6896	11,4033
22	1,1795	30	10,03	2,8338	10,1945
23	1,2144	34	12,90	2,9307	12,2891
24	1,2569	7	12,16	2,9858	12,4786
25	1,3111	3	13,05	3,1153	12,9705
26	1,4036	24	12,30	3,3758	10,6885
27	1,4283	21	12,18	3,4318	11,4030
28	1,1612	8	11,91	3,6516	11,7223
29	1,5427	56	10,43	3,6801	13,7778
30	1,7427	37	10,26	4,1553	16,1340

Fonte: Elaboração do próprio autor

Observa-se, na Tabela 15 e Figura 11, que a valoração das perdas de cada solução encontrada pelo SPEA2 é positiva. Isto significa que em todos os possíveis cenários de conexão da unidade de GD há diminuição de perdas de energia, o que reflete em soluções atrativas para o SDEE.

Na Figura 12, mostra-se a variação dos custos globais de investimento e a valoração das perdas para cada solução pertencente ao conjunto de soluções não-dominada.



Com base na Tabela 15, verifica-se que para o PIE há vários cenários que refletem o compromisso entre os objetivos propostos para o Problema 1. Efetuando-se uma avaliação determinística da penetração da GD no SDEE, verifica-se que os custos de investimento têm uma relação direta com a potência a ser gerada e despachada para o SDEE. Por outro lado, também observa-se, na Figura 11, que à medida que há acréscimos nos investimentos, há uma tendência de aumento na potência gerada, e neste estudo, revelou-se que o aumento da geração de potência provoca aumento na FVP. O aumento da FVP, do ponto de vista econômico, é considerado um ganho monetário (crédito) para a DisEE.

Para que o PIE possa tomar uma decisão sobre qual alternativa é a mais atraente, análises sob dois aspectos devem ser efetuados: *i)* Opção pela alternativa que se apresentar tecnicamente viável e economicamente tenha um custo menor; ou, *ii)* Escolher a alternativa que é tecnicamente viável, e apresente o maior parque de geração de energia. Sob o aspecto técnico, todas as soluções respeitam as restrições impostas pelo modelo matemático, portanto, a decisão pela melhor solução é obrigatoriamente uma avaliação econômica das alternativas. Para avaliar as soluções encontradas utilizando o algoritmo proposto e a inter-relação entre as funções objetivos para o Problema 1, foram assinaladas na Figura 11 e destacadas na Tabela 15, as soluções 1, 16 e 30.

Desta forma, observa-se que a solução que possui o menor investimento é a solução 1, com custos na ordem de \$ 1.226.500,00. Esta solução, porém, propõe o menor parque de GD (0,4738 MW). Por outro lado, a solução que permite construir o maior parque de geração é a solução 30, com GD de 1,7427 MW e investimentos de \$ 4.155.300,00. As soluções 1 e 30 estão nos pontos extremos do gráfico apresentado na Figura 11 e qualquer outra solução situa-se entre estes dois pontos (por exemplo, a solução 16 com geração de 1,0573 MW e investimento da ordem de \$ 2.540,400,00).

Assim, para o PIE, ao considerar aspectos econômicos, a melhor alternativa é aquela que apresenta o menor custo global, portanto solução 1. Porém, ao considerar aspectos operacionais, como por exemplo, a máxima potência de geração, a melhor opção é a alternativa 30. Ao comparar as alternativas 1 e 30, nesta ordem, a geração de energia indica um aumento de 267,81%, enquanto que os custos elevam-se na ordem de 238,79%, passando de \$ 1.226.500,00 para US\$ 4.155.300,00. A decisão por uma destas alternativas ou qualquer outra apresentada na Figura 11 e Tabela 15, passaria pela análise de outros aspectos, que fogem ao escopo deste trabalho, como, por exemplo, a oportunidade de venda de energia, o preço de venda de energia para a DisEE, etc. com o objetivo de avaliar o tempo de retorno do investimento.

Um segundo cenário de análise, na perspectiva do PIE, é aquele em que se leva em consideração os benefícios para o SDEE. Considerando a Figura 12, a solução que apresenta a máxima valoração das perdas é a solução 30, com valoração das perdas da ordem de \$ 16.134,60 anuais, e que conforme parágrafo anterior é a alternativa de maior custo para o PIE. A valoração das perdas representa, do ponto de vista da análise econômica, crédito para a DisEE, pois com a presença da GD há diminuição nas perdas e, conseqüentemente, parte daquela energia perdida sem a presença da unidade de GD retorna (crédito) para a DisEE. Portanto, tendo conhecimento

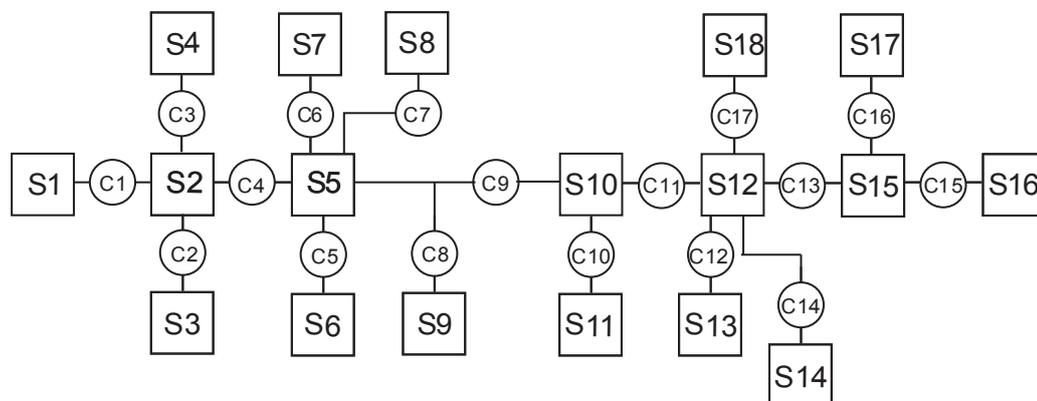
desta ordem de custos, PIE e DisEE discutiriam os termos de opção de contratação de energia elétrica, considerando os interesses de mercado da DisEE e do PIE.

6.4 Resultados para o Problema 2

Para avaliar os custos de responsabilidade da DisEE empregaram-se funções matemáticas que consideram os custos devido à valoração das perdas de energia, confiabilidade e adequação do sistema de proteção do SDEE, frente ao novo cenário com GD. Assim, nesta seção apresentam-se os resultados obtidos com a simulação do Problema 2.

Com o objetivo de implementar o modelo proposto é criado um novo esquema a partir do sistema teste, descrito na Seção 5.3. O SDEE é dividido em seções, sendo que estas estão separadas por um dispositivo de proteção, como mostrado na Figura 13. Estes dispositivos de proteção têm a função de abrir ou fechar, na presença de contingências, isolando as zonas.

Figura 13 - SDEE dividido em seções separadas por chave



Fonte: Elaboração do próprio autor

A metodologia empregada consistiu em, partindo das soluções encontradas para o Problema 1, buscar dentre estas soluções aquela(s) que resolvem o Problema 2. O modelo proposto exige, na simulação, os custos dos equipamentos de proteção (relé de sobrecorrente e RSD-RS), bem como os valores de serviço de instalação e desinstalação de equipamentos e custos advindos da manutenção desses equipamentos. Foram utilizados os custos apresentados nas Tabelas 16 e 17, obtidos em Meneses (2012), bem como em consulta à empresa concessionária na região do Centro-Oeste do território brasileiro.

Tabela 16 - Custos para compra de equipamentos de proteção

Equipamento	Intervalo de Corrente (A)	Custo de compra (\$)
Relé de Sobrecorrente	0 – 50	4000
	51 - 100	4500
	101 – 200	5000
	201 - 500	5500
	501 - 1000	6000
RSD – RS	0 – 50	6000
	51 – 100	6500
	101 – 200	7000
	201 – 500	7500
	501 – 1 000	8000

Fonte: Meneses (2012)

Tabela 17 - Custos de instalação, desinstalação e manutenção de equipamentos de proteção

Equipamento	Relé de sobrecorrente	RSD/RS	Elo-Fusível
Custo instalação/desinstalação	1000	1500	100
Custo de manutenção (US\$/ano)	500	750	50

Fonte: Meneses (2012)

Para os cálculos da confiabilidade foram considerados os seguintes custos para a energia não suprida: *i*) \$ 0,061/kWh se fator de carga igual a 0,25; *ii*) \$ 0,097/kWh se fator de carga igual a 0,70 e *iii*) \$ 0,120/kWh se fator de carga igual a 1,00. O tempo de simulação é um ano com taxa de juros de 11,31%. Esses valores são proporcionais aos utilizados em Pereira Junior, (2014). Na Tabela 18, apresenta-se a barra de conexão, seção e carga da seção para o conjunto das 30 soluções não-dominadas encontradas ao resolver o Problema 1.

