UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA

GERMÁN ISRAEL CASILLAS PEÑA

**Alocação de equipamentos de controle de tensão em redes
de distribuição considerando recursos energéticos
distribuídos**

SÃO PAULO

2017

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA

GERMÁN ISRAEL CASILLAS PEÑA

**Alocação de equipamentos de controle de tensão em redes
de distribuição considerando recursos energéticos
distribuídos**

Dissertação apresentada ao Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
como parte dos requisitos para obtenção
do Título de Mestre em Ciências

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Nelson Kagan

SÃO PAULO
2017

FICHA CATALOGRÁFICA

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

CASILLAS PEÑA, GERMÁN ISRAEL

Alocação de equipamentos de controle de tensão em redes de distribuição considerando recursos energéticos distribuídos / G. I. CASILLAS PEÑA -- versão corr. -- São Paulo, 2017.

122 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA 2.AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 3.REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES 4.SMART GRIDS 5.ALGORITMOS GENÉTICOS
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Dedicado a Sara Peña Guerrero,
José Hernán Casillas A,
Zulay Eunice Casillas P.
Scarlett Raquel Casillas P. e
Karen Jhoana Florez S.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pelas bênçãos infinitas recebidas, pela oportunidade de desenvolver este trabalho e conhecer a cultura de um país maravilhoso como Brasil. Foi a melhor experiência na minha vida, levo no meu coração experiências incríveis, sua cultura, suas tradições e melhorar o português que sempre gostei.

Sem dúvida depois de Deus agradeço a meus pais Sara e Hernán, sem eles não seria possível chegar a concluir este trabalho. Obrigado mãe pelas orações nunca esqueci a frase que falou para mim quando viajei “Esfuérzate y se valiente, porque Dios estará contigo donde quiera que vayas”. A meus irmãos Cosbi, Isaac, David, Keyla e Zulay, que são minha força e apoio em todo momento. À nossa princesinha Raquelita, a menina que sempre enche nossa família de alegria e felicidade. ’

Deus entregou para mim o mais lindo dos presentes, Karen, uma pessoa maravilhosa que só nosso Senhor conseguiu preparar para mim. Confio nele todos nossos sonhos e aspirações, que possam realizar-se e poder ser principalmente seu amigo e apoio, chegar a ser a pessoa onde sempre encontre uma palavra amável, uma resposta adequada e orações infinitas. Da mesma forma como recebi nesta fase da minha vida, porque quando pensei em desistir, me deu motivos para continuar, que a partir de hoje seus sonhos sejam meus objetivos princesa BB.

Agradeço também ao professor Mentor quem foi para mim um pai desde minha graduação e pela ajuda que sempre me tem entregado. Ao meu orientador professor Nelson quem é um exemplo como pessoa e qualidade humana. Obrigado professor pelas discussões, sempre teve para mim palavras adequadas para me guiar neste trabalho, Deus esteja sempre a seu lado. A todos meus amigos e colegas de Enerq onde achei um lar desde minha chegada.

*Mira que te mando que te esfuerces y se
valiente; no temas ni desmayes, porque yo
el Señor tu Dios, estaré contigo, donde
quiera que vayas.
Josué 1:9*

RESUMO

Nos atuais sistemas de distribuição de energia elétrica, podem ser aplicadas novas metodologias que consideram o comportamento em tempo real dos equipamentos, abrangendo cargas especiais como os veículos elétricos (VE) e sistemas de recursos energéticos distribuídos (RD). Neste trabalho, apresenta-se a revisão bibliográfica, que mostra a análise do desenvolvimento do planejamento dos sistemas de distribuição, seja da expansão e da operação, considerando as metodologias convencionais, até as que abordam os RD's, concluindo que na atualidade não é possível analisar um sistema sem RD's e VE's e, finalmente, ter que operar um sistema com esse tipo de geração e carga na rede. O estudo das ferramentas de otimização permite determinar as técnicas a serem utilizadas. Este trabalho abrange duas, quais sejam, Busca em Profundidade (*depth-first search*) e Algoritmos Genéticos, com objetivo de obter a alocação ótima dos reguladores de tensão, bancos de capacitores, conjuntamente com os sistemas fotovoltaicos e de armazenamento, que permitam manter a tensão dentro da faixa adequada estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A seguir, se apresenta a metodologia desenvolvida com os softwares utilizados, quais sejam, o OpenDSS, para solução de fluxos de potência com recursos distribuídos, e MATLAB, para programar o algoritmo da metodologia desenvolvida. Os resultados nas redes teste IEEE de 13 barras e de porte real, denominada ckt5, mostram a importância de considerar a informação das curvas de carga e os perfis de geração dos recursos distribuídos dentro das metodologias, com objetivo de conseguir soluções de acordo com a realidade dos sistemas de distribuição. Logo após apresenta-se as atividades futuras, que permitirão abranger aspectos dentro da função objetivo, como os índices de tensão estabelecidos pela ANEEL, inserir outras fontes de geração, como os sistemas eólicos, e considerar os períodos dos estágios de planejamento dentro da metodologia desenvolvida.

ABSTRACT

In current power distribution systems, new methodologies that consider the real-time behavior of the equipment can be applied, involving special loads such as electric vehicles (EV) and distributed energy resources (DER) systems. In this work a literature review is presented, which shows the analysis of the development of the distribution systems planning, related to expansion and the operation, considering the conventional methodologies and those that consider the DER's, concluding that nowadays it is not possible to analyze a system without DERs and EVs to operate a system with this type of generation and loads on the network. The study of the optimization tools allows to determine the techniques to be used. This work covers two, Depth-first search and Genetic Algorithms, in order to obtain an optimal location of voltage regulators, capacitor banks, photovoltaic and storage systems, that allow to maintain the voltage within the appropriate range established by the National Electric Energy Agency (ANEEL). Then, the methodology developed is presented with the software used, namely, OpenDSS to solve power flows with distributed resources and MATLAB to program the optimization algorithms. The results in a real size network (ckt5) and in a 13-bus IEEE test network show the importance of considering information of the load curve and the generation profiles of distributed resources within the methodologies, aiming to achieve solutions according to the reality of the distribution systems. After that, future activities are presented, which will allow to cover aspects within the objective function, such as the voltage ratings established by the ANEEL, and insertion of other generation sources, such as wind systems as well as considering the periods of the planning stages within the methodology developed.

SUMÁRIO

SUMÁRIO II

LISTA DE FIGURAS	5
LISTA DE TABELAS	8
LISTA DE ABREVIATURAS	9
1 INTRODUÇÃO	10
1.1 Objetivos gerais	12
1.2 Estrutura do trabalho.....	12
2 ESTADO DA ARTE	14
2.1 Sistemas de energia elétrica.....	14
2.1 Sistema de distribuição	14
2.2 Planejamento de sistema de distribuição	16
2.2.1 Longo prazo	17
2.2.2 Médio prazo.....	18
2.2.3 Curto prazo	18
2.3 Pesquisa Bibliográfica	19
2.4 Discussão	27
2.4.1 Planejamento da expansão.....	27
2.4.2 Planejamento da operação	28
2.4.3 Recursos distribuídos.....	29
2.4.4 Curvas de carga	31
2.4.5 Fundamentos da metodologia a desenvolver.....	31
3 FERRAMENTAS DE OTIMIZAÇÃO.....	34
3.1 Função objetivo.....	34
3.2 Restrições.....	34
3.3 Incertezas	35
3.4 Técnicas de otimização.....	36
3.4.1 Programação linear (inteira mista)	36
3.4.2 Busca Heurística.....	37
3.4.3 Algoritmos evolutivos (AE's)	39

3.4.4	Algoritmos genéticos.....	40
4	METODOLOGIA DE ALOCAÇÃO DE EQUIPAMENTOS DE CONTROLE DE TENSÃO E RD'S	43
4.1	Introdução	43
4.2	Visão da penetração dos recursos distribuídos no sistema de distribuição.....	44
4.3	Abordagem de um plano integrado.....	48
4.4	Modelagem do problema	50
4.4.1	Formulação do problema	50
4.4.2	Demanda máxima diversificada a jusante do transformador de distribuição	51
4.4.3	Demanda máxima diversificada em veículos elétricos.....	52
4.4.4	Curvas de carga a jusante do transformador de distribuição e dos veículos elétricos.....	53
4.4.5	Potência máxima dos recursos energéticos distribuídos.....	55
4.5	Ferramentas de software utilizadas.....	55
4.5.1	Algoritmo no software Open Distribution System Simulation	57
4.5.2	Sistema Fotovoltaico	58
4.5.3	Sistema de Armazenamento de energia.....	60
4.5.4	Regulador de tensão.....	60
4.5.5	Banco de capacitores	61
4.5.6	Algoritmo no software MATLAB	61
4.5.7	Algoritmo de controle do sistema de armazenamento.....	62
4.6	Solução do problema	63
4.6.1	Solução com a técnica de busca em profundidade	64
4.6.2	Solução com algoritmos genéticos	66
4.6.3	Função objetivo	66
4.6.4	Codificação.....	71
5	APLICAÇÃO E RESULTADOS.....	73
5.1	Rede Teste IEEE de 13 barras	73
5.1.1	Dados da rede considerada	74
5.1.2	Solução com a técnica de Busca em Profundidade	74
5.1.3	Solução com a técnica de Algoritmos Genéticos	80
5.1.4	Comparação de resultados	87
5.2	Rede teste de grande porte ckt5	88
5.2.1	Dados da rede considerada	89

5.2.2 Solução com a técnica de Algoritmos Genéticos	89
6 CONCLUSÕES E FUTUROS TRABALHOS	95
6.1 Conclusões	95
6.2 Futuros trabalhos.....	96
6.2.1 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.....	96
6.2.2 Curvas de carga e perfis de geração	98
6.2.3 Estágios de planejamento	98
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	99
ANEXOS 107	
Anexo 1 Aspectos principais dos artigos da revisão bibliográfica	107
Anexo 2 Curvas de carga utilizadas.....	110
Anexo 3 Informação técnica da rede teste IEEE de 13 nós	114

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Sistema elétrico de potência.....	15
Figura 2. Diagrama de blocos do Algoritmo Genético.....	42
Figura 3. Sistema de distribuição de grande porte	43
Figura 4. Capacidade instalada acumulativa de sistemas Fotovoltaicos em Europa.....	47
Figura 5. Inserção acumulativa de veículos elétricos e híbridos (IEA, 1980).....	47
Figura 6 Impacto do sistema Fotovoltaico na tensão da rede.....	49
Figura 7 Fator de coincidência para VE's	52
Figura 8. Instalação do equipamento de medição no secundário do transformador de distribuição 37230.....	54
Figura 9 Curvas de carga	54
Figura 10 Usina Solar Fotovoltaica - Mineirão	56
Figura 11 Projeto My Electric Avenue no Reino Unido	56
Figura 12 Programa principal - OpenDSS.....	58
Figura 13 Diagrama conceitual do sistema Fotovoltaico - OpenDSS	59
Figura 14. Curvas de Irradiação, Temperatura e Função VOLT-VAR do inversor do FV	59
Figura 15 Diagrama conceitual do sistema de Armazenamento - OpenDSS	60
Figura 16. Carga e rede de média tensão – MATLAB	62
Figura 17. Algoritmo proposto no sistema de armazenamento	63
Figura 18. Sistema de recursos distribuídos - MATLAB	65
Figura 19. Tensão dentro da faixa adequada – MATLAB	65
Figura 20. Nota da função de tensão	67
Figura 21. Nota da restrição de carregamento	68
Figura 22. Nota da função de perdas em potência.....	69
Figura 23. Nota da função de perdas em energia	70
Figura 24. Nota da função de custo	71
Figura 25. Sistema de codificação.....	72
Figura 26. Diagrama esquemático da rede IEEE 13 barras	72
Figura 27. Sistema de recursos distribuídos	74

Figura 28. Tensão mínima em uma das barras da rede para cada patamar - solução com RT's	75
Figura 29. Demandas dos casos considerados, rede IEEE de 13 barras - solução com RT's ..	76
Figura 30. Correntes dos casos no trecho na saída da subestação, rede IEEE de 13 barras - solução com RT's.....	76
Figura 31. Perdas da rede dos casos considerados, rede IEEE de 13 barras - solução com RD's	77
Figura 32. Tensão mínima em uma das barras da rede para cada patamar - solução com BC's	77
Figura 33. Demandas dos casos considerados, rede IEEE de 13 barras - solução com BC's ..	78
Figura 34. Correntes dos casos no trecho na saída da subestação, rede IEEE de 13 barras - solução com BC's.....	78
Figura 35. Perdas da rede dos casos considerados, rede IEEE de 13 barras - solução com BC's	79
Figura 36. Rede teste IEEE de 13 barras – solução Busca em Profundidade.....	79
Figura 37. Tensão na barra 681 onde está inserido o sistema FV, rede IEEE de 13 barras	80
Figura 38. Corrente na barra 681 onde está instalado o sistema FV, rede IEEE de 13 barras ..	80
Figura 39. Normalização das taxas de cruzamento e mutação	81
Figura 40. Evolução da função objetivo com seleção por torneio, rede IEEE de 13 barras	81
Figura 41. Evolução da função de avaliação com seleção por torneio, rede IEEE de 13 barras	82
Figura 42. Evolução da função objetivo com seleção por roleta, rede IEEE de 13 barras.....	82
Figura 43. Evolução da função de avaliação com seleção por roleta, rede IEEE de 13 barras ..	83
Figura 44. Alocação dos equipamentos na rede teste IEEE de 13 barras – solução AG.....	85
Figura 45. Sistema de recursos distribuídos, rede IEEE de 13 barras - solução com AG.....	85
Figura 46. Tensão mínima em uma das barras para cada patamar, rede IEEE de 13 barras - solução com AG	86
Figura 47. Demandas a nível da subestação, rede IEEE de 13 barras – solução com AG	86
Figura 48. Correntes no trecho na saída da subestação, rede IEEE de 13 barras - solução com AG	86
Figura 49. Perdas da rede dos casos considerados, rede IEEE de 13 barras - solução com AG	87
Figura 50. Evolução da função objetivo com seleção por torneio.....	90

Figura 51. Evolução da função de avaliação com seleção por torneio	90
Figura 52. Evolução da função objetivo com seleção por roleta	90
Figura 53. Evolução da função de avaliação com seleção por roleta	90
Figura 54. Topologia e equipamentos a ser inseridos na rede ckt5	92
Figura 55. Sistema de recursos distribuídos na rede ckt5 - solução com AG	93
Figura 56. Tensão mínima em uma das barras para cada patamar na rede ckt5 - solução com AG	93
Figura 57. Demandas a nível da subestação na rede ckt5 - solução ótima com AG	94
Figura 58. Correntes no trecho na saída da subestação na rede ckt5 - solução ótima com AG	94
Figura 59. Perdas da rede dos casos considerados - solução com AG	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Artigos base para o desenvolvimento deste trabalho.....	33
Tabela 2 Faixas de consumo EEQ.....	51
Tabela 3. Parâmetros básicos do elemento de controle <i>Regcontrol</i>	61
Tabela 4. Parâmetros básicos do capacitor.....	61
Tabela 5. Parâmetros básicos do elemento de controle <i>capcontrol</i>	61
Tabela 6. Demandas e correntes máximas da rede - solução com RT's	76
Tabela 7. Perdas da rede teste considerada - solução com RT's.....	76
Tabela 8. Demandas e correntes máximas da rede - solução com BC's.....	77
Tabela 9. Perdas da rede teste considerada - solução com BC's	78
Tabela 10. Funções objetivo das soluções ótimas obtidas, rede IEEE de 13 barras	83
Tabela 11. Sistemas de codificação das soluções ótimas obtidas, rede IEEE de 13 barras	83
Tabela 12. Dimensionamento dos equipamentos a serem instalados na rede, rede IEEE de 13 barras – solução AG	84
Tabela 13. Demandas e correntes máximas na rede - solução AG.....	86
Tabela 14. Perdas na rede – solução AG	87
Tabela 15. Variação de porcentagens para os casos com RD e função V/VAR no inversor ...	88
Tabela 16. Informação geral da rede teste de grande porte ckt5	89
Tabela 17. Funções objetivo das soluções ótimas obtidas, rede ckt5.....	91
Tabela 18. Sistemas de codificação das soluções ótimas obtidas, rede ckt5.....	91
Tabela 19. Dimensionamento dos equipamentos a serem inseridos na rede – solução AG.....	91
Tabela 20. Demandas e correntes máximas na rede na rede ckt5 - solução AG	94
Tabela 21. Perdas na rede – solução AG	94
Tabela 22 Dados das linhas	114
Tabela 23 Informação das demandas máximas diversificadas	114
Tabela 24 Dados dos transformadores.....	114
Tabela 25 Informação dos veículos elétricos	115
Tabela 26 Dados dos Bancos de capacitores	115
Tabela 27 Informação dos Reguladores de tensão	115

LISTA DE ABREVIATURAS

AE	Algoritmo Evolutivo
AG	Algoritmo genético
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AZ	Sistema de armazenamento
BC	Banco de capacitores
BT	Busca-Tabu
CN	Sistema convencional
CC	Curvas de carga
COM	Component Object Model
ECT	Equipamentos para controle de tensão
ED	Empresas Distribuidora
EEQ	Empresa Elétrica Quito
EO	Sistema eólico
EPRI	Electric Power Research Institute
SD	Sistema de distribuição
FO	Função objetivo
FV	Sistema fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
IEA	Agencia Internacional de Energia
OpenDSS	Open Distribution System Simulation – Software
OLADE	Organização Latino-americana de Energia
PO	Planejamento da operação de sistemas de distribuição
PP	Programa principal
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RD	Recursos energéticos distribuídos
RT	Regulador de tensão
SD	Sistema de distribuição
TD	Transformador de distribuição
TF	Taxa de cruzamento e mutação fixa
TN	Taxa de cruzamento e mutação normalizada
VTCD	Variação de tensão de curta duração
VE	Veículo elétrico

1 Introdução

Os atuais sistemas de distribuição apresentam particularidades próprias dos milhares de consumidores existentes, que se visualizam nas curvas de carga dos transformadores de distribuição. Além disso, os sistemas de recursos energéticos distribuídos (RD's) compostos neste trabalho pelos sistemas fotovoltaicos (FV's) e de armazenamento (AZ's), conjuntamente com cargas como os veículos elétricos (VE's) são também parte da realidade atual. Com objetivo de visualizar a motivação da dissertação, na sequência são apresentados a continuação dados sobre o cenário atual e futuro dos RD's e VE's no mundo.