Tabela 18 – Seção de conexão de GD

Solução	Potência injetada pela GD (MW)	Barra de conexão	Seção de conexão	Carga da Seção (kW)
1	0,4738	42	3	223,4367
2	0,5497	88	18	54,1267
3	0,6661	87	18	54,1267
4	0,6792	7	2	174,8000
5	0,7102	97	9	213,4100
6	0,7409	15	3	223,4367
7	0,7546	84	9	213,4100
8	0,7770	14	2	174,8000
9	0,7780	92	12	103,3467
10	0,7922	12	2	174,8000
11	0,7954	44	4	244,7200
12	0,8117	27	5	76,6367
13	0,8306	54	8	119,6000

continua

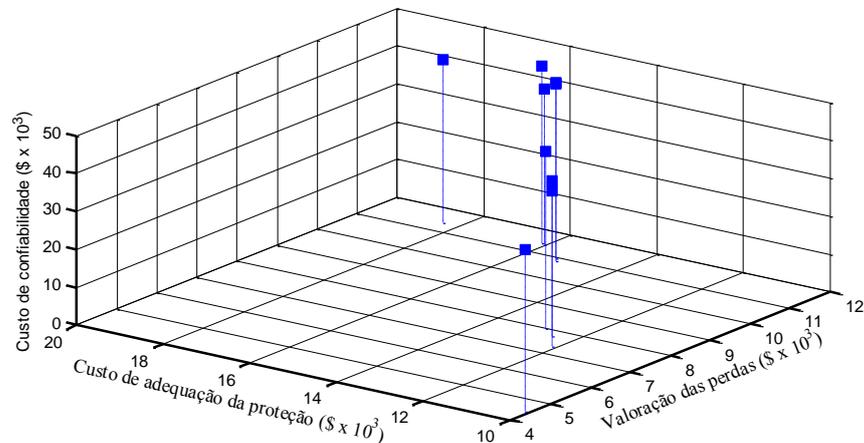
Tabela 18 – Seção de conexão de GD
Continuação

Solução	Potência injetada pela GD (MW)	Barra de conexão	Seção de conexão	Carga da Seção (kW)
14	0,8315	64	10	59,3100
15	0,8360	47	5	76,6367
16	1,0573	50	8	119,6000
17	1,0669	77	11	243,8000
18	1,0779	91	11	243,8000
19	1,1302	55	5	76,6367
20	1,1367	59	5	76,6367
21	1,5242	70	9	213,4100
22	1,1795	30	4	244,7200
23	1,2144	34	3	223,4367
24	1,2569	7	2	174,8000
25	1,3111	3	2	174,8000
26	1,4036	24	3	223,4367
27	1,4283	21	3	223,4367
28	1,1612	8	2	174,8000
29	1,5427	56	7	92,0000
30	1,7427	37	2	174,8000

Fonte: Elaboração do próprio autor

Conforme metodologia adotada neste estudo, através do algoritmo SPEA2 e considerando os 30 cenários de GD descritos na Tabela 18, são determinadas as soluções não-dominadas que: maximizam o custo de confiabilidade do SDEE, maximiza o custo de valoração das perdas e minimiza o custo de adequação do sistema de proteção quando da conexão da GD. O conjunto de soluções não-dominadas, como resposta do algoritmo SPEA2 para o Problema 2, é apresentado na Figura 14.

Figura 14 – Soluções não dominadas para o Problema 2



Fonte: Elaboração do próprio autor

As soluções mostradas na Figura 14 são descritas na Tabela 19.

Tabela 19 – Custos das soluções do Problema 2 pertencente ao conjunto de soluções não-dominadas

Solução	Potência despachada (MW)	Barra de conexão	Seção	Valoração das perdas (\$ x 10³)	Custo de Confiabilidade (\$ x 10³)	Custo de Adequação proteção (\$ x 10³)
1	0,4738	42	3	4,4803	42,7793	10,0718
2	0,7102	97	9	7,3681	40,8597	12,1278
3	0,7546	84	9	7,7681	40,8597	12,5139
4	0,7954	44	4	7,9879	46,8542	12,8691
5	1,0669	77	11	10,8280	46,6782	15,2307
6	1,0779	91	11	10,9216	46,6782	15,3268
7	1,4283	21	9	11,4030	42,7793	18,3747
8	1,5242	70	9	11,4033	40,8597	16,0514
9	1,7427	37	4	11,4342	46,8542	16,1340

Fonte: Elaboração do próprio autor

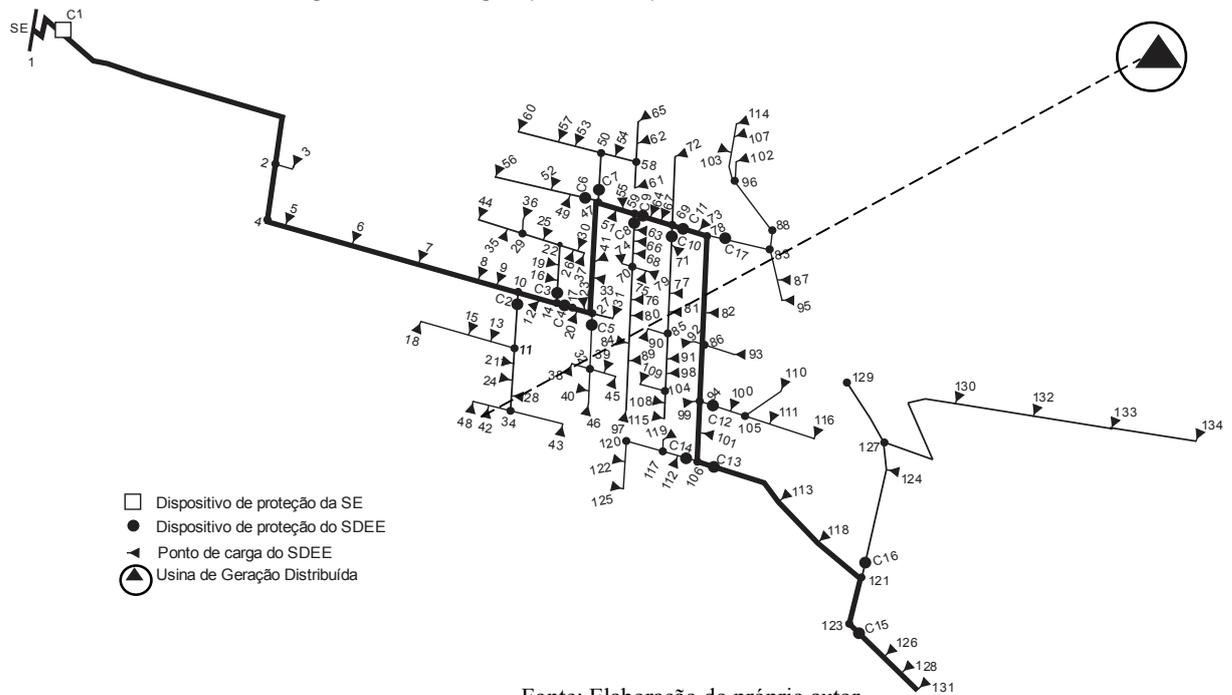
Todas as soluções encontradas pelo algoritmo SPEA2 consideram a instalação de uma única unidade de GD com potência ativa a ser despachada conforme Tabela 19. Os dados da coluna valoração das perdas foram obtidos através da simulação da função FVP, que retorna um valor dado pela diferença entre o custo das perdas sem GD e custo das perdas com GD.

As perdas anuais de energia sem GD, que representa um custo adicional, relativa à energia fornecida aos consumidores, somam \$ 28.708,80. Analisando os dados apresentados na Tabela 19, verifica-se que a solução 1 têm o menor valor para FVP. Isto ocorre devido ao fato de que neste cenário as perdas anuais no SDEE com GD somam o montante de \$ 24.228,10, e a diferença entre SDEE sem GD e com GD fornece o valor de \$ 4.480,00 (ver Tabela 19) que representa a redução das perdas de energia. Na Figura 15, mostra-se a configuração correspondente à solução 1.