Com relação aos recursos energéticos distribuídos, de acordo com (DUGAN, SMITH e RYLANDER, 2015) e o Interstate Renewable Energy Council (IREC) nos Estados Unidos a expectativa é de 936.000 sistemas FV's conectados na rede para o ano 2016. No Brasil até 2015 foram instalados 281 parques eólicos distribuídos em 11 estados com uma capacidade instalada cerca de 7.000 MW, que representa 5% na matriz energética nesse ano. Também, em novembro de 2015 foram concluídos 20 projetos de geração de energia eólica com 548,2 MW e 33 projetos de geração de energia fotovoltaica com 1.115 MWp. No entanto os aspectos regulatórios, como a resolução ANEEL 482/2012, estabelecem alternativas para acordos em caso de autoconsumo e geração remota, possibilidade de créditos e aumento da potência máxima para minigeração de 1 MW para 5 MW. Sobre o futuro, considerando um cenário acelerado até o ano 2030, seriam 1,4 milhões de sistemas de Geração Distribuída com 16,7 GW de capacidade instalada. Na Europa, existe uma diversidade de implementação de sistemas FV's nos países existentes. No período 2005-2015, observa-se a Alemanha em primeiro lugar, seguido da Itália e França. Conforme (BUSSAR, STÖCKER e CAI, 2016), graças ao impulso dos preços decrescentes para os sistemas fotovoltaicos e programas de incentivo dos diferentes governos. Na Europa, até 2014 foram inseridos quase 100 GW de geração fotovoltaica e mais de 100 GW de sistemas eólicos com objetivo de cumprir a meta da União Europeia, mudando para um sistema de energia totalmente renovável até 2050.

Dados dos veículos elétricos mostram que os países com maior inserção para o período 2010-2020 serão: China, Estados Unidos, Japão, França e Alemanha. A expectativa é 20 milhões de VE's no mundo de acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA). Só no Reino Unido são aproximadamente 50.000 VE's até o ano 2015. No Brasil, a ANEEL realizou uma consulta pública e, dentro de sua agenda avalia a necessidade de regulamentação dos aspectos comerciais relativos ao fornecimento de energia elétrica aos VE's, levando em consideração a matriz energética futura.

O trabalho apresentado nesta dissertação, pretende renovar, inovar e contribuir dentro do planejamento da operação das empresas distribuidoras para um horizonte de curto prazo. Nesse contexto, a metodologia proposta correlaciona as informações reais das curvas de carga e perfis de irradiação e temperatura dos FV's, conjuntamente com um modelo de carga e descarga dos sistemas de Armazenamento (AZ's), visando aproveitar ao máximo a geração dos FV's.

O trabalho conclui com a visualização da incidência dos RD's na gestão da demanda na rede e diminuição das perdas em potência, enfatizando a importância da análise particular e global das grandezas elétricas como tensão, corrente, potência e perdas, com e sem presença dos RD's.

Finalmente, cabe trazer a citação de uma das frases célebres de *Peter Drucker*, o pai da administração moderna e dos empreendedores: “*Planejamento não lida com decisões futuras, mas com um futuro de decisões presentes*”. Os RD's já não são mais futuro dentro dos sistemas de distribuição, são parte das decisões presentes. Assim na atualidade, não se pode planejar um sistema desconsiderando a operação dos RD's.

1.1 Objetivos gerais

Este trabalho compreende os seguintes objetivos gerais:

- Desenvolver uma metodologia para alocação de reguladores de tensão e bancos de capacitores na rede de média tensão, visando manter a tensão dentro da faixa adequada, levando em conta o dinamismo da carga dos consumidores e veículos elétricos, conjuntamente com a localização dos recursos energéticos distribuídos compostos pelos sistemas fotovoltaicos e de armazenamento.
- Propor ações do planejamento da operação no curto prazo das empresas distribuidoras, para assim planejar e operar um sistema de distribuição que abranja os sistemas de recursos distribuídos e veículos elétricos.
- Aproveitar a informação que as empresas distribuidoras continuamente disponibilizam como: curvas de carga dos transformadores de distribuição e informação dos perfis de irradiação e temperatura dos sistemas fotovoltaicos.

1.2 Estrutura do trabalho

O Capítulo 2 apresenta uma breve explicação do sistema elétrico desde a geração até os consumidores, continuando com o planejamento da expansão e da operação dos sistemas de distribuição, setor onde o trabalho visa contribuir. A pesquisa bibliográfica mostra o desenvolvimento do estado da arte do planejamento de sistemas de distribuição, desde os sistemas convencionais até os RD's, ponderando as metodologias que abrangem equipamentos para controle da tensão como os RT's e BC's.

O Capítulo 3 abrange algumas das técnicas e ferramentas de otimização disponíveis na literatura, com destaque para as técnicas de Busca em Profundidade (*depth-first search*) e Algoritmos Genéticos (AG), que são consideradas adequadas para este trabalho. Os resultados obtidos com estas técnicas serão comparados com a finalidade de validar sua aplicabilidade.

O Capítulo 4, expõe uma visão do cenário atual do planejamento operacional de sistemas de distribuição com RD's, com enfoque no problema de tensão e dos VE's. Em sequência se apresenta a metodologia desenvolvida, conjuntamente com as ferramentas de software utilizadas e o algoritmo desenvolvido.

O Capítulo 5 exhibe a aplicação nas redes IEEE de 13 barras e de grande porte denominada ckt5. São apresentados os resultados obtidos com a aplicação da metodologia utilizando as técnicas de otimização Busca em Profundidade (*depth-first search*) e Algoritmos Genéticos, sendo os algoritmos desenvolvidos em MATLAB.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões obtidas que permitem visualizar a importância do trabalho e sua contribuição para o planejamento da operação em curto prazo das empresas distribuidoras. Além sugere futuros trabalhos que permitiram ampliar a aplicabilidade da metodologia desenvolvida.

Finalmente, são apresentadas as referências bibliográficas e os anexos do trabalho realizado.

2 Estado da Arte

2.1 Sistemas de energia elétrica

Os sistemas de geração produzem energia elétrica a partir de fontes renováveis ou combustíveis fósseis, nucleares, dentre outras, geralmente em tensões entre 11 kV e 30kV (BROWN, 2009). As usinas de geração (hidroelétricas, solares ou parques eólicos) se conectam ao sistema de transmissão através de transformadores que elevam a tensão. O sistema de transmissão transporta eletricidade normalmente a longas distâncias, desde as subestações de geração até às subestações de transmissão. Os níveis típicos de tensão dos sistemas de transmissão são 69 kV, 138 kV, 230 kV, 345 kV, 500 kV, 765 kV e 1.100 kV.

As subestações de transmissão permitem transformar a tensão para níveis de subtransmissão através dos transformadores. Ao sistema de subtransmissão, são ligadas as subestações de distribuição que transformam a tensão para níveis de média tensão do sistema primário com valores geralmente de 13,2 kV; 13,8 kV; 22 kV e 34,5 kV. Finalmente, os transformadores de distribuição supridos na alta tensão pelo sistema primário, conectam aos usuários em níveis de baixa tensões, típicas de 120/240V monofásico, 127/220V trifásico, ou 220/380V trifásico. A Figura 1 apresenta o esquema de um sistema elétrico convencional desde a geração até o usuário final, onde está conectada a carga.

2.1 Sistema de distribuição

Conforme exposto acima, o sistema de distribuição (SD) está composto pelo sistema de subtransmissão, as subestações de distribuição, os sistemas de distribuição primária, as estações transformadoras (formadas pelos transformadores de distribuição) e as redes de distribuição secundárias (KAGAN, BARIONI DE OLIVEIRA e ROBBA, 2012). O SD É responsável aproximadamente por 90% de todos os problemas de confiabilidade que se apresentam aos usuários (BROWN, 2009). Assim, aumentar a confiabilidade do sistema de distribuição é chave

para melhorar a qualidade do serviço entregue aos consumidores, para o qual é imprescindível que as decisões presentes tenham o suporte de engenharia proporcionando adequado planejamento.

Figura 1 Sistema elétrico de potência
(BROWN, 2009) (KAGAN, BARIONI DE OLIVEIRA e ROBBA, 2012)

2.2 Planejamento de sistema de distribuição

O sistema de distribuição apresenta características diferentes dos sistemas de transmissão, razão pela qual as metodologias e técnicas de otimização utilizadas no planejamento devem contemplar as particularidades, características e dinamismo próprio deste sistema. O planejamento de sistemas de distribuição, historicamente, era focado na capacidade de fornecer a demanda máxima do sistema elétrico, considerando suportabilidade e capacidade dos equipamentos (DUGAN, 2007) (BROWN, 2009).

Uma característica das empresas distribuidoras é a sua relação direta com os usuários, com um papel importante dentro do mercado, sendo responsáveis por um sistema dinâmico, constituído por maior número de equipamentos e diversidade de cargas em comparação aos sistemas de transmissão e geração. As características da carga dependem do tipo de consumo residencial, comercial, industrial entre outros, e do nível socioeconômico dos consumidores. Os clientes exigem, cada vez mais, melhor qualidade de serviço e um sistema mais confiável das empresas distribuidoras. O planejamento deve assim prever o comportamento elétrico, determinando o impacto das expansões e equipamentos a serem instalados no sistema, o que torna os modelos de fluxo de potência e ferramentas de otimização relevantes para o desenvolvimento das metodologias.

Em (WILLIS, 1996) o planejamento de sistemas de distribuição podia ser dividido nos seguintes aspectos:

- Suprimento das subestações, topologia do sistema e os clientes que são as cargas na rede;
- Características técnicas das linhas, contendo a seção do condutor, número de fases e trechos da rede;
- Determinação dos pontos de chaveamento que permitem cumprir o critério de radialidade.

Ao se considerar os três aspectos simultaneamente dentro da minimização de custo do modelo de otimização, garante-se resultados que mostram o benefício real da metodologia de planejamento aplicada ao sistema de distribuição.

Em (KAGAN, 1992) apresentava-se o planejamento de sistemas de distribuição compondo-se das seguintes ações pelo lado da oferta:

- Instalação de novas linhas no sistema;
- Instalação de novas subestações ou de transformadores nas subestações existentes;
- Recondutoramento das redes existentes;
- Reconfiguração da topologia das redes do sistema;
- Redistribuição da carga entre subestações de distribuição.

Devido à diversidade de atividades, aspectos e ações que agrupam o planejamento de sistemas de distribuição, e com a finalidade de harmonizar o processo, é necessário agrupar as ações em uma visão de longo, médio e curto prazo, mostrando assim um caminho ordenado e direcionado de cada obra a ser executada em cada etapa do período de planejamento.

2.2.1 Longo prazo

O planejamento de longo prazo abrange um horizonte de 5 a 10 anos (SEMIDA SILVEIRA e ORGANIZADORES, 2000), contemplando as seguintes estratégias do planejamento em sistemas de distribuição:

- Classificação das redes em famílias (grupos);
- Cálculos elétricos;
- Modelo de expansão do sistema considerando as características físicas, sociais, técnicas e de mercado;
- Definição da localização de novos pontos de suprimento;
- Traçado de rotas dos principais troncos dos alimentadores;
- Determinação da evolução das subestações existentes;
- Desenho das topologias mais adequadas das redes secundárias;

2.2.2 Médio prazo

O horizonte de médio prazo envolve de 1 a 5 anos (KAGAN, 1999), agrupando as seguintes obras no nível das subestações e troncos dos alimentadores:

- Obras em subestações existentes como: instalação de novos transformadores e substituição do transformador existente por outro de potência maior;
- Ações em subestações novas como: instalação do transformador e construção das saídas dos novos alimentadores;
- Obras em alimentadores como construção de novos alimentadores em subestações existentes.

2.2.3 Curto prazo

As atividades de curto prazo estão relacionadas com ações operativas na rede, e contemplam um horizonte de dias, meses e até um ano (KAGAN, 1999):

- Recondutoramento do tronco dos alimentadores;
- Construção de ramais dos alimentadores e redes secundárias do sistema de distribuição;
- Instalação de equipamentos como religadores, reguladores de tensão e banco de capacitores;
- Instalação de equipamentos para transferências de carga e proteção;
- Reconfiguração das redes;
- Inserção no sistema de novas subestações e alimentadores;
- Execução dos programas de manutenção;
- Fornecimento do serviço de energia a cargas representativas como: centros comerciais, usuários com demandas significativas e instituições governamentais, etc.

O trabalho desenvolvido pretende contribuir dentro do planejamento da operação de sistemas de distribuição, mediante a alocação de reguladores de tensão (RT's), banco de capacitores (BC's) e localização dos recursos energéticos distribuídos (RD's) na rede. Dentro da pesquisa bibliográfica é importante conhecer o estado da arte do planejamento de expansão e operação

de sistemas de distribuição, ressaltando as metodologias que abrangem os equipamentos para controle da tensão na rede e as suas respectivas restrições.

2.3 Pesquisa Bibliográfica

Para análise da literatura científica de planejamento de sistemas de distribuição, foi feita a pesquisa bibliográfica dos artigos relacionados com o tema, considerando-se os seguintes aspectos em cada publicação:

- Objetivo do trabalho;
- Tipo de planejamento (expansão ou operação);
- Metodologia desenvolvida (ênfatizando o controle de tensão);
- Nível de tensão aplicado;
- Técnica de otimização utilizada;
- Estágios (estático, pseudo-dinâmico e dinâmico);
- Restrições;
- Aplicação da metodologia.

A seguir são descritos os artigos da pesquisa bibliográfica realizada:

O artigo (WALL, THOMPSON e NORTHCOTE-GREEN, 1979) determina a localização das subestações mediante um algoritmo de transbordo, que é aplicado a problemas de transporte. Também a metodologia considera a topologia fixa da rede, pontos de demanda e características técnicas das subestações e as linhas. A aplicação é feita numa rede com 41 barras de demanda, interligadas mediante uma rede radial.

A publicação (RAMIREZ ROSADO, 1991) considera períodos anuais para execução das ações dentro do planejamento dinâmico. Utiliza-se a estratégia de *Branch-Exchange* para o processo de Busca em Profundidade, considerando as restrições de limites de tensão e sobrecarga nas linhas e subestações. A função objetivo inclui os custos fixos das subestações e alimentadores, além dos custos variáveis das perdas em potência e energia. A metodologia é aplicada para um período de 10 anos, numa rede de 36 barras.

Em (KAGAN e TER-GAZARIAN, 1992) os autores propõem uma metodologia para o planejamento de redes de distribuição determinando o tamanho ideal e localização dos três sistemas de fornecimento de energia, ou seja, o convencional (CN), a fotovoltaica (FV) e de armazenamento (AZ). Além disso, a metodologia considera os perfis de geração, assim como os ciclos de carga e descarga das unidades de AZ, considerando os períodos mínimos e máximos de carga, e os custos fixos e variáveis do CN, FV e AZ. A metodologia utiliza modelagem matemática com função objetivo e restrições linearizadas. Para a sua solução, portanto, é utilizada a técnica de Programação Linear. A aplicação é proposta para uma rede representativa, tendo como resultado o dimensionamento e localização dos sistemas CN, FV e AZ.

O trabalho (NARA, 1994) proporciona uma metodologia para planejamento da operação do sistema de distribuição para redes em contingência, utilizando a técnica de busca de *Branch-Exchange*, o que permite obter a solução ótima para restabelecer o serviço, incluindo todos os casos relevantes de falha de maneira simultânea. As restrições consideradas no modelo são principalmente queda de tensão e radialidade na rede. A avaliação da metodologia é feita sobre uma rede de 59 barras.

No artigo (WILLIS, 1995) apresenta-se uma metodologia para planejamento da operação, determinando a configuração da rede com o menor custo para o sistema de distribuição composto por várias subestações. Para a análise de minimização de custo, se consideram diferentes ferramentas computacionais que permitem determinar a melhor topologia. A ferramenta desenvolvida obtém a configuração ótima com o menor custo, cumprindo os limites de tensão.

A referência (TANG, 1996) aborda o problema de planejamento dinâmico com diferentes técnicas de Otimização, como: Programação Linear Inteira, Programação Linear Inteira Mista e Programação Não Linear. A função objetivo abrange as perdas no sistema e os custos fixos de investimento e manutenção conjuntamente com os custos variáveis da energia não suprida por falha na rede. O algoritmo agrupa restrições de limites de tensão, radialidade e sobrecarga. A aplicação da metodologia é feita em um período com diferentes anos de planejamento, obtendo a capacidade das subestações e dimensionamento das linhas, para uma rede de porte real com 11 subestações, 387 barras e 627 trechos.

Em (WILLIS, 1996) apresenta-se a concepção do planejamento de sistemas de distribuição, dividido em: (i) Topologia do sistema, que abrange o suprimento pelas subestações e os clientes que são as cargas na rede. (ii) Características técnicas das linhas, que contém a seção dos condutores, número de fases e trechos da rede. (iii) Pontos de chaveamento, que permitem manter a radialidade na rede. A sugestão é que, considerando os três aspectos simultaneamente dentro do modelo de otimização, pode-se obter resultados que mostrem o benefício real das ações a realizar. Apresenta-se uma análise dos modelos de otimização como Algoritmos Genéticos.

(GOSWANI, 1997) mostra uma metodologia de planejamento da operação considerando o algoritmo de *Branch-Exchange*, fundamentado em um esquema que determina blocos com as barras da rede. O algoritmo permite determinar a configuração ótima e blocos de suprimento de cada subestação, com restrição de radialidade, sobrecarga nos transformadores e limites de tensão. O trabalho é aplicado numa rede teste de pequeno porte, com 2 subestações e 8 barras.

O artigo (PEPONIS, 1997) apresenta uma metodologia utilizando o algoritmo de *Branch-Exchange* que considera a restrição de radialidade da rede. O modelo considera duas etapas: na primeira, determina-se as configurações técnica e econômica factíveis e, na segunda, a alocação ótima dos capacitores, reguladores de tensão, subestações e linhas no sistema, para cada ano do período de estudo. O modelo é alimentado com dados econômicos, técnicos e restrições de sobrecarga e limites de tensão. A eficácia da ferramenta é comprovada numa rede de porte real, com 2 subestações, 134 barras e 177 trechos.

O trabalho (RAMIREZ ROSADO, 1998) oferece um modelo de planejamento, para determinar a capacidade das subestações e dimensionamento das linhas no sistema, considera os custos fixos (investimento nas subestações) e os custos variáveis não lineares das linhas que dependem da topologia. O algoritmo proposto denominado *Grigoriadis*, fundamentado na técnica de AG, utiliza números inteiros na codificação dos elementos da rede dentro do String. A função objetivo inclui os custos de investimento e das perdas. As restrições do modelo consideram limites de sobrecarga, tensão e de transferência. O AG desenvolvido permitiu testar a metodologia em uma rede de tamanho real de 182 barras, obtendo soluções adequadas em tempos razoáveis.

O artigo (FERREIRA, 2001) analisa diferentes variações dos algoritmos evolutivos dentro do planejamento da operação e expansão. Os autores mostram os benefícios da aplicação das técnicas de otimização ao determinar a capacidade dos equipamentos. Para isso, dentro da função objetivo foram considerados aspectos técnicos de confiabilidade e sociais.

Na referência (RAMIREZ ROSADO, 2001) se apresenta uma metodologia multiobjetivo para o planejamento de sistemas de distribuição. Utiliza-se a técnica de Algoritmos Evolutivos para obtenção da topologia e seção ótima dos alimentadores futuros para operação com reserva na rede, ao menor custo. O modelo desenvolvido considera custo da energia não distribuída e restrições associadas com limites de contingência, perfil de tensão e radialidade. A metodologia foi testada em uma rede real de distribuição de 182 barras.

Em (MIQUEZ, 2002) determina-se uma metodologia para o planejamento de redes de média tensão. Utiliza-se a técnica de *Branch-Exchange* para solução do problema, que serve para melhorar a rede nos aspectos de tensão e carga. O modelo considera restrições de radialidade, limites de tensão, capacidade e confiabilidade. A função objetivo utilizada permite minimizar os investimentos e as perdas de energia. A metodologia foi testada numa rede de 387 barras.

(RIVAS DÁVALOS, 2003) apresenta uma metodologia para determinar a localização e capacidade das subestações e dimensionamento dos alimentadores primários. O Algoritmo Genético utilizado permite considerar dentro da função objetivo os custos fixos e operacionais. O algoritmo foi comparado com outros métodos em três redes, obtendo resultados válidos em tempos menores de solução, recomendando-se sua aplicação para redes de distribuição reais em grande escala.

A publicação (RAMIREZ ROSADO, 2004) mostra um modelo multiobjetivo ótimo de planejamento para sistemas de distribuição, baseado na teoria de conjuntos *Fuzzy* e utilização da estratégia de *Busca-Tabu*. A metodologia considera restrições de sobrecarga e limites de tensão, que permitem obter a localização, capacidade das subestações e topologia dos alimentadores primários, ao menor custo. A avaliação é feita para redes reais.

O artigo (RAMIREZ ROSADO, 2006) apresenta um modelo *Fuzzy* multiobjetivo, para planejamento ótimo de sistemas de distribuição. O algoritmo considera custo dos equipamentos

e nível de confiabilidade para obter o dimensionamento e topologia dos alimentadores primários com reserva. Também permite obter soluções de planejamento com várias funções objetivo simultaneamente, e utiliza o método de *Busca-Tabu ou Ranking*. Os resultados apresentados mostram a efetividade em sistemas reais de grande porte.

A referência (DUGAN, 2007) abrange a determinação da capacidade de um sistema fotovoltaico como parte do planejamento de sistemas de distribuição, avaliando seu impacto na confiabilidade e eficiência. A estrutura do algoritmo permite incluir curvas de carga dentro do software OpenDSS.

A publicação (CEBRIAN e KAGAN, 2008) mostra uma ferramenta computacional desenvolvida considerando Algoritmos Evolutivos (AE), para solução de reconfiguração de sistemas de distribuição com diferentes condições de carga. As restrições consideradas são radialidade e limites de variações de tensão de longa e curta duração. A função objetivo compreende os custos de qualidade de energia e perdas na rede. O AE utiliza os operadores de seleção (torneio, elitismo e uma técnica mista), mutação e recombinação (estrutura de cromossomos). A população inicial é gerada com os algoritmos de Prim e Kruskal, para construção da árvore da rede radial. A avaliação, é feita numa rede de 3 alimentadores primários com possibilidade de interconexão entre eles.

Em (MADARSHAHIAN, 2009) apresenta-se o impacto da Geração Distribuída (GD) na confiabilidade do sistema de distribuição. Determina-se o cenário ótimo de investimento da GD considerando o custo das interrupções aos consumidores. O algoritmo de Monte Carlo utilizado permite obter a capacidade e número ótimo de GD's no sistema analisado.

Em (CEBRIAN e KAGAN, 2009) se propõe um modelo que inclui as variações de tensão de curta duração de tensão (VTCD), dentro do modelo de planejamento. O algoritmo de Monte Carlo desenvolvido, classifica as VTCD's por duração e magnitude, e determina o número de afundamentos esperados e as interrupções que podem se apresentar nas redes de distribuição. Determinando os custos das interrupções, avalia-se os aspectos técnicos e econômicos dos VTCD's dentro do modelo de planejamento, considerando investimento, perdas e confiabilidade. A metodologia obtém um plano de investimentos em subestações e linhas, para cada ano de planejamento de uma rede radial.

No trabalho (KHODR, 2009) avalia-se diferentes técnicas heurísticas aplicadas ao planejamento de sistemas de distribuição. O artigo faz uma comparação entre as soluções obtidas e o desempenho das seguintes metodologias, Programação Linear Inteira Mista (PLIM), Algoritmos de Colônia, Algoritmos Genéticos, *Busca-Tabu*, *Branch-Exchange*, recozimento simulado e decomposição de *Benders*, que é utilizada como referência para comparações. A função objetivo considera os custos fixos e variáveis do sistema, com restrições de balanceamento de carga, potência da subestação, sobrecarga nos condutores, fator de potência e limites de tensão. A aplicação é feita numa rede real urbana com 201 barras.

A referência (MENDES, 2010) apresenta um modelo para planejamento da operação de sistemas de distribuição, utilizando o critério (n-1) de contingências para mostrar que, dada uma interrupção, o algoritmo genético escolhe, dentro de um espaço de busca, a opção ótima para reconectar a área afetada, com os dispositivos de chaveamento instalados. A metodologia garante uma topologia radial, limites de tensão nas barras e sobrecarga nas linhas aceitáveis. O algoritmo foi avaliado numa rede teste real.

Em (DU, 2011) se desenvolve uma metodologia para gerar curvas de carga com informação das medições da base de dados denominada *Livelad*. O algoritmo de Monte Carlo permite determinar a capacidade máxima de Geração Distribuída e veículos elétricos (VE) que podem ser ligados na rede. Adicionalmente, são calculadas as perdas no sistema. Consideram-se três cenários de VE's: casal trabalhando sem filhos (H3), casal trabalhando com crianças (H4), casal trabalhando em casa com crianças (H6). A avaliação é feita numa sub-rede com 30 a 50 famílias em ambiente de simulação.

A publicação (DOMINGO, 2011) contém uma ferramenta que considera o algoritmo de *Branch-Exchange* como parte da metodologia para planejamento de sistemas elétricos de alta (AT), média (MT) e baixa (BT) tensão. Considera a simultaneidade existente entre os sistemas, e gera automaticamente a topologia das redes. Sua aplicação recomenda-se estimar custos dos orçamentos das empresas distribuidoras. A metodologia foi testada sobre 1 milhão de consumidores (AT + MT + BT).

Na referência (BROWN, 2012) se apresenta o modelo chamado *The Feeder Addition Problem*, fundamentado em um algoritmo de otimização de Pareto que considera equilíbrio de custo e

confiabilidade, para determinar os pontos de inserção de Geração Distribuída em um sistema radial. Utiliza uma equação empírica para determinar a potência de fornecimento na saída da GD no sistema, quando a demanda supera o suprimento de alimentação no sistema. A metodologia integra os custos fixos da rede, limites de tensão e de sobrecarga nos condutores.

O artigo (HANSEN, 2012) mostra a consideração de Geração Distribuída em planejamento de sistemas de distribuição de média tensão. Para solução do problema estabelecido utiliza-se a técnica de AG e se determina a alocação dos GD's na rede. A metodologia é aplicada numa rede modelo, com objetivo de validar a proposta estabelecida.

Em (CEBRIAN e KAGAN, 2013) se apresenta o planejamento pseudo-dinâmico de sistemas de distribuição, considerando os custos da qualidade de energia. O Algoritmo Genético desenvolvido permite obter o cronograma de investimentos, garantido um suprimento confiável no sistema, considerando as restrições de sobrecarga nas linhas, quedas de tensão e demanda das cargas. Os resultados mostram que é necessário incluir dentro do planejamento os custos de interrupção e perturbação na rede. O algoritmo é aplicado numa rede de 18 barras com 2 subestações.

No trabalho (DE SOUZA e KAGAN, 2014) se mostra o impacto da Geração Distribuída no planejamento da operação de redes de distribuição de média tensão. Mediante a técnica de otimização de AG, se considera dentro da função objetivo a radialidade na rede, o balanço da carga nas fases, a redução de perdas de energia, as quedas de tensão e os investimentos em reforços da rede, de forma a obter a seção dos cabos, a localização dos capacitores e GD's na rede.

O artigo (SADEGHI, 2014) aborda o planejamento de sistemas de distribuição, considerando energia eólica e utilizando AG para solução do problema. O algoritmo permite considerar a alta dependência da velocidade do vento que é altamente variável. Determina-se a curva de geração eólica para cada hora, permitindo obter a localização das turbinas na rede. A aplicação do modelo se realiza numa rede de 9 nós.

Em (KILYENI, 2014) se desenvolve uma ferramenta de software, baseada em AG para planejamento dinâmico de sistemas de distribuição, considerando períodos de execução em

anos, sendo os investimentos parte da função objetivo. A metodologia considera um período de 15 anos, numa rede teste de pequena escala.

A publicação (DUGAN, 2014) apresenta-se a solução de fluxos de carga em tempos sequenciais, permitindo adicionar curvas de carga dentro do problema de planejamento de sistemas de distribuição, utilizando o software *OpenDSS*. Essa consideração permite, inserir devidamente os efeitos dos capacitores e reguladores de tensão, dentro do comportamento real da carga durante o tempo. Adicionalmente adapta-se os sistemas Fotovoltaicos (FV's) com seu comportamento real mediante curvas de geração, permitindo otimizar os perfis de tensão e incluindo controles avançados dentro dos inversores. Os resultados demonstram a importância das simulações de fluxos de carga em períodos de tempo de ciclo diário.

A publicação (LEE, 2015) abrange a ligação de sistemas de Armazenamento (AZ) de Energia na rede de distribuição. O algoritmo desenvolvido pelos autores controla o carga e descarga do AZ. O modelo considera restrições de fator de potência, flutuações de tensão e limites de frequência. A avaliação da metodologia é feita em um alimentador do sistema de distribuição da *Korea Electric Power Corporation* (KEPCO), considerando sua curva de carga. Conclui-se que a utilização do algoritmo proposto permite melhorar o fator de potência e reduzir os desvios de tensão e frequência, com relação ao esquema não controlado.

Na referência (DUGAN, SMITH e RYLANDER, 2015) apresenta-se um novo modelo de planejamento de sistemas de distribuição, que abrange os novos desafios, como são os recursos distribuídos. A metodologia considera o dinamismo do sistema, introduzindo Geração Distribuída conjuntamente com restrições de carregamento dos elementos, limites de tensão, confiabilidade (número e tempo das interrupções) e proteções. O resultado do trabalho é um modelo de planejamento integrado para sistemas de distribuição com recursos distribuídos, visando uma rede inteligente.

Em (OCHOA, QUIRÓS-TORTÓS e LEES, 2015) apresenta-se análise estocástica, do comportamento da carga de 221 usuários residenciais reais com VE's. Utiliza-se a ferramenta de Monte Carlo para análise da diversificação das demandas máximas dos VE's, e assim determinar o comportamento de carga durante o tempo. As características técnicas dos VE's são: Nissan LEAF; 24kWh; 3,6 kW de demanda e 0,98 de fator de potência indutivo; espalhados

por todo Reino Unido e monitorados durante um ano (68.000 amostras). Como resultado a publicação apresenta as curvas de demanda diversificada dos VE's, para os dias normais e fins de semana, os fatores de coincidência e demanda máxima individual dos VE's, permitindo obter a demanda máxima diversificada para dado número de VE's, a jusante do transformador de distribuição.