Ainda, considerando a solução 1, verifica-se que os custos de confiabilidade atingem o montante de \$ 42.779,30 que corresponde ao valor da energia anual não suprida pelo SDEE e que foi restaurada pela GD. Conforme a metodologia adotada neste trabalho na formação das seções, a barra 42 pertence à seção 3, com carga instalada de 223,4367 kW. Assim, o montante de \$ 42.779,30 é obtido como uma redução de custos e considerando a ocorrência de contingência em algum ponto do SDEE, fora da seção 3, e estando a GD conectada nesta seção apta a operar de forma ilhada, fornecendo energia aos consumidores, e assim mantendo-se a continuidade do serviço de fornecimento de energia e aumentando a confiabilidade do SDEE. Com isto também, provoca redução no número de consumidores que

ficam sem energia, melhorando os índices referente ao alimentador e evitando, dependendo da situação, o pagamento de multas. Portanto, este valor representa um dos benefícios da conexão da GD no SDEE que pode ser levado em consideração na tomada de decisão sobre em qual barra conectar a GD.

Figura 15 – Configuração da solução 1, GD conectada ao SDEE



Fonte: Elaboração do próprio autor

Na coluna custo de adequação, para a solução 1, é dado o valor de \$ 10.071,80 que corresponde ao custos de compra e instalação de um relé de sobrecorrente e um RSD-RS, sendo que o relé deverá substituir a chave 2, que está entre a SE a GD e o RSD-RS será instalado na linha que liga a barra 11 à barra 10. Esses equipamentos permitem que a GD possa operar de forma ilhada após contingência em algum ponto do sistema, com exceção da seção na qual está conectado a GD.

Ainda, considerando as alternativas apresentadas na Tabela 19, e comparando os valores tabelados para as soluções 1 e 2, observa-se que a solução 2 que conecta a GD na barra 97 localizada na seção 9 com carga instalada de 213,41 kW, apresenta uma valoração das perdas maior que a solução 1. Isto ocorre devido o fato de que a potência despachada pela GD, solução 2, é de 0,7102 MW, provocando assim, menor perdas no SDEE e, conforme revelado pelo estudo, aumenta a FVP, gerando benefícios maiores para o SDEE.

Comparando os custos de adequação da proteção, verifica-se que à medida em que aumenta a potência despachada pela unidade de GD há, também, aumento do custo de

adequação do sistema de proteção como, mostrado na Tabela 19. Isto acontece devido ao modelo implementado neste estudo, que define os custos de equipamento de proteção em termos da corrente elétrica injetada pela GD no SDEE, a qual depende da potência ativa a ser despachada pela GD. Sob este ponto de vista, e considerando as soluções apresentadas na Tabela 19, a corrente elétrica injetada pela GD varia no intervalo de 19,82 A a 72,91 A, para os cenários de menor potência e cenário de maior potência, respectivamente. Conforme Tabela 16, observa-se que relés de sobrecorrente que operam no intervalo de até 50 A possuem custo de \$ 4.000,00 enquanto que relés de sobrecorrente que operam no intervalo de 51A a 100A custam \$ 4.500,00. Os dispositivos RSD-RS, com possibilidade de ajuste no intervalo até 50A e 51A a 100A, têm custos de \$ 6.000,00 e \$ 6.500,00 respectivamente. Assim, na faixa de corrente elétrica nominal para os cenários de GD, os custos para os equipamentos de proteção que permite a GD operar de forma ilhada é apresentado na Tabela 19. Conforme Tabela 19, observa-se uma variação dos custos da ordem de 60,19% considerando o cenário de menor geração e o de maior geração.

A Tabela 19, mostra que o custo de confiabilidade, para todas as alternativas, tem um comportamento pouco sensível, com o aumento de potência de geração. Estes custos representam a energia fornecida pela GD ao operar de forma ilhada na presença de alguma contingência no SDEE. Como pode ser observado na Tabela 19, as soluções não-dominadas para o Problema 2 definem, como ponto de conexão da GD as seções 3, 9, 4 e 11. Na Tabela 18, apresenta-se a carga instalada em cada seção e pode-se observar que as seções 3, 9, 4 e 11 são aquelas que possuem as maiores cargas instaladas e com valores bem próximos. Isto explica o fato do custo de confiabilidade se mostrar de maneira quase uniforme nos cenários para o Problema 2. Por sua vez, as seções 3, 4, 9 e 11, representam, para a DisEE, as melhores alternativas de conexão da GD, haja vista que estando a GD nestas seções e operando de forma ilhada poderá fornecer energia aos consumidores ligados na seção e com isso a DisEE reduz as perdas pelo não fornecimento de energia elétrica.

Assim, quando avaliadas todas as alternativas, na Tabela 19, verifica-se que as soluções que se revelam, as melhores para a DisEE, são as soluções 4, 5, 6, e 9. Estas soluções conectam a GD nas barras 44, 77, 91 e 37, respectivamente, sendo que estas barras pertencem à seção 4 e 11.

Com base nos resultados obtidos, pode-se dizer que a melhor solução para a DisEE é a solução 4 ou a solução 9, que conecta a GD na barra 44, com potência ativa de 0,7954 MW e conecta GD na barra 37, com potência ativa de 1,7427 MW, respectivamente. A solução 4

provoca uma diminuição das perdas anuais de energia do SDEE de 5,10%, enquanto que a solução 9 diminui as perdas anuais de energia do SDEE em 7,30%. Nestes cenários o custo anual de confiabilidade tem o valor na ordem de \$ 46.854,20 o qual, representa o retorno financeiro pelo fato da GD estar operando de forma contínua e fornecendo energia para a seção 4, na hipótese de contingências no SDEE. Operar a GD ilhada provoca custo de investimentos na ordem de \$ 12.869,10 para a solução 4, \$ 15.230,70 para a solução 5, \$ 15.326,80 para a solução 6 e \$ 16.134,40 para a solução 9. Comparando estes valores a DisEE faz um investimento inicial e garante o retorno desse investimento, em curto prazo.

Na Tabela 20, apresenta-se uma comparação entre os custos anuais de responsabilidade do PIE e da DisEE para os cenários de GD que refletem os interesses para ambos. Analisando a Tabela 20, observa-se que o cenário mais atraente para o PIE, do ponto de vista de quantidade de investimentos exigido é a solução 1, entretanto não é a alternativa mais atraente se considerarmos os interesses da DisEE. Para a DisEE a solução mais atrativa é a solução 4 e 9. Apenas a interconexão da GD já permite que a DisEE tenha benefícios, haja vista que esta interligação aumenta para o valor máximo a valoração das perdas, o que significa menos perdas técnica com a conexão de GD e conseqüentemente, acréscimo na quantidade de energia a ser vendida para os consumidores.

Outro efeito benéfico observado é com relação à confiabilidade do SDEE. A quantidade de investimentos exigidos da DisEE em dispositivos de proteção que permitirá que a GD opere de forma ilhada, se comparado ao custo de confiabilidade que é o valor monetário que a DisEE receberá em um ano, permite avaliar a solução 4 e 9 como as mais atraentes para a DisEE. Entretanto, para o PIE, avaliando, do ponto de vista econômico, a solução 9 é a pior solução, pois exige um alto investimento.

Tabela 20 – Custos das soluções para o Problema 1 e Problema 2

Sol	PIE			DisEE		
	Potência despachada (MW)	Barra de conexão	Custo de Investimentos (\$ x 10 ⁶)	Valoração das perdas (\$ x 10 ³)	Custo de Confiabilidade (\$ x 10 ³)	Custo de Adequação proteção (\$ x 10 ³)
1	0,4738	42	1,2265	4,4803	42,7793	10,0718
2	0,7102	97	1,7610	7,3681	40,8597	12,1278
3	0,7546	84	1,8639	7,7681	40,8597	12,5139
4	0,7954	44	1,9495	7,9879	46,8542	12,8691
5	1,0669	77	2,5681	10,8280	46,6782	15,2307

continua

Tabela 20 – Custos das soluções para o Problema 1 e Problema 2
Continuação

Sol	PIE			DisEE		
	Potência despachada (MW)	Barra de conexão	Custo de Investimentos (\$ x 10 ⁶)	Valoração das perdas (\$ x 10 ³)	Custo de Confiabilidade (\$ x 10 ³)	Custo de Adequação proteção (\$ x 10 ³)
6	1,0779	91	2,5937	10,9216	46,6782	15,3268
7	1,4283	21	3,4318	11,4030	42,7793	18,3747
8	1,5242	70	3,6896	11,4033	40,8597	16,0514
9	1,7427	37	4,1553	11,4342	46,8542	16,1340

Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Tabela 20, observa-se que quando a GD tem a menor capacidade de geração, a quantidade de investimento exigido, tanto do PIE (\$ 1.226,500,00) quanto da DisEE (\$ 10.071,80) é o menor valor monetário. A medida em que a capacidade da GD aumenta há um considerável aumento nos investimentos para o PIE, enquanto que para a DisEE, também há aumento nos investimentos, porém menos significativo se comparado com os investimentos do PIE.