A publicação (BUSSAR, STÖCKER e CAI, 2016) considera o fornecimento de 100% da demanda total das cargas pelos recursos distribuídos compostos pelos sistemas fotovoltaicos (FV), eólicos (EO) e armazenamento (AZ). Utiliza-se a ferramenta *Genesys* para planejamento do sistema, com visão de cumprir com a meta da União Europeia, mudando para um sistema de energia totalmente renovável até 2050. A área em análise abrange a região geográfica da Europa, Oriente Médio e Norte da África (chamada região Eumena), abrangendo 21 regiões em total, interligadas através de 49 linhas de conexão. A técnica de otimização utilizada é CMA-ES (Hansen & Ostermeier, 1996), considerando os custos de investimento e de operação dentro da função objetivo.

2.4 Discussão

Para visualizar a contribuição de cada um dos artigos na metodologia deste trabalho, este item apresenta uma discussão do estado da arte. Observa-se que a partir de 1950 o desenvolvimento da engenharia e equipamentos permitiu mudar a filosofia para um sistema com segurança (BROWN, 2009). Já com o desenvolvimento das novas tecnologias permitiu a partir de 1960 obter modelos de planejamento de sistemas de distribuição, considerando algoritmos de otimização nas metodologias (KAGAN, 1988).

2.4.1 Planejamento da expansão

O planejamento de sistemas de distribuição de longo prazo considera um horizonte de 5 a 10 anos, para determinar principalmente o orçamento das empresas distribuidoras a serem submetidos às entidades de regulação e controle do setor elétrico, conjuntamente com a alocação das subestações e rotas gerais dos troncos dos alimentadores primários (DOMINGO,

2011). Além disso os objetivos de planejamento de expansão de sistemas de distribuição, têm evoluído junto com o desenvolvimento e o aproveitamento cada vez maior das técnicas de otimização e das tecnologias disponíveis, tanto a nível de software como dos equipamentos a serem instalados na rede.

Com relação ao planejamento de sistemas de distribuição de médio prazo (5 anos aproximadamente), pode-se observar que inicialmente considerava-se um só objetivo, para a alocação das subestações (WALL, THOMPSON e NORTHCOTE-GREEN, 1979). Depois foram inseridas a capacidade das subestações, e o dimensionamento das linhas no sistema (RAMIREZ ROSADO, 1998). O desenvolvimento avançou para determinar a localização e capacidade das subestações de maneira conjunta (RIVAS DÁVALOS, 2003).

Depois foram considerados nos modelos a reserva para possibilidade de transferência entre alimentadores primários (RAMIREZ ROSADO, 2001) (RAMIREZ ROSADO, 2006). Finalmente aos aspectos mencionados, se inclui a qualidade de energia como são as variações de tensão de curta duração VTCD's e seus impactos técnicos e econômicos (CEBRIAN e KAGAN, 2009) (CEBRIAN e KAGAN, 2013).

2.4.2 Planejamento da operação

O planejamento da operação de sistemas de distribuição (PO), conhecido como de curto prazo, abrange um período máximo de um ano. Dentro do estado da arte apresentado, observa-se que o primeiro artigo orientado para PO aborda de forma conjunta a alocação de capacitores e reguladores de tensão na rede de distribuição data do ano 1997 (PEPONIS, 1997), compreendendo as restrições de radialidade, sobrecarga e limites de tensão. O trabalho não considera as curvas de carga e RD's, aspectos que fazem parte dos atuais sistemas de distribuição. Porém, esses aspectos devem ser considerados devido à nova realidade dos sistemas de distribuição, já que na atualidade não é possível analisar um sistema sem RD's, e depois ter que operar um sistema com esse tipo de geração, para suprir as cargas da rede. Em (GOSWANI, 1997) considera-se redes de grande porte, as mesmas que são reduzidas em blocos de carga para solução do problema estabelecido, com finalidade de aplicar as técnicas de otimização. Os artigos mencionados nesse parágrafo utilizam a estratégia de busca heurística

de troca de ramos (*Branch-Exchange*) para solução do problema, partindo de uma configuração radial. A técnica de AG é amplamente utilizada a partir do ano 2000, a função objetivo estabelecida permite agregar aspectos como radialidade, sobrecarga e limites de tensão e aplicar as metodologias em redes reais com tempos menores de solução (FERREIRA, 2001), (RIVAS DÁVALOS, 2003).

Com relação à confiabilidade, é importante mencionar que um sistema sem segurança (confiabilidade), tem um custo menor entre 40% - 50% aproximadamente, de um sistema com segurança (BROWN, 2009), sendo esse o custo de instalar nas redes as possibilidades de transferência, com equipamentos de chaveamento, seccionamento e proteção, que permitem entregar um serviço de qualidade aos usuários. Por esse motivo, o investimento feito em confiabilidade precisa ser resultado de uma análise de engenharia da melhor forma possível. Trabalhos de pesquisa consideram critérios de confiabilidade fundamentados nas interrupções permanentes apresentadas no sistema de distribuição (NARA, 1994). Em (CEBRIAN e KAGAN, 2008) se considera os custos associados com as interrupções permanentes e devido as VTCD's dentro da função objetivo. O trabalho (MENDES, 2010) abrange a determinação da opção ótima de reconfiguração, manipulando os dispositivos de operação, reconectando o sistema no menor tempo possível.

2.4.3 Recursos distribuídos

O conceito de geração distribuída (GD) é associado à geração próxima da carga, compreendendo cogeração, geradores de emergência, geradores para operação no horário de ponta, painéis fotovoltaicos, pequenas centrais hidrelétricas - PCH's, geradores eólicos e microturbinas (BURANI e MORALES, 2004). O conceito de recursos energéticos distribuídos abrange GD's e sistemas de Armazenamento (AZ), cenário contemplado neste trabalho.

Os RD's estão localizados cada vez mais próximos das cargas. Consequentemente têm potencial para diminuir as interrupções de serviço aos usuários pelas falhas apresentadas no sistema de distribuição. Por exemplo um usuário residencial nos EUA tem em média 90 minutos de duração sem energia por ano, dos quais 70 - 80 minutos são atribuídos aos defeitos ocorridos no sistema de distribuição (BROWN, 2009).

Se considerar a pesquisa feita neste trabalho, no primeiro artigo (KAGAN e TER-GAZARIAN, 1992) se abrange três sistemas de fornecimento de energia, convencional (CN), fotovoltaica (FV) e de armazenamento (AZ), com perfis de geração e ciclos de carga e descarga. A solução da função objetivo utiliza a técnica de programação linear.

O maior desenvolvimento dos RD's se apresenta a partir do ano 2000, com foco para determinar as barras de instalação e capacidade de sistema GD's (BROWN, 2012), (HANSEN, 2012). Conjuntamente com o desenvolvimento dos RD's, as metodologias de planejamento contemplam FV's, com suas curvas de geração em (DUGAN, 2007), sistemas Eólicos com seus perfis de geração em (SADEGHI, 2014) e um algoritmo controlado para carga e descarga do AZ, sobre a base do comportamento do alimentador primário (LEE, 2015). A inclusão das curvas reais de geração dentro das metodologias é realizada graças a tecnologia de medição, que permite dispor de soluções para captura dos dados de tensão, corrente, potência e energia, gerados pelos sistemas RD's. Em (RESTREPO, KAGAN e GOUVÊA, 2014) apresenta-se a aquisição das grandezas como temperatura, irradiação e potência do sistema FV, instalado no telhado do laboratório Centro de Estudo em Regulação e Qualidade de Energia - ENERQ, da Universidade de São Paulo, com informação exportada para bases de dados, ou também armazenados localmente.

O planejamento operacional considera a localização dos capacitores e GD's na rede de média tensão. (DE SOUZA e KAGAN, 2014) utilizam a técnica de otimização de AG, abrangendo dentro da função objetivo critérios de radialidade, balanço nas fases, perdas, quedas de tensão e investimentos. Já atualmente se considera também Reguladores de Tensão e função VOLT-VAR nos inversores dos FV's, com objetivo de manter a tensão dentro dos limites aceitáveis determinados pelas agências de regulação e controle do setor elétrico (DUGAN, 2014).

Com relação às metodologias aplicadas em projetos reais de grande escala, pode-se mencionar (DUGAN, SMITH e RYLANDER, 2015) que mostra a nova realidade das redes elétricas operando com RD's, com a mudança da concepção tradicional do planejamento de expansão e operação. Os modelos tradicionais permitem atender a principal necessidade do planejamento, dimensionamento dos equipamentos e elementos do sistema com grandes capacidades. A nova concepção por outro lado, abrange o dinamismo do sistema no tempo, com suas curvas diárias de geração e carga dentro do horizonte de planejamento, conjuntamente com as características

operacionais dos RD's, inseridos dentro do planejamento integrado de sistemas de distribuição com RD's. Em (BUSSAR, STÖCKER e CAI, 2016) se considera-se o atendimento do 100% da carga pelo sistema de recursos distribuídos (FV, eólico e AZ). A geração é calculada usando curvas características das medições históricas de velocidade do vento e irradiação solar, e um algoritmo próprio para operação do AZ. A otimização do problema estabelecido é feita mediante Algoritmos Genéticos e a aplicação numa região geográfica da Europa, Oriente Médio e Norte da África. A visão é cumprir com a meta da União Europeia, que estabelece mudar para um sistema de energia totalmente renovável até 2050.

2.4.4 Curvas de carga

Parte importante deste trabalho é a consideração de curvas de carga dentro da metodologia. A pesquisa mostra que existem sistemas de medição com aplicações e processamento em massa, que permitem mensurar as demandas de potência ativa e reativa, gerar curvas de carga, e por meio de programação criar pontos de medição virtuais na rede. Já o aparecimento da infraestrutura de medição avançada (AMI) apresenta mais funcionalidades com a comunicação bidirecional entre os usuários e os centros de controle de operação das empresas distribuidoras (KAGAN, GOUVEA e MAIA, 2013). Essas soluções permitem dispor de curvas de carga em diferentes níveis do sistema, a jusante dos transformadores de distribuição ou dos consumidores de maneira particular. Em (DUGAN, 2007), (DUGAN, 2014), (DUGAN, SMITH e RYLANDER, 2015), (LEE, 2015) utiliza-se curvas de carga dentro das metodologias de planejamento. Na publicação (DU, 2011) se determina curvas de cargas de veículos elétricos (VE's) a partir das medições da base de dados Livelad. No artigo (OCHOA, QUIRÓS-TORTÓS e LEES, 2015) se dispõe de perfis de carga dos VE's, e de curva dos fatores de coincidência que, conjuntamente com a demanda máxima individual, permitem obter a demanda máxima diversificada e curva de demanda dos VE's a jusante do transformador de distribuição.

2.4.5 Fundamentos da metodologia a desenvolver

Parte dos artigos da revisão bibliográfica são a inspiração da metodologia da dissertação. O Anexo 1 apresenta os 37 artigos do estado da arte deste trabalho, desde o primeiro artigo de 1979 ao último de 2016, abrangendo um período que permite visualizar o desenvolvimento dos

trabalhos em planejamento de sistemas de distribuição. A Tabela 1 apresenta as publicações que têm uma contribuição mais focada no desenvolvimento da metodologia, as quais contribuem diretamente na determinação do objetivo, ferramentas computacionais, técnicas de otimização a utilizar, limites utilizados (tensão e sobrecarga), setor de aplicação do sistema de energia (rede de média tensão), aplicação dentro do planejamento (curto prazo).

O primeiro trabalho que considera recursos distribuídos (KAGAN, 1992) serve de base neste trabalho com a consideração de perfis de demanda na metodologia. Além disso, os artigos de Dugan permitiram visualizar em maior detalhe o objetivo deste trabalho, contribuindo na decisão de se utilizar o software *OpenDSS* como ferramenta de simulação de redes de distribuição com RD's, com curvas de carga e perfis de geração dos FV's e AZ's. A publicação (SOUZA e KAGAN, 2014) permitiu visualizar a inserção de reguladores de tensão e banco de capacitores na rede e ainda com sistemas fotovoltaicos. Na publicação (LEE, 2015) o modelo de controle de carga e descarga do sistema AZ e os limites de inserção máxima de AZ do artigo (BUSSAR, STÖCKER e CAI, 2016) foram o fundamento para o desenvolvimento do algoritmo de AZ deste trabalho. Em (OCHOA, QUIRÓS-TORTÓS e LEES, 2015) se apresenta as curvas de carga dos VE's conjuntamente com os fatores de coincidência que permitem determinar a demanda máxima diversificada dos VE's, aspectos que são considerados na metodologia desenvolvida.

Tabela 1 Artigos base para o desenvolvimento deste trabalho

Ano	Autor	Título	Objetivo principal	Ferramenta computacional /Técnica de otimização	Particularidade	Contribuição neste trabalho
1992	Nelson Kagan, A. G. Ter-Gazarian,	Design model for electrical distribution systems considering renewable, conventional and energy storage units	Planejamento de redes de distribuição com sistemas de fornecimento de energia, convencional (CN), fotovoltaica (FV) e de armazenamento (AZ)	Programação linear	Tamanho ideal e localização dos sistemas CN, FV e AZ, considerando perfis de geração coincidentes com os períodos de demanda mínima e máxima	Sistemas FV e AZ, conjuntamente com os perfis de demanda
1997	Peponis G.J	Optimization Applications to Power Distribution	Planejamento da operação para determinar a configuração ótima para alocação de equipamentos na rede	Branch-Exchange	Abrange alocação de capacitores e reguladores de tensão	Metodologia de alocação de capacitores e reguladores de tensão e algoritmo de Branch-Exchange
2007	Roger C. Dugan	Computing Incremental Capacity Provided By Distributed Resources For Distribution Planning	Planejamento com curvas de geração do sistema fotovoltaico (FV) e curvas de carga	Software OpenDSS	Avalia o impacto do sistema FV na confiabilidade e eficiência no sistema	Utilização do software OpenDSS em fluxos de potência com curvas de carga
2014	Alexandre de Souza, Nelson Kagan	Impact of Distributed Generation on the Operational Planning Planning of Medium Voltage Distribution Networks Using Genetic Algorithms	Impacto da GD no planejamento da operação de redes de média tensão	Algoritmo Genético	Permite obter a seção dos cabos, dimensionamento e localização do capacitor e GD na rede	Dimensionamento e localização do capacitor e GD e custos dos equipamentos
2014	Roger C. Dugan	Value of Sequential-Time Simulations in Distribution Planning	Planejamento considerando curvas de geração do sistema Fotovoltaico e perfis de carga	Software OpenDSS	Permite inserir os efeitos dos capacitores (BC), reguladores de tensão (RT) e inversores do FV, dentro do planejamento	Modelo inserção de curvas GD e carga dentro da metodologia, e comportamento dos BC's, RT's e inversores do FV na rede
2015	Soon-Jeong Lee	Coordinated Control Algorithm for Distributed Battery Energy Storage Systems for Mitigating Voltage and Frequency Deviations	Modelo de carga e descarga do sistema de Armazenamento da rede de distribuição	Algoritmo não controlado desenvolvido pelos autores	Algoritmo não controlado de carga e descarga do Banco de Baterias (BB)	Algoritmo não controlado de carga e descarga dos BB's
2015	Roger C. Dugan	It's All in the Plans. Maximizing the Benefits and Minimizing the Impacts of DERs in an integrated Grid	Planejamento integrado para Sistemas de Distribuição com recursos distribuídos	Software OpenDSS6y	Considera sobrecarga nos equipamentos, limites de tensão, confiabilidade e proteções, dentro da metodologia de planejamento	Metodologia de planejamento integrando RD
2015	Luis F. Ochoa, Jairo Quirós-Tortós, Becky Lees	A Statistical Analysis of EV Charging Behavior in the UK	Curva de demanda de VE	Algoritmo de Monte Carlo	Curvas de carga dos VE, Fatores de coincidência e Demanda máxima individual dos VE, permitindo obter a Demanda máxima diversificada e curva de demanda dos VE	Curvas de carga e metodologia de cálculo da Demanda máxima diversificada dos VE's
2016	Christian Bussar, Philipp Stöcker, Jr., Luiz Moraes Dirk Magnora,	Large-scale integration of renewable energies and impact on storage demand in a European renewable power system of 2050—Sensitivity study	Planejamento com fornecimento total da demanda das cargas pelo sistema de recursos distribuídos (FV, eólico - EO e AZ), considerando perfis de geração das medições históricas de velocidade do vento e irradiação solar	Algoritmos Genéticos	Fornecimento do 100% da demanda do sistema, pelo sistema de recursos distribuídos (FV, EO e AZ) com curvas de geração obtidas das medições	Estratégia de operação do sistema AZ e porcentagem máximos de penetração na rede de cada sistema de geração FV, EO e AZ

3 Ferramentas de otimização

A alocação adequada dos equipamentos para controle de tensão (ECT's) e RD's no sistema de distribuição, é um problema que pode ser resolvido utilizando ferramentas de otimização, que permitam obter a melhor posição dos BC's, RT's, FV's e AZ's, de acordo com as particularidades da rede em análise. Dentro deste panorama, o problema será abordado como um problema de otimização, que pode ser formulado de diferentes formas dependendo dos objetivos almejados. Os itens a seguir mostram os aspectos que permitiram abordar o problema de otimização da metodologia.