As melhores soluções para o PIE e uma das melhores soluções para o DisEE são os extremos da Tabela 20. A solução 1 é aplicável para o PIE ao considerar a hipótese de mínimo custo global. Para a DisEE a solução 9 é aplicável quando considerar os seus interesses, pois maximiza a valoração das perdas e maximiza custo de confiabilidade. Assim, essas soluções extremas são conflitantes na discussão de um contrato de compra e venda de energia. Nesse sentido as demais soluções podem ser analisadas e escolher aquela que seja mais atrativas para o PIE e DisEE, ou ainda aquela que forneça menores custos para o consumidor.

7 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

O objetivo deste trabalho foi encontrar alternativas de conexão de GD que se aproximem dos interesses do PIE e da DisEE. Desta forma, foi apresentada uma proposta de estudo de um SDEE para efetuar a avaliação econômica e técnica na perspectiva de ambos, PIE e DisEE, bem como contribuir na direção de oferecer elementos que sirvam de base para a solução do conflito que estabelece-se quando a decisão é pelo melhor ponto de conexão de GD.

Os modelos matemáticos para a alocação da GD no SDEE inclui variáveis que os tornam mais realista. Os modelos foram formulados através de dois problemas e resolvidos utilizando o algoritmo SPEA2. A proposta apresentada foi testada usando os dados de um sistema teste de 135 barras e supondo uma única unidade de GD conectada ao SDEE em nível de distribuição.

Para o Problema 1, o algoritmo de OM, encontrou um conjunto de trinta soluções não-dominadas em que é possível avaliar a capacidade de geração de potência ativa e os custos globais (investimentos, operação e manutenção, transporte da energia gerada e custo de uso do SDEE). Estas soluções, de acordo com este estudo, representam as respostas para o modelo proposto e qualquer uma das alternativas pode ser adotada pelo PIE para produção de energia e conexão ao SDEE. Como pode ser observado nos resultados, a capacidade da GD está discretizada no intervalo de 0,4738 kW a 1,7427 kW. Estes valores representam o extremo das soluções não-dominadas e verifica-se que para o menor valor de geração os custos globais apresenta o menor valor enquanto que, para a maior capacidade de geração os custos globais atinge o maior valor, entre as soluções encontradas pelo algoritmo. Entre o extremo mínimo e o extremo máximo, os custos se elevam da ordem de 238,79%.

Em seguida, o Problema 2 foi resolvido considerando como espaço de busca as trinta soluções não-dominadas encontradas, pelo algoritmo SPEA2, ao resolver o Problema 1. Para resolver o Problema 2, o algoritmo de OM, é implementado para encontrar as soluções não-dominadas que representem as características de interesse para a DisEE que são: maximização da FVP, maximização da confiabilidade e minimização dos custos de adequação do SDEE. Entre as trinta soluções, o algoritmo retornou um conjunto de nove soluções não-dominadas que representam as alternativas de interconexão da GD que atende às expectativas da DisEE. O conjunto de soluções não-dominadas, fornecido pelo algoritmo SPEA2, para o Problema 2, apresenta a quantidade de investimento exigido para adequação do SDEE, bem como valores de créditos para a DisEE. Assim, com os resultados do trabalho a DisEE pode

avaliar o retorno financeiro que cada solução promove e decidir pela melhor alternativa de conexão da GD. Neste sentido, a melhor cenário para a DisEE é aquele em que se conecta a GD na barra 44, que corresponde a um investimento de \$ 12.869,10 em adequação do sistema ou na barra 37 com investimentos de \$ 16.134,00 e, adequação do sistema de proteção. Optar por conectar GD na barra 44 trará o benefício de crédito de \$ 54.842,10 devido à valoração das perdas (diminuição das perdas com a conexão da GD) acrescida da confiabilidade que representa os créditos devido ao fato da GD operar de forma ilhada. A opção por conectar a GD na barra 37 trará benefício de crédito de \$ 58.288,40.

Ao comparar os custos de responsabilidade do PIE e da DisEE considerando que, neste estágio o conjunto de soluções para a conexão de GD se resume às nove soluções encontradas quando da resolução do Problema 2, observa-se que uma das opções mais atrativa para a DisEE é, do ponto de vista econômico, a alternativa menos atrativa para o PIE. Como pode ser verificado, algumas soluções resultam em economia para a DisEE e baixo investimento pelo PIE. Estas soluções, de acordo com este estudo, representam as respostas para os modelos proposto e qualquer uma delas pode ser adotada para se estabelecer uma negociação entre PIE e DisEE, pois atende às expectativas de ambos. Pode-se também encontrar a solução que traz o menor custo global, que poderá ser a mais interessante para o PIE.

O modelo proposto, neste estudo, apresenta simplificações, desta forma, é possível que não seja o melhor modelo, porém, chegou-se a soluções que muito provavelmente contribuem para uma tomada de decisão sobre o ponto de conexão de GD. Entretanto, o modelo desenvolvido desconsidera algumas variáveis, como por exemplo, os custos provenientes das reformas no SDEE. Em um estudo, mais amplo, que examine todos os possíveis custos e que faça uso do critério do menor custo global, é possível que haja elevação dos gastos por parte da DisEE, tendo-se então outro conjunto de soluções.

Diante dos resultados obtidos, pode-se concluir que o algoritmo proposto mostrou-se capaz de resolver os Problemas 1 e 2, produzindo soluções factíveis, do ponto de vista técnico, e ao mesmo tempo em que atendem aos interesses do PIE e DisEE, definidos pelo modelo utilizado. Entretanto, o modelo desenvolvido desconsidera outras variáveis que em um modelo mais amplo exigiria a reformulação da proposta.

Assim, em trabalhos futuros, outros modelos matemáticos podem ser desenvolvidos considerando:

- Inclusão de incertezas, na geração e nas cargas, na função objetivo para o PIE e para a DisEE uma função objetivo que inclua a relação custo/benefício com limites de investimentos;

- Inclusão de todos os componentes, com custos reais, na função objetivo para o PIE e para a DisEE;
- Inclusão de simulação de falhas e processo de otimização das seções na função objetivo de confiabilidade.
- Neste trabalho, foi adotada a estratégia de resolver primeiramente o problema 1 e com as soluções não-dominadas encontradas realizar a otimização com as funções objetivos do problema 2. Em outro estudo, será adotada a estratégia inversa.
- Os dois problemas de otimização serem resolvidos ao mesmo tempo através de um modelo de programação binível para encontrar solução que sejam de interesse do PIE e da DisEE.

REFERÊNCIAS

- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SODER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 57, n. 3, p. 195–204, May 2004.
- AGHELI, A. et al. Reducing the impact of DG in distribution networks protection using fault current limiters. In: CONFERENCE INTERNATIONAL ON POWER ENGINEERING AND OPTIMIZATION, 4., 2010, Malaysia. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2010. p. 298 – 303.
- AHMADI, M.; YOUSEFI, A.; SOROUDI, A. et al. Multi-objective distributed generation planning using NSGA-II. In: INTERNATIONAL POWER ELECTRONICS AND MOTION CONTROL CONFERENCE, 13., 2008, Poznan. **Proceedings...** Poznan: EPE-PEMC, 2008. p.1847-1851.
- ALARCON-RODRIGUEZ, A.; AULT, G.; GALLOWAY, S. Multi-objective planning of distributed energy resources: a review of the state-of-the-art. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Kidlington, v. 14, N. 4, p. 1353-1366, 2010.
- ALARCON-RODRIGUEZ, A.; AULT, G.; MCDONALD, J. Planning highly distributed power systems: effective techniques and tools. In: CIRED, 7, 2007, Viena. **Proceedings...** Viena: Viena, 2007. p. 1-4.
- ALARCON-RODRIGUEZ, A.; HAESSEN, E.; AULT, G. et al. Multi-objective planning framework for stochastic and controllable distributed energy resources. **IET Renewable Power Generation**, Stevenage, v. 3, n. 2, p. 227-238, 2009.
- ANDERSON, P. M. **Analysis of faulted power systems**. New York: IEEE Pres Power Systems Engineering series, 1998. 235 p.
- ANDERSON, P. M. **Power system protection**. New York: IEEE, 1995. 513 p. (Power Systems Engineering Series, 1).
- ANEEL-AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Banco de informações de geração**. Brasília, DF: Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15>>. Acesso em: 10 dez. 2012.
- _____. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST): módulo 1: introdução**. Brasília, DF: Rio de Janeiro, 2011a. 60 p.
- _____. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST): módulo 2: planejamento da expansão do sistema de distribuição**. Brasília, DF: Brasília, DF: Rio de Janeiro, 2011b. 35 p.
- _____. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST): módulo 8: qualidade da energia elétrica**. Brasília, DF: Brasília, DF: Rio de Janeiro, 2012. 72 p.