3.1 Função objetivo

A função objetivo pode incluir diferentes aspectos técnicos, econômicos, sociais, políticos, ambientais e de confiabilidade. Dentro do estado da arte analisado, os artigos orientados a planejamento da operação e alocação dos ECT's e RD's abrangem o cumprimento de critérios de radialidade, limites de tensão, sobrecarga nos equipamentos, perdas elétricas, balanceamento das cargas, limites de fator de potência, capacidade dos RD's, quedas de tensão, flutuações de tensão, limites de frequência e confiabilidade. Também consideram os custos fixos dos equipamentos e de instalação, e os custos variáveis de perdas, energia não distribuída e os custos ligados aos aspectos sociais.

3.2 Restrições

As restrições representam os limites, condições e índices, que devem ser atendidos nas soluções para cada caso considerado de acordo com o problema estabelecido. Podem ser técnicas, econômicas, políticas, ambientais ou de qualquer outra natureza. Para solução do problema de alocação dos ECT's e RD's, se estabelecem restrições relacionadas a:

-
- Primeira lei de Kirchhoff das correntes; desequilíbrio da carga, limite de sobrecarga dos transformadores e carregamento dos condutores da rede;
 - Segunda lei de Kirchhoff das tensões; queda máxima de tensão ou limites de tensão nas cargas;
 - Radialidade da rede, relacionada com a topologia do circuito sem malhas;
 - Orçamento associada aos custos dos ECT's e RD's obtidos na solução;
 - Confiabilidade e operação da rede correspondentes às chaves de manobra para reconexão do serviço em caso de interrupção, limite máximo de carga a ser transferido em condição de socorro e falha para outro alimentador e índices de qualidade;
 - Fator de potência;
 - Frequência do sistema de distribuição, se apresenta nos sistemas de distribuição devido à variação da irradiação e temperatura no caso dos FV's e do vento nos EO's;
 - Coordenação e seletividade dos equipamentos de proteção e possibilidades de transferência no sistema de distribuição, que permitem aumentar a confiabilidade na rede.

Observa-se que as primeiras restrições estavam relacionadas com carregamento, tensão e radialidade da rede. O desenvolvimento mostra a inclusão do fator de potência e confiabilidade como índices de qualidade. Depois, com o aparecimento dos RD's, incluiu-se a frequência. Finalmente, se considera todos os aspectos mencionados conjuntamente com a proteção dentro do planejamento integrado com RD's (DUGAN, SMITH e RYLANDER, 2015).

3.3 Incertezas

O problema de otimização com incertezas, pode ser modelado considerando as seguintes linhas (KAGAN, PRIETO e BARIONI, 2011) :

- Determinístico, quando se realiza uma análise de sensibilidade com alguns parâmetros de interesse;
- Probabilístico, quando se considera variáveis aleatórias no modelo;

-
- Possibilístico, quando o tratamento das incertezas é feito com a teoria dos conjuntos difusos.

3.4 Técnicas de otimização

Existem diferentes técnicas de otimização, como métodos clássicos, modelos híbridos (heurísticas) e ferramentas de inteligência artificial. As técnicas têm por objetivo otimizar as funções que estão sujeitas a determinadas restrições. Neste trabalho no âmbito do planejamento da operação de sistemas de distribuição, com a alocação dos ECT e RD's, são analisadas algumas técnicas de otimização na revisão bibliográfica a seguir.

3.4.1 Programação linear (inteira mista)

A programação linear propõe otimizar uma só função objetivo representada por equações e inequações lineares (KAGAN, PRIETO e BARIONI, 2011). O problema de maximização ou minimização se resolve formulando um algoritmo de programação linear inteira mista (PLIM) quando estão presentes variáveis inteiras (discretas) e reais (contínuas). Quando o problema é de planejamento da operação, e a finalidade está na minimização das perdas que permita obter a configuração ótima da rede, o comportamento não linear da função objetivo devido ao quadrado da corrente pode ser linearizado, para considerar as perdas dentro da solução. Existem aplicações de PLIM com múltiplos objetivos para o tratamento das incertezas com programação matemática *Fuzzy* e probabilística. A dificuldade recai na modelagem dos vários critérios em conjunto, e na aplicação das metodologias em sistemas reais, com grandes quantidades de barras, trechos e maior número de variáveis (KAGAN, 1992).

Dos artigos analisados, em (KAGAN e TER-GAZARIAN, 1992) utiliza-se a técnica de Programação linear (PL) para solução do problema de otimização estabelecido. Em (TANG, 1996) considera diferentes técnicas de otimização como PLI e PLIM e Programação não Linear dentro da metodologia desenvolvida para planejamento dinâmico. Em (KHODR, 2009) mostra-se a comparação do desempenho das metodologias de PLIM com relação à técnica de Decomposição de *Benders*, comprovando a ineficiência das técnicas lineares.

Destacam-se os métodos para PLIM:

- *Branch-and-bound*, que obtém soluções aceitáveis para redes de pequeno porte (KAGAN, 1999).
- Decomposição de *Benders*, que permite considerar múltiplos estágios através da subdivisão em subproblemas de programação linear para cada estágio. O método de decomposição de *Benders* considera todas as variáveis inteiras e permite um controle da convergência mediante um processo iterativo. Apresenta-se como uma técnica viável com tempos elevados de processamento, já que o algoritmo gera soluções repetitivas dos subproblemas, o que pode causar dificuldade quando se aplica em sistemas reais (KAGAN, 1999). No artigo (KHODR, 2009) se utiliza a técnica de *Benders*, como referência de comparação com as técnicas lineares consideradas dentro das metodologias do planejamento de sistemas de distribuição.
- As ferramentas baseadas em algoritmos de transporte são eficientes em tempo de solução, mas precisam trabalhar em conjunto com métodos de enumeração tipo *Branch-and-bound*. Conseguem soluções de sistemas reais, mas apresentam dificuldade devido à radialidade da rede, obtendo em alguns casos resultados não ótimos e inviáveis (KAGAN, 1999) (KAGAN, PRIETO e BARIONI, 2011). A publicação (WALL, THOMPSON e NORTHCOTE-GREEN, 1979) considera os algoritmos de transporte para alocação das subestações e em (WILLIS, 1996), se aplica para cumprimento da radialidade na rede.

3.4.2 Busca Heurística

A técnica de busca heurística é uma alternativa para solução dos problemas de planejamento dos sistemas de distribuição sem aproximações, diferente das técnicas lineares que precisam de ajustes principalmente no cálculo das perdas e dos índices de confiabilidade.

Na aplicação da técnica no princípio, pode-se dispor de várias heurísticas que podem ser modificadas, mas também existem outros modelos de programação matemática onde se utiliza heurísticas incorporadas (KAGAN, 1999). Os sistemas inteligentes (inteligência artificial) usam técnicas de busca heurística para gerar soluções. A literatura apresenta o método *Shells*

(KAGAN, 1999) que tem uma estrutura que pode ser aproveitada para solução de problemas de reconfiguração de redes com múltiplos objetivos. Para solução do problema emprega-se estratégias de busca heurística, como segue (KAGAN, PRIETO e BARIONI, 2011):

- Construtiva, parte do princípio que todos os elementos de chaveamento, que permitem alternativa de reconfiguração, estão normalmente abertos (NA). Com aplicação do algoritmo, passam para normalmente fechados (NF), obtendo assim uma configuração viável. Neste trabalho a técnica de busca em profundidade (*depth-first search*) permite selecionar o equipamento de chaveamento. Em seguida permite- seu fechamento para manter a tensão nas barras dentro dos limites.
- Destrutiva, é a condição contrária da estratégia construtiva, iniciando com todos os elementos de chaveamento de interesse NF, passando para condição NA com o intuito de cumprir com a restrição de radialidade, na configuração ótima.
- Troca de ramos (*Branch-Exchange*), utilizada geralmente para manter a radialidade no sistema. O algoritmo realiza alterações sucessivas com cada elemento de chaveamento da rede, trocando um elemento NA por outro NF, achando assim a topologia ótima do sistema considerando a restrição de radialidade na rede.

Da pesquisa bibliográfica realizada, observa-se que a estratégia de Troca de ramos (*Branch-Exchange*) é utilizada amplamente (NARA, 1994), (WILLIS, 1995), (GOSWANI, 1997), (PEPONIS, 1997), (MIQUEZ, 2002), até o avanço das técnicas heurísticas (conjuntos *Fuzzy*, estratégia *Busca-Tabu*).

O desenvolvimento das técnicas heurísticas, permitiu o uso da técnica de conjuntos *Fuzzy* para tomada de decisões dentro da função objetivo, conjuntamente com tratamento das incertezas e cumprimento das restrições (KAGAN, 1999). A técnica se associa à estratégia *Busca-Tabu* que consiste em percorrer um determinado espaço de busca de soluções para seu melhor vizinho (MOREIRA, 2015). Em (RAMIREZ ROSADO, 2004), (RAMIREZ ROSADO, 2006) utiliza-se a técnica para solução do problema multiobjetivo. No trabalho (KHODR, 2009) é comparado seu o desempenho com as técnicas lineares.

Pode-se observar nas publicações, que as técnicas heurísticas analisadas se mostram como solução de otimização interessante, principalmente no planejamento da operação do sistema de

distribuição considerando as funções objetivo e restrições da metodologia. Permitem diminuir o esforço computacional e tempo de solução. Mas a complexidade, dinamismo e grande quantidade de equipamentos e elementos existentes nos sistemas de distribuição, comprovam que em geral não são melhores quando comparadas com outras técnicas como os algoritmos genéticos (WILLIS, 1996), (KHODR, 2009), (KAGAN, PRIETO e BARIONI, 2011).

3.4.3 Algoritmos evolutivos (AE's)

A ideia básica de AE's data-se nos anos 50 (KAGAN, PRIETO e BARIONI, 2011) com aplicação nas ciências naturais, biologia, computação e engenharia. O princípio fundamental é a teoria da evolução das espécies proposta por Darwin. As primeiras aplicações computacionais demonstram sua grande capacidade, mesmo com as limitações de hardware da época. Os algoritmos evolutivos, como todas as ferramentas de otimização, tiveram que passar pelo processo de teste e desenvolvimento, até se estabilizar como uma técnica aceita no mundo científico. Os progressos verificados nos anos 90 consolidam sua capacidade na solução de problemas reais (KAGAN, PRIETO e BARIONI, 2011), apoiando-se na evolução da capacidade de processamento dos computadores.

Com relação à sua estrutura, inicialmente define-se uma população inicial que são representadas por cromossomos constituídos por genes. Os indivíduos são avaliados com mecanismos biológicos como seleção, cruzamento e mutação; sobrevivem os que melhor se adaptam às novas gerações, criando uma nova população mais forte em cada iteração do processo (KAGAN, PRIETO e BARIONI, 2011). A evolução da computação evolutiva permitiu desenvolver os seguintes algoritmos (KAGAN, PRIETO e BARIONI, 2011):

- Algoritmos Genéticos, foram introduzidos por Holland em 1975, com objetivo de modelar matematicamente e explicar detalhadamente os processos de adequação dos sistemas naturais, processados em computadores.
- Programação evolutiva, criada por Fogel com objetivo de criar inteligência artificial sobre a base de máquinas de estado finito.
- Estratégias evolutivas, implantadas por Rechenberg e Schwefel têm o propósito de otimizar os problemas com parâmetros discretos e contínuos.

3.4.4 Algoritmos genéticos

A maior característica que a técnica de AG apresenta, é permitir a obtenção de soluções ótimas (ou sub-ótimas) de qualquer função, seja linear, não linear, com picos ou descontínua, com eficiência e eficácia. (GOLDBERG, 1989) resume as vantagens fundamentais dos AG com relação às outras técnicas heurísticas, da seguinte forma:

- Trabalham com uma codificação do conjunto de parâmetros, não utilizam parâmetros particulares;
- Iniciam a partir de um conjunto de soluções do problema, e não a partir de uma só solução;
- Resolvem o problema utilizando algoritmos orientados pela função objetivo, e não as suas derivadas ou informação auxiliar;
- Usam regras de transição probabilísticas no processo de obter a solução ótima, e não regras determinísticas.

AG é a técnica de otimização utilizada neste trabalho. As publicações analisadas avaliam como uma das melhores alternativas, (WILLIS, 1996), (RAMIREZ ROSADO, 2001), (RIVAS DÁVALOS, 2003), (CEBRIAN e KAGAN, 2008), (MENDES, 2010), (HANSEN, 2012), (CEBRIAN e KAGAN, 2013), (DE SOUZA e KAGAN, 2014), (SADEGHI, 2014), pois:

- É apropriada para solução de problemas com maior número de variáveis e grande quantidade de equipamentos, como é o caso das redes dos sistemas de distribuição;
- Considera o comportamento não linear na função objetivo (por exemplo minimização das perdas elétricas);
- Permitem considerar as restrições com os limites e parâmetros de acordo com a metodologia proposta.

Em (MOREIRA, 2015) são apresentados os passos do AG que imitam parte da teoria de Darwin. Os passos básicos deste algoritmo, são abaixo relacionados:

1. Passo inicial:
 - a) Montagem dos dados do problema;

-
- b) Escolha do formato de codificação para uma proposta de solução p ;
 - c) Identificação da forma de avaliar a qualidade da função objetivo ou equivalente e denominada $f(p)$;
 - d) Escolha dos parâmetros do algoritmo tais como o tamanho da população n_p , a taxa de recombinação P_n , a taxa de mutação P_m e o tipo de seleção;
 - e) Escolha do critério de parada;
2. Geração da população inicial, ou seja, geração de um conjunto de n_p propostas de solução que se transforma na população inicial;
 3. Avaliação da função objetivo $f(p)$ de todos os elementos da população e atualização da informação;
 4. Caso o critério de parada seja satisfeito, pare. Caso contrário, ir ao passo 5;
 5. Implementação do operador de seleção;
 6. Implementação do operador de recombinação;
 7. Implementação do operador de mutação, atualização da população corrente e retorno ao passo 3;

O propósito do AG, conforme (MOREIRA, 2015), é otimizar uma função objetivo. Possíveis soluções são codificadas por um vetor com números que representam um cromossomo, em que as manipulações ou operações na população analisada passarão pelo processo de seleção natural. A codificação de uma proposta de solução depende das restrições do problema ou da representação de uma configuração, onde as variáveis podem ser binárias, $x \in \{0, 1\}$ ou inteiras, $x \in \mathbb{I}^+$.

Existem vários métodos de seleção na literatura, dois deles são apresentados a seguir e considerados na aplicação da metodologia desenvolvida:

- Seleção por roleta: Cada indivíduo tem uma fatia na roleta proporcional à função de avaliação. Então quando girar a roleta a probabilidade de um indivíduo ser selecionado será proporcional ao valor obtido na função de avaliação estabelecida (KAGAN, PRIETO e BARIONI, 2011).
- Seleção por torneio: Apresenta-se com rápido esforço computacional, onde são estabelecidos pequenos subconjuntos da população, como resultado de um torneio de n

jogos das configurações aleatórias, sendo selecionado o indivíduo com melhor solução e maior adequação (MOREIRA, 2015).

Após o critério de seleção, as soluções candidatas são submetidas à recombinação criando novos indivíduos como resultado da troca de informação de duas soluções originais, identificadas como pais. Esse processo garante que os melhores indivíduos sejam capazes de trocar entre si as informações, que os levam a ser mais aptos a sobreviver, e assim gerar descendentes ainda mais adequados.

Finalmente a mutação é definida como uma pequena perturbação do cromossomo, representado pela probabilidade de cada gene mudar seu valor por um valor gerado aleatoriamente. Tem como objetivo permitir maior variabilidade genética na população, impedindo que a busca fique estagnada em um mínimo local. A Figura 2 mostra o desenvolvimento do AG desde a geração da população inicial, até a satisfação do critério de parada de acordo com o número de gerações definidas.

Figura 2. Diagrama de blocos do Algoritmo Gentico

4 Metodologia de alocação de equipamentos de controle de tensão e RD's

4.1 Introdução

Os sistemas de distribuição contam com a diversidade e o dinamismo das cargas existentes, compostos pelos pontos de entrega do sistema de transmissão ligados com dezenas ou centenas de subestações de distribuição, que ligam centenas ou milhares de alimentadores primários. Cada alimentador agrupa dezenas ou centenas de transformadores de distribuição com características residenciais, comerciais, industriais, entre as mais conhecidas. Os clientes localizados ao final da rede são milhares ou milhões com características de consumo, que manifestam particularidades próprias sobre os alimentadores e subestações, resultado de um território distribuído interligado, diverso e de grande escala (DUGAN, SMITH e RYLANDER, 2015). A Figura 3 mostra a diversidade existente nos sistemas de distribuição.

Figura 3. Sistema de distribuição de grande porte (DUGAN, SMITH e RYLANDER, 2015)

4.2 Visão da penetração dos recursos distribuídos no sistema de distribuição

Os novos projetos orientados ao fornecimento do sistema de distribuição, em sua maioria, estão ligados aos sistemas de recursos distribuídos ou geração distribuída localizados próximo ou junto da carga. Esse setor do sistema é o que infelizmente apresenta menor visibilidade da rede por parte dos centros de controle, devido à falta de tecnologia e instalação de equipamentos que permitam conhecer em tempo real seu comportamento. O sistema elétrico atual está concebido com um número pequeno de centrais de geração, que entregam energia aos consumidores através dos sistemas de transmissão e distribuição. Os últimos anos mostram um ingresso notável de sistemas de GD no sistema de distribuição, especialmente de sistemas Fotovoltaicos (FV).

Um dos aspectos que incentivam o ingresso de GD's ao sistema de distribuição são as perdas. Por exemplo, no Brasil as empresas da Eletrobras possuem entre seus ativos mais de 100.000 km de linhas de transmissão, aproximadamente 1km de linha por cada 1 MW gerado. A revista *Public Utility Commission of Texas* (2001) menciona que tipicamente as perdas ficam entre 4% e 7% da potência total transmitida. Então podemos perceber a importância de reduzir esse componente, já que não geram lucro para as Empresas e são pagas pelos consumidores por meio das tarifas vigentes (CRUZ, 2013). Dentro desse cenário, os programas de inserção de sistemas de GD's no sistema de distribuição mostram sua importância, mesmo sem considerar os benefícios de aproveitamento dos recursos renováveis, alívio de sobrecarga e congestionamento do sistema de transmissão, aumentando a confiabilidade com a minimização das interrupções que se apresentam no sistema elétrico, conjuntamente com os benefícios sociais que brindam à sociedade.

De acordo com a Empresa Brasileira de Planejamento Energético, em dezembro de 2014, a rede nacional possuía capacidade instalada de 134 GW, com 62% de energia hidrelétrica, 15% de energia térmica, 2% de energia nuclear, 5% de importação de energia e 16% em pequenas centrais hidrelétricas, geradores eólicos, e painéis solares (VARGAS, SAAVEDRA e SAMPER, 2016).

Com relação aos sistemas de energia renováveis, nos últimos anos a energia eólica foi introduzida com êxito na matriz energética. Até 2015 o Brasil tinha 281 parques eólicos distribuídos em 11 estados. Em agosto de 2015, a capacidade instalada era de cerca de 7.000 MW, com uma projeção de participação de 5% na matriz energética total do Brasil no final desse ano (VARGAS, SAAVEDRA e SAMPER, 2016).

Recentemente a geração fotovoltaica no Brasil era restrita a algumas fazendas no Nordeste. No entanto, em 2014 foi realizado o primeiro leilão, onde foram escolhidos 31 projetos com uma capacidade total aproximada de 1000 MW. Em novembro de 2015 realizou-se um segundo leilão, abrangendo os parques fotovoltaicos e eólicos, escolhendo-se 20 projetos de geração de energia eólica e 33 projetos de geração de energia fotovoltaica, abrangendo 548,2 MW em projetos de energia eólica e 1.115 MWp em energia fotovoltaica. O preço da energia FV fechou a um valor médio de USD 77,60 / MWh, enquanto a energia eólica atingiu um preço final de USD 53,10 / MWh (VARGAS, SAAVEDRA e SAMPER, 2016).

Com relação à microgeração e minigeração, a ANEEL estabelece a (RESOLUÇÃO 482/2012, 2012) com as disposições preliminares, condições para acesso ao sistema de distribuição, modelo de compensação, sistema de medição e as responsabilidades por impacto ao sistema elétrico. A resolução inclui melhorias importantes como:

- Alternativas para acordos em caso de autoconsumo e geração remota;
- Possibilitar créditos energéticos compensados no consumo de energia ativa com os grupos empresariais;
- Incentivar a geração distribuída em sistemas condominiais;
- Aumentar a potência máxima para minigeração de 1 MW para 5 MW.

Conforme (KAGAN, GOUVEA e MAIA, 2013), o Brasil possui um grande potencial de irradiação solar com 1.950 kWh/m².ano, superando em dobro à Alemanha com 900 kWh/m².ano, país líder em capacidade instalada de sistemas FV no mundo. No período 2002 - 2008, instalou-se no Brasil apenas 120,4 kWp em sistemas FV vinculados na rede elétrica. Dentro dos pontos principais para o desenvolvimento das políticas públicas para um Plano Brasileiro de Redes Inteligentes, se estabelece uma projeção de quase 500 mil sistemas de micro e mini geração distribuída (solar, eólica e biomassa) conectados no sistema de média e baixa

tensão para o ano 2030, geração que representa 0,6% das unidades consumidoras, aproximadamente 7.000 MW de capacidade instalada. Considerando um cenário moderado até o 2030, com desoneração do 20% do valor de investimento, será atingido quase conseguirá quase 1 milhão de sistemas de GD, que significam cerca de 12.000 MW de capacidade instalada. Já em um cenário acelerado até o 2030 com prêmio sobre energia gerada, será alcançado em torno de 1,4 milhão de sistemas de GD e 16,7 mil MW de capacidade instalada

Segundo (DUGAN, SMITH e RYLANDER, 2015), nos Estados Unidos acontece um rápido ingresso de sistemas FV, com 12,1 GW até 2013 de acordo com o Conselho de Energia Renovável Interestadual responsável de 471.000 instalações. Considerando só o ano 2013 nos Estados Unidos, 155.000 sistemas FV foram conectados na rede, inserção que corresponde ao 94% das adições. É importante ressaltar que a expectativa era triplicar esse valor até 2016, obtendo 936.000 sistemas FV's no sistema de distribuição.

Na Europa existe uma diversidade de implementações nacionais de sistemas FV's de acordo com as diferenças significativas em tamanho do sistema, características técnicas das redes de distribuição e atividades dos consumidores dos países existentes. A Figura 4 apresenta a inserção acumulativa da capacidade dos sistemas FV's na Europa para o período 2005-2015. A Alemanha se encontra em primeiro lugar, seguida da Itália e França. Na Itália, os desenvolvimentos se apresentaram tão rápido, que não foi possível integrar técnicas modernas nas práticas de planejamento, como também foi necessário paralelamente investimentos massivos para conseguir integrar os FV's no sistema de distribuição (OCHOA, PILO e KEANE, 2016).

De acordo com (BUSSAR, STÖCKER e CAI, 2016), graças ao impulso dos preços decrescentes para os FV e programas de incentivo dos diferentes governos, quase 100 GW de FV e mais de 100 GW de sistemas eólicos (EO) foram integrados no sistema europeu até 2014. Em algumas áreas, a geração de GD superou a demanda, reduzindo a geração convencional e liberando carga da infraestrutura do sistema de transmissão em certas horas. O objetivo é conseguir mudar para um sistema de energia totalmente renovável até 2050. Para tanto são necessárias grandes mudanças, para conseguir dispor de um sistema de energia fornecido pelos RD's.

Figura 4. Capacidade instalada acumulativa de sistemas Fotovoltaicos em Europa (OCHOA, PILO e KEANE, 2016)

Com relação aos veículos elétricos, a Figura 5 mostra os países com maior inserção de VE's no mundo para o período 2010-2020. Observa-se China, Estados Unidos, Japão, França e Alemanha, como os países que lideram a inclusão, sendo a expectativa de 20 milhões de EV's no mundo (IEA, 2016). Só no Reino Unido em 2013 foram 3.500 VE's para mais de 50.000 até final de 2015 no sistema de distribuição (OCHOA, PILO e KEANE, 2016).

Figura 5. Inserção acumulativa de veículos elétricos e híbridos (IEA, 2016)

No Brasil, com relação à regulação, a ANEEL realizou uma consulta pública e dentro de sua agenda avalia a necessidade de regulamentação dos aspectos comerciais relativos ao fornecimento de energia elétrica aos veículos elétricos. Com relação ao impacto no sistema de distribuição se estabelece o seguinte “A alta inserção de veículos elétricos irá demandar mais energia, sendo que essa pode ser proveniente de fontes menos sustentáveis, portanto qualquer incentivo deve ser avaliado com cautela, levando em consideração nossa matriz energética futura” (AGENDA REGULATORIA, 2016).

Os pontos acima mencionados mostram a importância de considerar os sistemas de RD's e VE's dentro das metodologias orientadas ao planejamento da operação. Enfrenta-se um sistema distinto ao concebido tradicionalmente, portanto é imprescindível mudar as metodologias convencionais incluindo os RD's e VE's como é o objetivo deste trabalho. Os novos desafios de ingresso crescente de RD's e VE's representam oportunidade para os engenheiros desenvolverem novas metodologias, modelos e aplicações computacionais, que abranjam sistemas de distribuição com RD's e cargas como VE's.

4.3 Abordagem de um plano integrado

A concepção tradicional de análise não precisa ser totalmente modificada, mas é necessário adaptar e incluir aspectos que permitam melhorar a integração dos sistemas RD na metodologia. (DUGAN, SMITH e RYLANDER, 2015) mostram que os principais fatores que devem ser abordados numa metodologia com RD's são:

- Capacidade e localização dos sistemas de GD, que podem ser de dois tipos, quais sejam: centralizados, geralmente ao nível dos alimentadores primários, ou dispersos ao nível dos usuários, mesmo gerando a mesma potência, apresentam efeitos diferentes na rede;
- Sistema de distribuição com equipamentos que permitam dispor da informação necessária para determinar: capacidade, pontos de suprimento, procedimentos de operação, etc, dos GDs. Estudos feitos pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) mostram que analisar o sistema integrado em um só patamar de demanda, não é o mais recomendável quando a tecnologia existente permite considerar os períodos de demanda (semanal, mensal, anual) obtendo assim uma análise completa da rede. Existem

diferenças marcantes nos perfis de tensão e nas correntes de curto circuito, entre os sistemas tradicionais (sem GD's) e aqueles com RD's na rede; esse comportamento é visível quando é feita a análise do sistema em períodos de tempo mediante as curvas de carga;

- Tipos de sistema RD's inseridos na rede com suas características particulares como os FV's, EO's, AZ's etc., que apresentam impactos diferentes na rede.

O limite de carga de um alimentador com RD's, é definido em (DUGAN, SMITH e RYLANDER, 2015) como a capacidade de RD's que são suportados pela atual topologia de acordo com o tipo de condutor instalado, atendendo seu limite térmico.

Outro aspecto importante é a concepção de controle de tensão a utilizar, que pode ser por meio de RT's, BC's ou inversores dos FV's. Para clarificar a importância desse aspecto, apresenta-se um estudo na Figura 6 (um vídeo vinculado pode ser acessado pelo código QR). Na Figura 6 se mostra o impacto da potência de geração e da tensão em diferentes barras da rede para três patamares e a variação e dinamismo da potência do FV ao longo das horas de um dia em intervalos de um segundo.

Figura 6 Impacto do sistema Fotovoltaico na tensão da rede (DUGAN, SMITH e RYLANDER, 2015)

Conforme (DUGAN, SMITH e RYLANDER, 2015) o objetivo de um plano integrado tem que ser principalmente manter os limites de confiabilidade e qualidade do sistema, já que é um aspecto importante no sistema de distribuição. Para tal efeito o EPRI desenvolveu uma

ferramenta de acesso público e constantemente atualiza o *software OpenDSS*, que possibilita uma caracterização prática do carregamento das linhas e dos perfis de tensão de todo o sistema analisado para cada patamar das curvas de carga.

4.4 Modelagem do problema

Neste item, se apresenta a formulação do problema estabelecido e as equações consideradas dentro da metodologia desenvolvida. Além disso, a informação que o algoritmo precisa para gerar os resultados esperados.

4.4.1 Formulação do problema

O trabalho permite determinar a alocação dos RT's e BC's, conforme as posições candidatas onde técnica e operativamente é possível sua instalação na rede de distribuição. Além disso, quando for possível e flexível a alocação dos recursos energéticos distribuídos, será também considerada na formulação, como são os sistemas fotovoltaicos (FV's) e de armazenamento (AZ's).

A alocação ótima dos equipamentos na rede de distribuição, compreende a otimização da função objetivo, com a finalidade de reduzir as perdas em demanda e energia, manter a tensão nas barras dentro da faixa adequada e carregamento em níveis adequados, assim como os custos fixos destes equipamentos/recursos distribuídos.

São informações necessárias para a formulação:

- Topologia e dados elétricos da rede de média tensão;
- Número de usuários e localização dos transformadores de distribuição (MT/BT) na área de concessão para o cálculo da demanda máxima diversificada dos consumidores supridos pelo transformador, a partir de curvas de carga típicas;
- Número de veículos elétricos (VE's) e dados de sua demanda máxima diversificada, se for o caso;
- Fator de potência individual dos TD's;

- RD's compostos por FV's e AZ's existentes ou aqueles candidatos para instalação em barras da rede de média tensão;
- Posições candidatas para instalação de RT's, BC's, FV's e AZ's considerando a viabilidade técnica e operacional;
- Faixas de tensão adequadas e limites de sobrecarga de equipamentos.

Os casos a serem considerados são os seguintes:

- Alocação dos RT's e BC's somente;
- Alocação dos RT's, BC's e RD's;
- Alocação dos RT's, BC's e RD's com função VOLT-VAR nos inversores dos FV's.

4.4.2 Demanda máxima diversificada a jusante do transformador de distribuição

Para determinar a Demanda Máxima Diversificada ($D_{max_{divTra}}$) dos consumidores a jusante dos transformadores de distribuição, se considera as faixas de consumo e os fatores A e B que são parte das normas para SD's da Empresa elétrica Quito (EEQ) do Equador (QUITO, 2015), segundo a Tabela 2 e conforme (1), (2) e (3). As faixas de consumo são resultado do projeto e consultoria (POVEDA, LECARO e CASILLAS, 2009) realizado entre OLADE e a EEQ.

Tabela 2 Faixas de consumo EEQ (QUITO, 2015)

Codificação de faixa de Consumo	Faixas de consumo (kWh/mês/usuário)
E	0 – 100
D	101 – 150
C	151 – 250
B	251 – 350
A	351 – 500
A1	501 – 900

$$D_{max_{divTra}} = fatorA * fatorB \quad (1)$$

Sujeito a

$$fatorA = C[1 - 0,4C + 0,4(C^2 + 40)^{1/2}] \quad (2)$$

$$fatorB = 0,005925(kWh/mês/usuario)^{0,885} \quad (3)$$

Onde:

$Dmax_{divTra}$ = Demanda máxima diversificada dos usuários a jusante do transformador de distribuição

$fatorA$ = Fator que associa a coincidência dos usuários a jusante do transformador de distribuição (QUITO, 2015)

$fatorB$ = Fator que integra a média da energia consumida pelos usuários (QUITO, 2015)

C = Número de usuários a jusante do transformador de distribuição

$kWh/mês/usuario$ = Consumo médio dos usuários a jusante do transformador de distribuição

4.4.3 Demanda máxima diversificada em veículos elétricos

Para obter a demanda máxima diversificada dos VE's ($Dmax_{div_VE}$), se considera os fatores de coincidência conforme Figura 7. Para a demanda máxima individual dos VE's se utiliza o VE Nissan LEAF, $Dmax_{ind_VE_i} = 3,6$ kW e Fator de potência de 0,98 indutivo (OCHOA, QUIRÓS-TORTÓS e LEES, 2015).