ARROYO, J. E. C. **Heurísticas e metaheurísticas para otimização combinatória multiobjetivo**. 2002. 232 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

AYRES, H. M. **Desenvolvimento de metodologias de análise de geradores distribuídos em sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2010. 196 f. (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade de Campinas, Campinas, 2010.

BARAN, M. E.; WU, F. F. Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing. **IEEE Power Engineering Review**, Piscataway, v. 9, n. 4, p.101-102, 1989.

BARKER, P. P.; DEMELLO, R. W. Determining the impact of distributed generation on power systems: part 1- radial distribution systems. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2000, Seattle. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2000.

BO, W.; KA, L. Analysis of the distributed generation system and the influence on power loss. In: CONFERENCE ON POWER AND ENERGY ENGINEERING ASIA-PACIFIC, 2011, Wuhan. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2011. p. 1-4.

BORGES, C. L. T.; FALCÃO, D. M. Impact of distributed generation allocation and sizing on reliability, losses and voltage profile. In: POWER TECH, 2003, Bologna. **Proceedings...** Bologna: [s.n.], 2003.

_____. Optimal distributed generation allocation for reliability, losses and voltage improvement. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Amsterdam, v. 28, n. 6, p. 413–420, Jul. 2006.

BRAUN, M. **Provision of ancillary services by distributed generators**. 2008. 187 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universität Kassel, Kassel, 2008.

BROWN, R. E. et al. Siting distributed generation to defer T&D expansion. In: IEEE TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, 2001, Atlanta. **Proceedings...** Atlanta: [s.n.], 2001.

BROWN, R. E., FREEMAN, L. A. A. Analyzing the reliability impact of distributed generation. In: POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2001, Vancouver. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2001.

BURGERS, J.; OMMEN, R. V.; VERHEIJ, F. **System integration of distributed generation - renewable energy systems in different european countries**. Arnhem: Kema, 2009. 133 p.

CALDON, R.; STOCCO, A.; TURRI, R. Feasibility of adaptive intentional islanding operation of electric utility systems with distributed generation. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 78, p. 2017-2023, 2018. Disponível em: <<http://www.elsevier.com/locate/ijepes>>. Acesso em: 9 out. 2013.

CELLI, G. et al. A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 20, n. 2, p. 750-757, 2005.

_____. A multiobjective approach to maximize the penetration of distributed generation in distribution networks. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON PROBABILISTIC METHODS APPLIED TO POWER SYSTEMS, 9., 2006, Stockholm. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2006. p. 1-6.

CHAO, Y.; XIANGJUN, Z.; YUNFENG, X. Improved algorithm for fault section location in distribution network with distributed generations. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INTELLIGENT COMPUTATION TECHNOLOGY AND AUTOMATION, 2008, Hunan. **Proceedings...** Hunan: [s.n.], 2008.

CHAPMAN, S. J. **Electric machinery fundamentals**. New York: McGraw-Hill, 2005.

CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 10, n. 2, p. 661–769, May 1995.

CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 10, n. 2, p. 661–769, May 1995.

CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R. An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. Voltage profile improvement with distributed windturbine generation: a case study. **IEEE Transactions on energy conversion**, New York, v. 19, n. 4, p. 764–773, 2004.

CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R. Voltage profile improvement with distributed windturbine generation: a case study. **Power Engineering Society General Meeting**, Miami, v. 4, p. 2331–2336, 2003.

CHOWDHURY, S. P.; CHOWDHURY, S.; CROSSLEY, P.A. Islanding protection of active distribution networks with renewable distributed generator: a comprehensive survey. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 79, p.1251-1255, 2009.

_____. UK scenario of islanded operation of active distribution networks with renewable distributed generator. **Electrical Power and Energy Systems**, Amsterdam, v. 33, p. 1251-1255, 2011.

CIRIC, R. M.; PADILHA-FELTRIN, A.; OCHOA, L. F. Power flow in four-wire distribution networks - general approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 18, n. 4, p.1283–1290, Set. 2003.

COELLO, C. A. C. An updated survey of GA-based multiobjective optimization techniques. **ACM Computing Surveys**, New York, v. 32, n. 2, p. 109-143, 2000.

COELLO, C. A. C.; LAMONT, G. B.; VELDHUIZEN, D. A. V. **Evolutionary algorithms for solving multi-objective problems**. New York: Springer, 2007. 610 p.

COHON, J. L. **Multiobjective programming and planning**. New York: Dover, 2003. 352 p.

BRITTO, T. M. de. et. al. Distributed generation impacts on the coordination of protection systems in distribution networks. In: TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, 2004, São Paulo. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2004. p. 623-628.

DEB, K. **Multi-objective optimization using evolutionary algorithms**. Hoboken: John Wiley & Sons, 2001. 518 p.

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

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

DE LEÃO, M. T. P.; MATOS, M. A. Distribution planning with fuzzy loads and independent generation. In: **International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 14**, Birmingham, 1997. v. 6, p.12/1 – 12/6.

_____. Fuzzy models for producers from natural resources. **IEEE World Congress on Computational Intelligence**, Anchorage, v. 2, p.1044-1047, 1998.

_____. Multicriteria distribution network planning using simulated annealing. **International Transactions in Operational Research**, London, v. 6, p. 377-391, 1999.

DEWADASA, M. **Protection of distributed generation interfaced networks**. 2010. 157 f. Tese (Doutorado em Filosofia) – Queensland University of Technology, Queensland, Austrália, 2010.

DISTRIBUTED GENERATION WITH HIGH PENETRATION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES - DISPOWER. **Drafts of different contract structures**. Kassel: [s.n.], 2005. Disponível em: <[www.iset.uni-kassel.de/dispower static/deliverable.html](http://www.iset.uni-kassel.de/dispower%20static/deliverable.html)>. Acesso em: 15 dez. 2012.

DISTRIBUTED GENERATION WITH HIGH PENETRATION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES - DISPOWER. **Final report**. Kassel: [s.n.], 2006. Disponível em: <[www.iset.unikassel.de/dispower static/deliverable.html](http://www.iset.unikassel.de/dispower%20static/deliverable.html)>. Acesso em: 15 dez. 2012.

DOYLE, M. T. Impacts of distributed generation on power system transient stability. In: POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, IEEE, INTERNATIONAL CONFERENCE ON INTELLIGENT COMPUTATION TECHNOLOGY AND AUTOMATION, 2002, Chicago. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2002. p. 862-867.

DOYLE, M. T. Reviewing the impacts of distributed generation on distribution system protection, In: POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, IEEE, INTERNATIONAL CONFERENCE ON INTELLIGENT COMPUTATION TECHNOLOGY AND AUTOMATION, 2002, Chicago. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2002. p. 103-105.

DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E. Distributed generation. **IEEE Industry Applications Magazine**, New York, v. 8, n. 2, p. 19–25, Apr. 2002.

DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E. Operating conflicts for distributed generation on distribution systems. In: RURAL ELECTRIC POWER CONFERENCE, 2001, Little Rock. **Proceedings...** Little Rock: [s.n.], 2001.

DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E.; BALL, G. J. Planning for distributed generation. **IEEE Industry Applications Magazine**, New York, v. 7, n. 2, p. 80–88, Apr. 2001.

ELETROSUL – CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. **Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica - PROINFA**. Santa Catarina: Florianópolis 2012. Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/acamara/altosestudios/seminarios/energiasrenov/custodio2.pdf>>. Acesso em: 10 dez. 2012.

EMPRES DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Balço energético nacional**. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

ELGERD, O. L. **Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica**. São Paulo: McGraw-Hill, 1976. 604 p.

EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M. M. A. Distributed generation technologies, definitions and benefits. **Electric Power Systems Research Journal**, Amsterdam, n. 71, p. 119-128, 2004.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS - FGV. Energia elétrica e inovações energéticas. **Revista FGV Projetos**, Rio de Janeiro, n. 1, 2011. Disponível em: <http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/9422/PUB_ENERGIA%20ELÉTRICA.pdf?sequence=1>. Acesso em: 12 dez. 2012.

HADIAN, A.; HAGHIFAM, M. R. Risk based DG placement with consideration of uncertainties of load generation and market regulation. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 12., 2009, Prague. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2009. p. 1-4.

HAGHIFAM, M. R.; FALAGHI, H.; MALIK, O. P. Risk-based distributed generation placement. **IET Generation, Transmission & Distribution**, New York, v. 2, n. 2, p. 252–260, Mar. 2008.

HSIEH, S. Bi-Objective planning for distributed generations in distribution systems using particle swarm optimization and compromise programming. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRIC UTILITY DEREGULATION AND RESTRUCTURING AND POWER TECHNOLOGIES (DRPT), 4., 2011, Weihai. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2011. p. 168-173.

JAIN, N.; SINGH, S. N.; SRIVASTAVA, S.C. Planning and impact evaluation of distributed generators in Indian context using multi-objective particle swarm optimization. **Power and Energy Society General Meeting**, Piscataway, v. 1, p. 1-8, 2011.

JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P. et al. **Embedded Generation**. Londres: The Institution of Electrical Engineers, 2000. 292 p.

KAUHANIEMI, K.; KNMPNLAINED, L. **Impact of distributed generation on the protection of distribution networks**. [S. l.]: The Institution of Electrical Engineers, 2004.

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING, 2001, Montreal. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2001. p. 908-912.

KIM, K. Dispersed generator placement using fuzzy-GA in distribution systems. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2002, Chicago. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2002. p. 1148 – 1153.

KUMPULAINEN, L. K.; KAUHANIEMI, K. T. Impact of distributed generation on the protection of distribution networks. In: IEEE PES POWER SYSTEMS CONFERENCE AND EXPOSITION, 2004. New York. **Proceedings...**New York: [s.n], 2004. p. 603-608.

KUNDUR, P. **Power system stability and control**. York: McGraw-Hill, 1993.

LATHEEF et al. Present understanding of the impact of distributed generation on power quality. In: CONFERENCE POWER ENGINEERING, 2008, Australasian. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2004. p. 1 - 6.

LE, A. D. T. et al. Control Strategy of Distributed Generation for Voltage Support in Distribution Systems. In: CONFERENCE INTERNATIONAL ON POWER ELECTRONICS, DRIVES AND ENERGY SYSTEMS, 2006, New Delhi. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2006. p. 1 - 6.

LABORATÓRIO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA - LaPSEE. **Dados do sistema teste 135 barras**. Ilha Solteira: Ilha Solteira, 2011. Disponível em: <<http://www.dee.feis.unesp.br/lapsee/>>. Acesso em: 10 dez. 2011.

LORA, E. E. S.; HADDAD, J. **Geração distribuída: aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006. 240 p.

MACHOWSKI, J.; BIALEK J. W.; BUMBY, J. R. **Power system dynamics: stability and control**. 2. ed. United Kingdom: John Wiley & Sons, 2008.

MACIEL, et al. Multi-objective evolutionary particle swarm optimization in the assessment of the impact of distributed generation. **Electric Power Systems Research Journal**, Amsterdam, n. 89, p. 100-108, 2012.

MACIEL, R. S. **Otimização multiobjetivo na análise da integração de geração distribuída às redes de distribuição**. 2012. 144 f. (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2012.

MACIEL, R. S.; PADILHA-FELTRIN, A. Distributed generation impact evaluation using a multi-objective tabu search. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INTELLIGENT SYSTEM APPLICATIONS TO POWER SYSTEMS, 15., 2009, Curitiba. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2009. p. 1-5

MADINEHI, N. et al. Loss reduction allocation to distributed generation units in distribution systems. In: CONFERENCE ON ELECTRICAL POWER DISTRIBUTION NETWORKS, 16., 2011. Canadá. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2011. p. 1 - 5.

MARTINS, V. F. **Planejamento da expansão de sistemas de distribuição considerando incertezas e geração distribuída**. 2009. 191 f. (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

MENESES, C. A. P. **Desenvolvimento de técnicas e modelos matemáticos para solução de problema de planejamento da expansão e operação de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos**. 2012. 181 f. (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2012.

MOEINI-AGHTAIE, M.; DEGHANIAN, P.; HOSSEINI, S. H. Optimal distributed generation placement in a restructured environment via a multi-objective optimization approach. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL POWER DISTRIBUTION NETWORKS, 16., 2011. Detroit. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2009. p.1-6.

MOHAMAD, H.; MAZAHER KARIMI, H. M.; BAKAR, A. H. A. Feasibility Study of an Intentional Islanding Operation With A New Adaptive Load Shedding. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL POWER AND ENERGY CONVERSION SYSTES, 3., 2013. Istanbul. **Proceedings...** Istanbul: IEEE, 2013.

MOHAMAD, H.; MAZAHER KARIMI, H. M.; MOKHLIS, H.; Islanding Control Strategy for a Distribution Network. In: INTERNATIONAL POWER ENGINEERING AND OPTIMIZATION CONFERENCE, 7., 2013. Langkawi. **Proceedings...** Langkawi: IEEE, 2013.

NAZARI, H. N.; PARNIANI, M. Determining and optimizing power loss reduction in distribution feeders due to distributed generation. In: POWER SYSTEMS CONFERENCE AND EXPOSITION, 2006, Atlanta. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2006. p.1914-1918.

NETO, A. C.; SILVA, M. G.; RODRIGUES, A. B. Impact of Distributed Generation on Reliability Evaluation of Radial Distribution Systems Under Network Constraints. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON PROBABILISTIC METHODS TO POWER SYSTEMS, 9., 2006, Stockholm. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2006. p. 1-6.

NIKNAM, T. et al. A new approach based on ant colony algorithm to distribution management system with regard to dispersed generation. In: INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 18., 2005, Turin. **Proceedings...** Turin: [s.n.], 2005.

NUROGLU, F. M.; ARSOY, A. B. Voltage profile and short circuit analysis in distribution systems with DG. In: ELECTRIC POWER CONFERENCE, 2008. Canadá. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2008. p. 1-5.

OCHOA, L. F. **Desempenho de redes de distribuição com geradores distribuídos**. 2006. 158 f. (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2006.

OCHOA, L. F.; PADILHA, A.; HARRISON, G. P. Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 21, n. 3, p. 1452–1458, Jul. 2006.

PEREIRA JUNIOR, B. R. **Planejamento de médio e longo prazo de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos (GDs) considerando custos de confiabilidade, operação e expansão**. 2014. 97 f. (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2014.

PONCE DE LEÃO, M. T.; MATOS, M. A. Fuzzy models for producers from natural resources. In: INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 14., 1997, Portugal. **Proceedings...** Portugal: [s.n], 1997. p. 1-5.

_____. Distribution planning with fuzzy loads and independent generation. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON FUZZY SYSTEMS PROCEEDINGS, 1998, Alaska. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 1998. p.1044-1047.

_____. Multicriteria distribution network planning using simulated annealing. In: INTERNATIONAL TANSCTIONS IN OPERATIONAL RESEARCH, 1999, Portugal. **Proceedings...** Portugal: [s.n], 1999. p. 377-391.

RAMÍREZ-ROSADO, I. J.; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, J. A. Possibilistic model based on fuzzy sets for the multiobjective optimal planning of electric power distribution networks **IEEE Transactions on Power Systems**, Spain, v. 19, n. 4, p. 1801-1810, Nov. 2004.

RUEDA, A. C. M. **Valoração de serviços ancilares de geradores distribuídos**. 2012. 169 f. (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2012.

SADEH, J.; BASHIR, M.; KAMYAB, E. Effect of distributed generation capacity on the coordination of protection system of distribution network. In: CONFERENCE AND EXPOSITION ON TRANSMISSION AND DISTRIBUTION, 2010, São Paulo. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2010. p. 110 – 115.

SHAABAN, M. F.; ATWA, Y. M.; EL-SAADANY, E. F. A multi-objective approach for optimal DG allocation. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL POWER AND ENERGY CONVERSION SYSTEMS, 2., 2011, Sharjah. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2009. p. 1- 7.

SHIRMOHAMMADI, D. et al. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power System**, New York, v. 3, n. 2, p. 753-762, may 1988.