Figura 7 Fator de coincidência para VE's (OCHOA, QUIRÓS-TORTÓS e LEES, 2015)

$$Dmax_{div_VE} = f_{coin} * \sum_{i=1}^n Dmax_{ind_VE_i} \quad (4)$$

Onde:

$Dmax_{div_VE}$ = Demanda máxima diversificada dos VE's a jusante do transformador de distribuição

f_{coin} = Fator de coincidência dos VE's a jusante do transformador de distribuição

$Dmax_{ind_VE_i}$ = Demanda máxima individual dos VE's (OCHOA, QUIRÓS-TORTÓS e LEES, 2015)

n = Número de VE's a jusante do transformador de distribuição

4.4.4 Curvas de carga a jusante do transformador de distribuição e dos veículos elétricos

As curvas de carga consideradas neste trabalho são parte do trabalho de consultoria “Metodología de Estimación de la Demanda Residencial” entre a Organização Latino-americana de Energia – OLADE e a Empresa Elétrica de Quito (POVEDA, LECARO e CASILLAS, 2009). Com relação as curvas de carga, se realizou uma análise dos registros de carga disponíveis na EEQ, considerando intervalos de demanda de 15 minutos em 7 dias contínuos de medição. Em seguida, se validou a informação com inspeções em campo, onde se verificou a rede secundaria (extensão, seção dos condutores, etc) e os consumidores existentes a jusante do transformador com relação aos registrados no sistema da EEQ.

Uma análise dos registros de carga com relação as faixas de consumo (vide Tabela 2), determinou a necessidade de realizar medições adicionais. Na Figura 8 se apresenta a instalação do equipamento de medição no transformador de distribuição trifásico aéreo 37230 de 125 kVA.

Figura 8. Instalação do equipamento de medição no secundário do transformador de distribuição 37230 (POVEDA, LECARO e CASILLAS, 2009)

O trabalho abrange curvas de carga associadas aos transformadores de distribuição (TD's), sobre a base da média do consumo dos clientes a jusante dos TD's. Por exemplo, se o consumo é de $230 \text{ kWh/mês/usuário}$, então a faixa de consumo será C, segundo Tabela 2. Os intervalos de demanda dos perfis de carga são de 15 minutos, período usualmente considerado (KAGAN, BARIONI DE OLIVEIRA e ROBBA, 2012). O Anexo 2 Curvas de carga utilizadas apresenta as curvas de carga utilizadas neste trabalho, conforme (POVEDA, LECARO e CASILLAS, 2009). No entanto, a Figura 9 mostra parte das curvas de carga, o perfil residencial pertencente à faixa de consumo C, as curvas de carga comercial e industrial relativas aos usuários típicos. O perfil dos VE's é parte do artigo (OCHOA, QUIRÓS-TORTÓS e LEES, 2015).

Figura 9 Curvas de carga (POVEDA, LECARO e CASILLAS, 2009) (OCHOA, QUIRÓS-TORTÓS e LEES, 2015)

4.4.5 Potência máxima dos recursos energéticos distribuídos

A potência máxima ($Dmax_{G_RD}$) gerada por os FV's e AZ's é determinada conforme (5)

$$Dmax_{G_RD} = (Dmax_{divM0} + Per_{Dmax_{divM0}}) * \frac{Por_{G_RD}}{100} \quad (5)$$

Onde:

$Dmax_{G_RD}$ = Potência máxima do sistema RD

$Dmax_{divM0}$ = Demanda máxima diversificada registrada no medidor a jusante da subestação

$Per_{Dmax_{divM0}}$ = Perdas na Demanda máxima diversificada calculada no medidor a jusante da subestação

Por_{G_RD} = Porcentagem de potência de $Dmax_{divM0}$ para os sistema RD's, recomenda-se máximo de 40% (BUSSAR, STÖCKER e CAI, 2016)

4.5 Ferramentas de software utilizadas

A metodologia utiliza dois softwares em conjunto: o *Open Distribution System Simulation - OpenDSS* (EPRI, 2004), software de simulação de redes de distribuição com RD's e o MATLAB, software de programação que executa o código do algoritmo desenvolvido que irá reger o *OpenDSS* mediante a interface desenvolvida pelos autores do *OpenDSS*, para assim avaliar o estado da rede e manter a tensão nas barras dentro da faixa adequada.

O *DSS* é um software desenvolvido em 1997 com o objetivo de realizar estudos com inserção de GD's nas redes de distribuição. Em 2004, o *DSS* foi comprado pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI), que passou a distribuí-lo com código aberto a partir de 2008, chamando-se *OpenDSS* (DUGAN, 2004). Entre as várias aplicações do *software OpenDSS* como ferramenta de simulação, mencionam-se os seguintes casos:

- Determinação de perdas técnicas das Empresas distribuidoras. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) indicou o *OpenDSS* para o cálculo de perdas técnicas das empresas distribuidoras no Brasil (NOTA TÉCNICA N° 0057/2014-SRD, 2014).
- Simulação da chamada Usina Solar Fotovoltaica (USF) do Estádio Governador Magalhães Pinto, mais conhecido como Mineirão. Conforme a Figura 10, conta com

uma potência máxima de geração fotovoltaica de 1,42 MWp, com 6 mil placas de silício instaladas na cobertura, que têm capacidade de suprir aproximadamente 1,2 mil residências de médio porte ao seu redor (BUFANO, 2014) (JUNIOR, 2014).

Figura 10 Usina Solar Fotovoltaica - Mineirão (BUFANO, 2014)

- Impacto de veículos elétricos no Reino Unido: o projeto *My Electric Avenue* (segundo Figura 11) proporciona resultados sobre o gerenciamento da tensão na rede de distribuição com inserção dos veículos elétricos em grande escala, que podem ser considerados como parte das metodologias que incluem VE's. O projeto considera 221 usuários residenciais reais com VE's (68.000 amostras) espalhados por todo o Reino Unido e monitorados durante um ano (TECHNOLOGY, 2012) (OCHOA, QUIRÓS-TORTÓS e LEES, 2015).

MY ELECTRIC AVENUE

Figura 11 Projeto My Electric Avenue no Reino Unido (TECHNOLOGY, 2012)

- O EPRI em 2010 começou um projeto de cerca de 6 milhões de casos de implementação de sistemas FV's. Parte do projeto foi a análise de 34 alimentadores primários nos Estados Unidos (DUGAN, SMITH e RYLANDER, 2015)

Os quatro exemplos anteriores validam ao *OpenDSS* como software de simulação com RD's. O código aberto e a flexibilidade que apresenta via programação, conjuntamente com o benefício de expansão, são vantagens que levaram a sua utilização neste trabalho. A interface *Component Object Model* (COM) permite aos usuários codificar novas soluções a partir de softwares externos como MATLAB, Python, C# e Excel. Este trabalho utiliza o software MATLAB desenvolvido pela *MathWorks*.

O MATLAB é um sistema interativo e linguagem de programação para computação numérica, aproveitado nas áreas técnicas e científicas. É uma ferramenta amplamente utilizada no meio acadêmico, devido a sua relativa simplicidade de uso. Dispõe de toolboxes para as mais diversas aplicações e possibilidade de realizar programação em alto nível, para implementação de algoritmos.

Neste trabalho, o uso do MATLAB para implementação da metodologia proposta, é devido à possibilidade de interface com o *OpenDSS*. Portanto, o MATLAB executa o *OpenDSS* em segundo plano, lê os resultados obtidos e, conforme as necessidades do algoritmo, realiza adequações e manda ao *OpenDSS* executar novamente os cálculos elétricos. Dentro da implementação do modelo proposto, ações sobre os controles do *OpenDSS* para atendimento das restrições, coleta e armazenamento dos dados, são codificados no MATLAB.

4.5.1 Algoritmo no software Open Distribution System Simulation

Neste trabalho, cada elemento da rede é modelado no *OpenDSS*. São criadas bibliotecas no software onde se armazenam os dados técnicos dos condutores de acordo com a seção de cada um deles. As curvas de carga dos TDs, VE's, perfis de irradiação, temperatura e carga e descarga do AZ's, são representadas no programa. Também no *OpenDSS* são codificados os controles dos RT's, BC's, FV's e AZ's que permitem determinar os equipamentos a instalar de acordo com o algoritmo desenvolvido em MATLAB. A Figura 12 apresenta o diagrama de blocos do Programa principal (PP) codificado no *OpenDSS*, estruturado com objetivo de vincular qualquer rede para executar o algoritmo desenvolvido em MATLAB, já que os equipamentos da rede como transformadores, linhas, cargas, etc, são estabelecidos no PP e se vinculam com as bibliotecas dos dados técnicos das linhas, elementos de controle dos BC's, RT's, FV's, AZ's

e chaves na rede. O programa loadShase.DSS abrange as curvas de carga e perfis de geração dos RD's que são arquivos com formato .CSV.

Figura 12 Programa principal - OpenDSS

4.5.2 Sistema Fotovoltaico

O diagrama conceitual do modelo do FV dentro do software *OpenDSS* se apresenta na Figura 13. Da figura pode-se observar: a potência máxima nominal (P_{mp}), eficiência do inversor com relação à potência gerada e P_{mp} com relação à temperatura. As curvas reais de irradiação e temperatura do sistema FV em intervalos de 15 minutos dos sete dias da semana utilizadas neste trabalho, foram obtidas das medições do sistema FV instalado no telhado do laboratório do Centro de Estudo em Regulação e Qualidade de Energia - ENERQ, da Universidade de São Paulo (IEEE, 2011), conforme Figura 14.

O modelo de FV dentro do OpenDSS, contempla a função VOLT-VAR no inversor (segundo Figura 14), que tende a manter a tensão em 1pu na barra onde está instalado o FV. Neste caso, para tensões entre 0 - 1 pu, o inversor fornece reativos, enquanto para tensões entre 1 - 1.5 pu, o inversor absorve reativos.

Figura 13 Diagrama conceitual do sistema Fotovoltaico - OpenDSS (SMITH, DUGAN e SUNDERMAN, 2011)

Figura 14. Curvas de Irradiação, Temperatura e Função VOLT-VAR do inversor do FV

4.5.3 Sistema de Armazenamento de energia

O modelo para armazenamento (AZ) no software OpenDSS é essencialmente um gerador para produção de energia (descarga) e consumidor de energia (carga) no âmbito da sua potência e capacidade de armazenamento. A Figura 15 mostra o processo de armazenagem de energia, que determina o perfil de carga e descarga em função da curva de demanda da rede. Seguindo a operação em cada patamar, o algoritmo de controle de carga e descarga, visa aproveitar ao máximo a geração FV.

Figura 15 Diagrama conceitual do sistema de Armazenamento - OpenDSS (ELECTRICAL POWER RESEARCH INSTITUTE, 2004)

4.5.4 Regulador de tensão

O modelo de Regulador de Tensão (RT) utilizado neste trabalho é o definido no *OpenDSS*, pelo elemento de controle definido como *RegControl* que regula a tensão no enrolamento do transformador ao qual foi associado, alterando o *Tap* para manter a tensão no terminal definido dentro da faixa estabelecida. O regulador também apresenta a função de compensação de queda de tensão na linha, mediante a emulação da impedância até o ponto que se deseja controlar a tensão. A Tabela 3 apresenta os parâmetros básicos para codificação do elemento de controle *RegControl* do RT dentro do *OpenDSS* (RADATZ, 2015).

Tabela 3. Parâmetros básicos do elemento de controle *Regcontrol* (RADATZ, 2015)

Parâmetro	Descrição
<i>Transformer</i>	Nome do transformador controlado
<i>Winding</i>	Enrolamento controlado
<i>Vreg</i>	Tensão de referência
<i>pradio</i>	Relação do transformador de potencial que converte a tensão de enrolamento controlada para a tensão de controle do regulador
<i>Band</i>	Valor da tensão que define a banda envolta do valor de referência

4.5.5 Banco de capacitores

O modelo do capacitor utilizado neste trabalho é o definido no *OpenDSS*. O elemento de controle *capcontrol* permite o fornecimento de reativos com objetivo de manter a corrente, fator de potência ou tensão, dentro da faixa determinada na codificação. As Tabela 4 e Tabela 5 mostram os parâmetros a configurar para o BC e o elemento de controle *capcontrol* (RADATZ, 2015).

Tabela 4. Parâmetros básicos do capacitor (RADATZ, 2015)

Parâmetro	Descrição
<i>Phases</i>	Número de fases
<i>Bus1</i>	Barra de conexão do primeiro terminal
<i>Bus2</i>	Barra de conexão do segundo terminal (se for necessário)
<i>kV</i>	Tensão nominal
<i>kvar</i>	Potência reativa

Tabela 5. Parâmetros básicos do elemento de controle *capcontrol*

Parâmetro	Descrição
<i>capacitor</i>	Nome do capacitor controlado
<i>Type</i>	Tipo de controle a realizar (tensão, corrente, fator de potência)
<i>pradio</i>	Relação do transformador de potencial que converte a tensão de enrolamento controlada para a tensão de controle do banco de capacitores

4.5.6 Algoritmo no software MATLAB

Este item apresenta os aspectos do algoritmo codificado em MATLAB, conforme a Figura 16. O primeiro passo é estabelecer uma interface entre MATLAB e *OpenDSS*, onde cada equipamento da rede (barras, linhas, RT's, BC's, FV's, AZ's etc.) é um objeto que pode ser

monitorado e, quando necessário, sofrer modificações de seu estado de acordo com a lógica do algoritmo desenvolvido.

A Figura 16 apresenta a interface *MATLAB-OpenDSS* que abrange os seguintes objetos dentro do MATLAB: Text, que permite acesso ao interpretador de linhas de comando do *OpenDSS*; Circuit, para inserir equipamentos da rede; Solution, para entrada aos parâmetros de solução do fluxo de potência. Uma vez realizada a interface se determina a demanda máxima diversificada de cada transformador de distribuição e se associa a curva de carga de acordo com seu consumo (conforme Tabela 2) e os VE's a considerar na rede. Esta informação permite obter a curva de demanda da rede (segundo Figura 16) registrada no medidor instalado na barra de suprimento a jusante da subestação.

Figura 16. Carga e rede de média tensão – MATLAB

4.5.7 Algoritmo de controle do sistema de armazenamento

Neste trabalho, foi desenvolvido um algoritmo de controle para o processo de carga e descarga do AZ. A metodologia permite a carga do AZ quando se apresenta a demanda mínima em cada dia do período considerado (semana). Porém, para máximo aproveitamento da potência

entregue pelo FV o algoritmo do AZ permite o processo de descarga durante o intervalo de demanda máxima do alimentador primário, com um valor máximo de 40% da demanda máxima da rede conforme (BUSSAR, STÖCKER e CAI, 2016). Em (LEE, 2015) os autores destacam que a aplicação de um adequado algoritmo de controle permite obter melhor fator de carga na rede, além de minimizar os desvios de tensão e frequência. O diagrama de blocos da Figura 17 mostra para cada patamar a execução do algoritmo desenvolvido conjuntamente com explicação do seu funcionamento.

Figura 17. Algoritmo proposto no sistema de armazenamento

4.6 Solução do problema

Para solução do problema e avaliar o estado da rede para manter a tensão das barras dentro da faixa adequada, a metodologia considera duas técnicas de otimização, quais sejam: Busca em profundidade (*depth-first search*) que considera estratégia construtiva e Algoritmos Genéticos. Os resultados obtidos serão comparados para avaliar a metodologia e algoritmos desenvolvidos.

4.6.1 Solução com a técnica de busca em profundidade

Esta técnica é utilizada visando atender a restrição do limite de tensão, ou seja, todas as barras de carga devem estar mantidas dentro da faixa adequada, por exemplo mínima 0,95 e máxima 1,05 de tensão em pu. Para cumprir esta restrição, são preestabelecidas posições candidatas para a instalação dos RT's na rede. As posições devem ser técnica e operativamente viáveis. Posteriormente, se aplica a técnica de Busca em profundidade - *depth-first search* (KAGAN, PRIETO e BARIONI, 2011) a partir da barra com tensão fora dos limites, percorrendo a rede a montante por um único caminho (mínimo entre a barra e a subestação) até achar a posição candidata do RT ou BC mais próximo. A estratégia construtiva aplicada então permite determinar a instalação do equipamento e assim resolver o problema de limite de tensão nas barras.

O primeiro passo é estabelecer a interface (conforme Item 4.5.6) para avaliar o estado da rede e manter a tensão nas barras dentro da faixa adequada. A metodologia permite alocar os RT's ou BC's, considerando as posições candidatas para instalação definidas com base nos critérios técnicos e operativos de engenharia. O RD está composto por FV e AZ instalados nas barras da rede de média tensão.

Após a definição do estado da rede, o algoritmo considera três cenários: i) sem RD, ii) com RD e iii) com RD utilizando função VOLT-VAR no inversor do sistema FV. Para cada cenário com RD, define-se a porcentagem da demanda máxima a ser abastecida pelo sistema de recursos distribuídos (%RD), barra de instalação dos FV e AZ, assim como, a consideração ou não da função VOLT-VAR no inversor do sistema FV (conforme Figura 18).