SHIRMOHAMMADI, D.; CHENG, C. S. A three-phase power flow method for real time distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 10, n. 2, p. 671-679, 1995.

WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F. **Power generation, operation and control**. New York: John Wiley & Sons, 1996.

YUAN, Y.; QIAN, K.; ZHOU, C. The effect of distributed generation on distribution system reliability. In: CONFERENCE INTERNATIONAL UNIVERSITIES POWER ENGINEERING, 2007, United Kingdom. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2007. p. 911-916.

ZANGENEH, A.; JADID, S.; RAHIMI-KIAN, A. Uncertainty based distributed generation Expansion planning in electricity markets. **Electronic Engineering Journal**, Berlin, Heidelberg, v. 91, p. 369-382, 2010.

ZITZLER, E. **Evolutionary algorithms for multiobjective optimization**: methods and applications. 1999. 125 f. Tese (Doutorado em Ciências Técnicas) - Universität Shaker, Verlag, 1999a.

ZITZLER, E. Multiobjective evolutionary algorithms: a comparative case study and the strength pareto approach. **IEEE Transactions on Evolutionary Computation**, New York, v. 3, n. 4, p. 257-271, Nov. 1999b.

**APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA TESTE 135 BARRAS MODIFICADO
(EQUIVALENTE MONOFÁSICO)**

Tabela 21 - Dados do sistema teste 135 – Demanda mínima, média e máxima

<i>Barra i</i>	<i>Demanda mínima</i>		<i>Demanda média</i>		<i>Demanda nominal</i>	
	<i>P_i (kW)</i>	<i>Q_i (kVAr)</i>	<i>P_i (kW)</i>	<i>Q_i (kVAr)</i>	<i>P_i (kW)</i>	<i>Q_i (kVAr)</i>
1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3	3,4500	1,4700	9,6600	4,1160	13,8000	5,8800
4	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
6	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
7	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
8	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
9	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
10	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	0,6592	0,2808	1,8457	0,7863	2,6367	1,1233
13	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
14	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
15	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
16	3,4500	1,4700	9,6600	4,1160	13,8000	5,8800
17	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
18	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
20	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
21	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
22	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
23	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
24	0,2300	0,0983	0,6440	0,2753	0,9200	0,3933
25	3,4500	1,4700	9,6600	4,1160	13,8000	5,8800
26	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
27	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
28	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
29	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
30	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
31	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
32	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
33	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
34	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
35	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
36	0,9508	0,4050	2,6623	1,1340	3,8033	1,6200

continua

Tabela 21 - Dados do sistema teste 135 – Demanda mínima, média e máxima
 Continuação

<i>Barra i</i>	<i>Demanda mínima</i>		<i>Demanda média</i>		<i>Demanda nominal</i>	
	<i>P_i (kW)</i>	<i>Q_i (kVAr)</i>	<i>P_i (kW)</i>	<i>Q_i (kVAr)</i>	<i>P_i (kW)</i>	<i>Q_i (kVAr)</i>
37	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
38	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
39	0,2300	0,0983	0,6440	0,2753	0,9200	0,3933
40	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
41	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
42	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
43	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
44	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
45	3,4500	1,4700	9,6600	4,1160	13,8000	5,8800
46	0,0767	0,0325	0,2147	0,0910	0,3067	0,1300
47	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
48	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
49	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
50	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
51	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
52	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
53	0,0917	0,0392	0,2567	0,1097	0,3667	0,1567
54	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
55	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
56	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
57	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
58	0,7667	0,3267	2,1467	0,9147	3,0667	1,3067
59	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
60	0,2917	0,1242	0,8167	0,3477	1,1667	0,4967
61	0,2300	0,0983	0,6440	0,2753	0,9200	0,3933
62	0,4217	0,1800	1,1807	0,5040	1,6867	0,7200
63	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
64	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
65	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
66	0,2683	0,1142	0,7513	0,3197	1,0733	0,4567
67	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
68	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
69	0,5367	0,2283	1,5027	0,6393	2,1467	0,9133
70	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
71	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
72	0,6517	0,2775	1,8247	0,7770	2,6067	1,1100
73	0,1458	0,0617	0,4083	0,1727	0,5833	0,2467
74	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
75	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
76	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967

continua

Tabela 21 - Dados do sistema teste 135 – Demanda mínima, média e máxima
 Continuação

<i>Barra i</i>	<i>Demanda mínima</i>		<i>Demanda média</i>		<i>Demanda nominal</i>	
	<i>P_i (kW)</i>	<i>Q_i (kVAr)</i>	<i>P_i (kW)</i>	<i>Q_i (kVAr)</i>	<i>P_i (kW)</i>	<i>Q_i (kVAr)</i>
77	0,4525	0,1925	1,2670	0,5390	1,8100	0,7700
78	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
79	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
80	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
81	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
82	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
83	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
84	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
85	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
86	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
87	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
88	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
89	3,4500	1,4700	9,6600	4,1160	13,8000	5,8800
90	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
91	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
92	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
93	1,8017	0,7675	5,0447	2,1490	7,2067	3,0700
94	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
95	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
96	0,4600	0,1958	1,2880	0,5483	1,8400	0,7833
97	1,8017	0,7675	5,0447	2,1490	7,2067	3,0700
98	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
99	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
100	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
101	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
102	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
103	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
104	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
105	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
106	8,3183	3,5433	23,2913	9,9213	33,2733	14,1733
107	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
108	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
109	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
110	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
111	5,7500	2,4492	16,1000	6,8577	23,0000	9,7967
112	2,3000	0,9800	6,4400	2,7440	9,2000	3,9200
113	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
114	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
115	2,3000	0,9800	6,4400	2,7440	9,2000	3,9200
116	2,3000	0,9800	6,4400	2,7440	9,2000	3,9200

continua

Tabela 21 - Dados do sistema teste 135 – Demanda mínima, média e máxima
 Continuação

<i>Barra i</i>	<i>Demanda mínima</i>		<i>Demanda média</i>		<i>Demanda nominal</i>	
	<i>P_i (kW)</i>	<i>Q_i (kVAr)</i>	<i>P_i (kW)</i>	<i>Q_i (kVAr)</i>	<i>P_i (kW)</i>	<i>Q_i (kVAr)</i>
117	2,3000	0,9800	6,4400	2,7440	9,2000	3,9200
118	2,3000	0,9800	6,4400	2,7440	9,2000	3,9200
119	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
120	4,2167	1,7967	11,8067	5,0307	16,8667	7,1867
121	2,3000	0,9800	6,4400	2,7440	9,2000	3,9200
122	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
123	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
124	1,1883	0,5058	3,3273	1,4163	4,7533	2,0233
125	3,4500	1,4700	9,6600	4,1160	13,8000	5,8800
126	1,1883	0,5058	3,3273	1,4163	4,7533	2,0233
127	1,1883	0,5058	3,3273	1,4163	4,7533	2,0233
128	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
129	3,4500	1,4700	9,6600	4,1160	13,8000	5,8800
130	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
131	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
132	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
133	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967
134	8,6250	3,6742	24,1500	10,2877	34,5000	14,6967

Tabela 22 - Dados do sistema teste 135 – Distância entre as barras e impedância dos ramos

<i>Barra i</i>	<i>Barra j</i>	<i>Distância (km)</i>	<i>R_{ij}</i>	<i>X_{ij}</i>
1	2	0,4272	0,9609	0,9000
2	3	1,0840	0,9980	0,0500
2	4	0,4272	0,9609	0,1000
4	5	0,4272	0,9609	0,0400
5	6	0,4272	0,9609	0,2000
6	7	0,4272	0,9609	0,2000
7	8	0,4272	0,9609	0,2000
8	9	0,4272	0,9609	0,0100
9	10	0,4272	0,9609	0,0500
10	11	1,6440	1,0060	0,1000
11	12	1,6440	1,0060	0,0600
12	13	1,6440	1,0060	0,0300
13	14	1,6440	1,0060	0,1600
14	15	1,6440	1,0060	0,0300
15	16	1,6440	1,0060	0,0100
16	17	1,6440	1,0060	0,0200
17	18	1,6440	1,0060	0,0400
18	19	1,0840	0,9980	0,0400

continua

Tabela 22 - Dados do sistema teste 135 – Distância entre as barras e impedância dos ramos
 Continuação

<i>Barra i</i>	<i>Barra j</i>	<i>Distância (km)</i>	<i>R_{ij}</i>	<i>X_{ij}</i>
19	20	1,0840	0,9980	0,0500
18	21	0,7567	1,0067	0,3300
10	22	0,4272	0,9609	0,0300
22	23	0,4272	0,9609	0,0700
23	24	1,6440	1,0060	0,0500
24	25	1,6440	1,0060	0,0200
25	26	1,6440	1,0060	0,0300
26	27	1,0840	0,9980	0,0600
27	28	1,0840	0,9980	0,0400
28	29	1,0840	0,9980	0,0200
29	30	1,0840	0,9980	0,1200
28	31	1,0840	0,9980	0,0200
26	32	1,6440	1,0060	0,0200
32	33	1,6440	1,0060	0,0050
33	34	1,6440	1,0060	0,0250
23	35	0,4272	0,9609	0,0100
35	36	0,4272	0,9609	0,0700
36	37	0,4272	0,9609	0,0100
37	38	0,4272	0,9609	0,0100
38	39	0,4272	0,9609	0,0700
38	40	0,4272	0,9609	0,1000
40	41	1,6440	1,0060	0,0600
40	42	1,6440	1,0060	0,0500
42	43	1,6440	1,0060	0,0100
40	44	0,4272	0,9609	0,0300
44	45	0,4272	0,9609	0,0400
38	46	0,4272	0,9609	0,0600
46	47	0,4272	0,9609	0,0200
47	48	0,4272	0,9609	0,1200
48	49	0,4272	0,9609	0,0500
49	50	0,4272	0,9609	0,0200
50	51	0,4272	0,9609	0,1700
48	52	0,4272	0,9609	0,1000
52	53	1,6440	1,0060	0,0600
53	54	1,6440	1,0060	0,0300
54	55	1,6440	1,0060	0,1300
52	56	1,6440	1,0060	0,0200
56	57	1,6440	1,0060	0,0800
57	58	1,0840	0,9980	0,0500
57	59	1,0840	0,9980	0,0600

continua

Tabela 22 - Dados do sistema teste 135 – Distância entre as barras e impedância dos ramos
 Continuação

<i>Barra i</i>	<i>Barra j</i>	<i>Distância (km)</i>	<i>R_{ij}</i>	<i>X_{ij}</i>
59	60	1,0840	0,9980	0,0200
48	61	0,4272	0,9609	0,0400
61	62	0,4272	0,9609	0,0100
62	63	0,4272	0,9609	0,0500
63	64	0,7567	1,0067	0,0300
64	65	0,7567	1,0067	0,0200
65	66	0,7567	1,0067	0,0300
66	67	0,7567	1,0067	0,0200
67	68	1,6440	1,0060	0,0300
67	69	1,6440	1,0060	0,0200
69	70	1,6440	1,0060	0,0200
67	71	0,7567	1,0067	0,0500
71	72	0,7567	1,0067	0,0400
72	73	0,7567	1,0067	0,0400
73	74	0,7567	1,0067	0,0200
74	75	0,7567	1,0067	0,1100
63	76	0,4272	0,9609	0,0200
76	77	0,4272	0,9609	0,0300
77	78	0,4272	0,9609	0,0500
78	79	0,4272	0,9609	0,0700
79	80	0,4272	0,9609	0,0700
80	81	0,4272	0,9609	0,0300
81	82	0,4272	0,9609	0,0300
82	83	1,6440	1,0060	0,0500
82	84	0,4272	0,9609	0,0500
84	85	0,4272	0,9609	0,0300
85	128	0,4272	0,9609	0,0200
128	86	0,4272	0,9609	0,0300
86	87	0,4272	0,9609	0,0200
78	88	1,0840	0,9980	0,1300
78	89	0,4272	0,9609	0,0500
89	90	0,4272	0,9609	0,0500
90	91	0,4272	0,9609	0,1800
91	92	0,4272	0,9609	0,0200
92	93	1,0840	0,9980	0,0300
92	94	1,0840	0,9980	0,0700
92	95	0,4272	0,9609	0,1000
95	96	1,0840	0,9980	0,0400
95	97	1,0840	0,9980	0,0500
97	98	1,0840	0,9980	0,0600

continua

Tabela 22 - Dados do sistema teste 135 – Distância entre as barras e impedância dos ramos
 Continuação

<i>Barra i</i>	<i>Barra j</i>	<i>Distância (km)</i>	<i>R_{ij}</i>	<i>X_{ij}</i>
98	99	1,6440	1,0060	0,1100
98	100	1,0840	0,9980	0,0400
100	101	1,0840	0,9980	0,1100
95	102	0,4272	0,9609	0,0650
102	103	0,4272	0,9609	0,0400
103	104	0,7567	1,0067	0,0300
103	105	0,7567	1,0067	0,1500
105	106	0,7567	1,0067	0,2100
106	107	0,7567	1,0067	0,0300
107	108	0,7567	1,0067	0,1000
108	109	1,6440	1,0060	0,1000
109	110	1,6440	1,0060	0,0300
110	111	1,6440	1,0060	0,0200
107	112	0,4272	0,9609	0,1700
112	113	0,4272	0,9609	0,1100
113	114	1,6440	1,0060	0,1100
113	115	1,6440	1,0060	0,2000
115	116	1,6440	1,0060	0,2000
116	117	1,6440	1,0060	0,2000
117	118	1,6440	1,0060	0,2000
90	119	1,0840	0,9980	0,1100
119	120	0,4272	0,9609	0,0700
120	121	0,4272	0,9609	0,0700
119	122	1,0840	0,9980	0,0700
122	123	1,6440	1,0060	0,1300
123	124	1,6440	1,0060	0,0200
123	125	1,6440	1,0060	0,0200
125	126	1,6440	1,0060	0,0400
126	127	1,6440	1,0060	0,0400
128	129	1,0840	0,9980	0,0600
104	130	0,7567	1,0067	0,0700
130	131	0,4272	0,9609	0,0200
130	132	0,7567	1,0067	0,1000
132	133	0,7567	1,0067	0,0400
133	134	0,7567	1,0067	0,0400

APÊNDICE B – DISTÂNCIA DA UNIDADE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA AO PUNTO DE ACESSO

Tabela 23 – Distância da GD ao ponto de conexão

<i>Barra i</i>	<i>Distância GD à barra i</i>
1	16,70
2	13,79
3	13,05
4	13,88
5	13,45
6	13,48
7	12,16
8	11,91
9	11,43
10	11,23
11	11,94
12	11,18
13	11,98
14	11,06
15	11,90
16	10,84
17	10,93
18	12,94
19	10,80
20	11,00
21	12,18
22	10,33
23	10,61
24	12,30
25	10,23
26	10,31
27	10,71
28	12,46
29	10,64
30	10,03
31	10,59
32	11,44
33	10,20
34	12,90
35	10,93
36	10,32
37	10,26
38	11,62
39	11,13
40	11,70
41	10,20
42	13,05
43	12,43
44	10,71
45	11,23
46	11,90
47	9,42
48	13,09

continua

Tabela 23 – Distância da GD ao ponto de conexão
 Continuação

<i>Barra i</i>	<i>Distância GD à barra i</i>
49	9,90
50	9,02
51	9,50
52	9,79
53	9,12
54	8,65
55	9,16
56	10,43
57	9,30
58	8,92
59	9,14
60	9,75
61	8,73
62	8,29
63	9,28
64	8,96
65	7,87
66	9,37
67	8,83
68	9,54
69	8,92
70	9,85
71	9,09
72	7,98
73	8,48
74	9,84
75	9,82
76	10,05
77	9,58
78	8,68
79	9,67
80	10,25
81	9,92
82	9,48
83	8,35
84	10,73
85	10,34
86	10,06
87	8,51
88	8,03
89	10,90
90	10,53
91	10,69
92	10,34
93	10,08
94	10,79
95	8,96
96	7,67
97	11,65

continua

Tabela 23 – Distância da GD ao ponto de conexão
 Continuação

<i>Barra i</i>	<i>Distância GD à barra i</i>
98	10,60
99	10,90
100	11,67
101	11,42
102	7,49
103	7,61
104	11,04
105	10,81
106	11,60
107	7,21
108	11,29
109	10,93
110	10,03
111	10,70
112	11,82
113	11,75
114	6,88
115	11,64
116	10,56
117	11,75
118	11,81
119	11,50
120	12,51
121	12,55
122	12,27
123	13,04
124	10,58
125	12,61
126	13,58
127	10,54
128	13,54
129	9,74
130	9,16
131	13,75
132	9,47
133	9,43
134	10,09