Figura 18. Sistema de recursos distribuídos - MATLAB

Para localização dos RT's ou BC's, no caso da existência de barras com tensão fora da faixa adequada, será inserido de acordo com a solução o RT ou BC na posição candidata a montante dessa barra, para manter a tensão dentro dos limites aceitáveis. A Figura 19 apresenta o algoritmo desenvolvido, onde se considera um laço repetitivo enquanto existam barras na rede com tensão fora dos limites. O relatório DI_VoltEx.CSV (segundo Figura 19) permite validar o valor da tensão nas barras em cada patamar do período de análise. Finalmente são obtidos os resultados das grandezas elétricas (tensões nas barras, correntes nos trechos, potências e perdas da rede) e as posições dos RT's e BC's a serem inseridos na rede, para manter a tensão nas barras dentro da faixa adequada.

Figura 19. Tensão dentro da faixa adequada – MATLAB

4.6.2 Solução com algoritmos genéticos

O estado da arte mostrou que a técnica de algoritmos genéticos é amplamente utilizada na atualidade em metodologias relacionadas ao planejamento. A justificativa da escolha de AG como técnica de otimização se apresenta no Item 3.4.4. A seguir são apresentados os aspectos que abrangem a solução com algoritmos genéticos. Neste trabalho não se considera grandezas como o fator de potência, balanceamento das cargas, quedas de tensão e flutuações de tensão, aspectos que tem incidência no comportamento da rede de distribuição.

4.6.3 Função objetivo

Para solução do problema proposto, foi definida uma função objetivo (FO) que avalia a tensão nas barras, carregamento das linhas, perdas e os custos dos RT's, BC's e RD's. Como são critérios diferentes considerados dentro da mesma FO, é necessário normalizar as grandezas elétricas. Para este trabalho foram definidas notas relacionadas com cada elemento da FO, com a finalidade de determinar a alocação ótima dos equipamentos/recursos, considerando um período de análise semanal.

$$\begin{aligned} \max FO_l = & \lambda_v * Nv_l + \lambda_{ln} * NILn_l + \lambda_{p_{pot}} * NRP_{pot}_l + \lambda_{p_{eng}} \\ & * NRP_{eng}_l + \lambda_c * NRCu_l \end{aligned} \quad (6)$$

Sujeito a:

$$\lambda_v + \lambda_{ln} + \lambda_{p_{pot}} + \lambda_{p_{eng}} + \lambda_c = 1 \quad (7)$$

Onde:

l	=	Solução possível (indivíduo do AG)
FO_t	=	Função objetivo proposta, para o indivíduo l
$\lambda_v, \lambda_{ln}, \lambda_{p_{pt}}, \lambda_{p_{eng}}, \lambda_c$	=	Pesos de prioridade de: tensão, carregamento nas linhas, perdas em potência, perdas em energia e custo (RT's, BC's, FV's e AZ's), respectivamente
Nv_l	=	Nota da função de tensão, para o indivíduo l
$NILn_l$	=	Nota da penalidade de carregamento nas linhas, para o indivíduo l

- NRP_{pot_l} = Nota da função de perdas em potência na demanda máxima, para o indivíduo l
- NRP_{eng_l} = Nota da função de perdas em energia, para o indivíduo l
- $NRCu_l$ = Nota da função dos custos fixos de inversão e instalação (condutores, RT's, BC's, FV's e AZ's) e custos variáveis das perdas em energia, para o indivíduo l

A nota da função de tensão considera a tensão nas barras do sistema, para cada patamar, avaliando os valores de acordo com a Figura 20, visando refletir os limites dos indicadores de tensão estabelecidos pela ANEEL, para amplitude das faixas: adequada, precária e crítica com relação à tensão de referência (KAGAN, ROBBA e SCHMIDT, 2013).

Figura 20. Nota da função de tensão

$$Nv_l = \frac{\sum_{t=1}^{n_p} \sum_{i=1}^{n_b} Nv_{i,t}}{n_p * n_b} \quad (8)$$

$$Nv_{i,t} = \begin{cases} 0 & V_{i,t} < Vmin_{cr} \\ \frac{Vmin_{ad} - V_{i,t}}{Vmin_{ad} - Vmin_{cr}} & Vmin_{cr} \leq V_{i,t} \leq Vmin_{ad} \\ \frac{Vmax_{ad} - V_{i,t}}{Vmax_{ad} - Vmax_{cr}} & Vmax_{cr} \leq V_{i,t} \leq Vmax_{ad} \\ 1 & Vmin_{ad} \leq V_{i,t} \leq Vmax_{ad} \\ 0 & V_{i,t} > Vmax_{cr} \end{cases} \quad (9)$$

Onde:

- Nv_l = Nota de tensão, para o indivíduo l
- $Nv_{i,t}$ = Nota de tensão na barra i do patamar t

$V_{i,t}$	=	Tensão na barra i , patamar t , de todas as barras da rede
$Vmin_{cr}$	=	Limite mínimo de tensão para faixa crítica
$Vmin_{ad}$	=	Limite mínimo de tensão para faixa adequada
$Vmax_{ad}$	=	Limite máximo de tensão para faixa adequada
$Vmax_{cr}$	=	Limite máximo de tensão para faixa crítica
n_b	=	Número de barras para análise de tensão
n_p	=	Número de patamares (instante de tempo t)

Para a nota da restrição de carregamento, conforme Figura 21, se considera a corrente com relação ao limite térmico dos condutores das linhas do sistema, visando não se ter sobrecarga na rede.

Figura 21. Nota da restrição de carregamento

$$NILn_t = \frac{\sum_{t=1}^{n_p} \sum_{k=1}^{n_{Ln}} NILn_{k,t}}{n_{Ln} * n_p} \quad (10)$$

$$NILn_{k,t} = \begin{cases} 1 & ILn_{k,t} < Ltadm_k \\ \frac{Ltmax_k - ILn_{k,t}}{Ltmax_k - Ltadm_k} & Ltadm_k \leq ILn_{k,t} \leq Ltmax_k \\ 0 & ILn_{k,t} > Ltmax_k \end{cases} \quad (11)$$

Onde:

$NILn_t$	=	Nota de corrente, para o indivíduo l
$ILn_{k,i}$	=	Corrente na linha k no patamar t
$NILn_{k,i}$	=	Nota de corrente na linha k no patamar t
$Ltmax_{k,i}$	=	Limite térmico máximo do condutor k
$Ltmin_{k,i}$	=	Limite admissível do condutor k

n_{Ln} = Número de Linhas

Para a nota da função das perdas em potência, se determina as perdas em potência para o instante de demanda máxima no período de análise (semanal) do cenário base, sem alocação dos equipamentos/recursos. A relação das perdas em potência para a nova solução (indivíduo l), com as perdas em potência do cenário base, permite determinar a nota de perdas em potência, na demanda máxima da rede, segundo a Figura 22.

Figura 22. Nota da função de perdas em potência

$$RP_{pot_l} = \frac{P_{pot_l}}{P_{pot_0}} \quad (12)$$

$$NRP_{pot_t} = \begin{cases} 1 & RP_{pot_l} < RP_{pot_{min}} \\ \frac{RP_{pot_{max}} - RP_{pot_l}}{RP_{pot_{max}} - RP_{pot_{min}}} & RP_{pot_{min}} \leq RP_{pot_l} \leq RP_{pot_{max}} \\ 0 & RP_{pot_l} > RP_{pot_{max}} \end{cases} \quad (13)$$

Onde:

NRP_{pot_l} = Nota de perdas em potência, para o indivíduo l

P_{pot_l} = Perdas em potência na demanda máxima do período de análise, para o indivíduo l

P_{pot_0} = Perdas em potência na demanda máxima do período de análise, do cenário base

$RP_{pot_{min}}, RP_{pot_{max}}$ = Relação de perdas em potência mínima e máxima

RP_{pot_l} = Relação de perdas em potência, para o indivíduo l

Para a nota das perdas em energia do período considerado, se determina as perdas em energia para o cenário base, sem alocação dos equipamentos/recursos. A relação das perdas em energia,

para o indivíduo l , com as perdas em energia do cenário base, permite determinar a nota de perdas em energia, conforme Figura 23.

Figura 23. Nota da função de perdas em energia

$$RP_{eng_l} = \frac{P_{eng_l}}{P_{eng_0}} \quad (14)$$

$$NRP_{eng_l} = \begin{cases} 1 & RP_{eng_l} < RP_{eng_{min}} \\ \frac{RP_{eng_{max}} - RP_{eng_l}}{RP_{eng_{max}} - RP_{eng_{min}}} & RP_{eng_{min}} \leq RP_{eng_l} \leq RP_{eng_{max}} \\ 0 & RP_{eng_l} > RP_{eng_{max}} \end{cases} \quad (15)$$

Onde:

NRP_{eng_l} = Nota de perdas em energia, para o indivíduo l

P_{eng_l} = Perda em energia do período de análise, para o indivíduo l

P_{eng_0} = Perda em energia do período de análise, do cenário base

$RP_{eng_{min}}, RP_{eng_{max}}$ = Relação de perdas em energia mínimas e máximas

RP_{eng_l} = Relação de perdas em energia, para o indivíduo l

A nota da função de custo, abrange os custos fixos de investimento e instalação (RT's, BC's, FV's e AZ's). Esta nota será função da relação do custo, do indivíduo l com um custo de referência, conforme Figura 24.

Figura 24. Nota da função de custo

$$RCu_l = \frac{Cu_l}{Cu_{ref}} \quad (16)$$

$$NRCu_t = \begin{cases} 1 & RCu_t < RCu_{min} \\ \frac{RCu_{max} - RCu_t}{RCu_{max} - RCu_{min}} & RCu_{min} \leq RCu_t \leq RCu_{max} \\ 0 & RCu_t > RCu_{max} \end{cases} \quad (17)$$

Sujeito a:

$$Cu_l = \sum_{j=1}^{n_{BC}} C_{BCj} + \sum_{j=1}^{n_{RT}} C_{RTj} + \sum_{j=1}^{n_{FV}} C_{FVj} + \sum_{j=1}^{n_{AZ}} C_{AZj} \quad (18)$$

Onde:

$NRCu_l$ = Nota de custos, para o indivíduo l

Cu_l = Custos do período de análise, para o indivíduo l

Cu_{ref} = Custos de referência

RCu_{min}, RCu_{max} = Relação de custos mínimo e máximo, do período de análise

RCu_l = Relação de custos, para o indivíduo l

4.6.4 Codificação

Parte da aplicação da técnica de AG consiste em estabelecer o sistema de codificação a ser analisado na FO. A Figura 25 apresenta um exemplo de codificação da rede IEEE de 13 barras. O RT1 da subestação e o AZ1 e FV1 são considerados existentes. Por esta razão, não são parte do sistema de codificação. Existem as seguintes posições candidatas: três para RT's, quatro para BC's, três para FV's e dois para AZ's, conforme Figura 26, onde se apresenta o diagrama da rede considerada neste trabalho.

Reguladores de tensão			Banco de capacitores				Sistemas fotovoltaico			Sistemas de armazenamento	
RT2	RT3	RT4	BC1	BC2	BC3	BC4	FV2	FV3	FV4	AZ2	AZ3
0	1	1	1	0	1	1	0	1	0	1	0

Figura 25. Sistema de codificação

Figura 26. Diagrama esquemático da rede IEEE 13 barras

5 Aplicação e resultados

Um dos objetivos deste trabalho é mostrar a importância de utilizar as informações existentes nas empresas distribuidoras, como são as curvas de carga obtidas dos registros de carga obtidos por medições no secundário dos transformadores de distribuição (vide Anexo 2). Os resultados estão direcionados a mostrar que a metodologia desenvolvida é aplicável e que os algoritmos obtêm resultados aceitáveis. Para validar a metodologia e os algoritmos se considera a rede IEEE de 13 barras, para a qual se apresentam os resultados das técnicas de otimização consideradas: Busca em Profundidade (*depth-first search*) e Algoritmos Genéticos. Além disso, se apresenta os resultados de aplicação da metodologia com a técnica de AG na rede teste de grande porte ckt5, conforme (DUGAN, 2004).

Além da informação necessária no Item 4.6 se consideram os seguintes aspectos:

- O modelo dos VE's utilizado é Nissan LEAF, $D_{\max_{\text{ind_VE}_i}} = 3,6 \text{ kW}$ e Fator de potência de 0,98 indutivo (OCHOA, QUIRÓS-TORTÓS e LEES, 2015);
- VE's ligados em nós preferencialmente com cargas balanceadas;
- O computador portátil utilizado na execução dos algoritmos é Intel (R) Core (TM) i7-4500U CPU 1,80 GHz 2.40 GHz memória RAM 16.0 GB.

Destaca-se que o número de usuários, faixas de consumo e a informação dos veículos elétricos não é informação técnica das redes IEEE de 13 barras e ckt5.

5.1 Rede Teste IEEE de 13 barras

Os resultados da rede teste IEEE de 13 barras, demonstram as vantagens de inserir na rede os RD's, assim como permitem validar a incidência na rede do sistema VOLT-VAR e finalmente comparar as técnicas de otimização de Busca em Profundidade e Algoritmos Genéticos.

5.1.1 Dados da rede considerada

Os dados técnicos utilizados na rede teste IEEE de 13 barras (EPRI, 2004) se apresentam no Anexo 3, contendo informação relacionada com as linhas, transformadores da subestação e do sistema de distribuição, BC's e RT's. Conjuntamente com o número de usuários e faixas de consumo associados a cada transformador de distribuição.

5.1.2 Solução com a técnica de Busca em Profundidade

Neste item se apresenta os resultados de aplicação do algoritmo de busca em profundidade desenvolvido segundo o Item 4.6.1. A rede considerada com as alternativas de Equipamento de Controle de Tensão, AZ's e FV's é aquela da Figura 26 do item 4.6.4.

As porcentagens dos resultados apresentados nas tabelas neste item são com relação ao cenário sem RD's. Para a análise dos resultados obtidos se considera valores negativos redução e positivos aumentos.

A Figura 27 mostra os resultados relativos ao desempenho individual dos AZ's e FV's, onde ambos os sistemas são complementares, já que o AZ só vai fornecer energia quando o FV não conseguir abastecer a potência que a rede precisa, aproveitando portanto, a totalidade da geração do FV. Além disso, nos dias de sábado e domingo a rede não necessita do AZ. Esta diferenciação diária só pode ser visualizada quando são utilizadas curvas de carga reais de cada dia da semana.

Figura 27. Sistema de recursos distribuídos

a) Solução com RT's

A Figura 28 mostra a tensão mínima apresentada em uma das barras da rede para cada patamar do período considerado (semanal) nos cenários inicial e final. Observa-se que para todos os casos e patamares, no cenário final o algoritmo consegue manter a tensão das barras dentro da faixa adequada, acima de 0,95.

Figura 28. Tensão mínima em uma das barras da rede para cada patamar - solução com RT's

Existem três posições candidatas para RT's na rede (vide Figura 36). Para solução com RT's nos três casos considerados (Sem RD, Com RD e Com RD + V/VAR_inv), o algoritmo consegue manter a tensão nas barras dentro da faixa adequada com a instalação do regulador de tensão RT2, já que o RT1 da subestação se considera existente, os RT's têm potência nominais de 1400 kVA e 1500 kVA respectivamente (vide Figura 36).

A Tabela 6 apresenta os resultados de demanda e corrente nas soluções. Observa-se a redução da demanda máxima (12%) devido a presença dos RD's na rede e seu efeito na gestão da demanda no sistema (vide Figura 29).

Na Tabela 6 se observa a redução da corrente pela presença dos RD's e função VOLT-VAR no FV (15 e 16 % respectivamente). A Figura 30 apresenta para cada caso o impacto dos RD's na corrente no trecho da saída da subestação para cada patamar. Observa-se que para os dias sábado e domingo quando a rede não precisa do AZ, existe uma maior aplicação da função VOLT-VAR.

Tabela 6. Demandas e correntes máximas da rede - solução com RT's

Casos	Dmax (kW)	Variação (%)	Corrente (A)	Variação (%)
			203	
Sem RD	1406			
Com RD	1238	-12	173	-15
Com RD e VOLT-VAR_inv	1239	-12	170	-16

Figura 29. Demandas dos casos considerados, rede IEEE de 13 barras - solução com RT's

Figura 30. Correntes dos casos no trecho na saída da subestação, rede IEEE de 13 barras - solução com RT's

A Tabela 7 mostra os resultados das perdas elétricas para cada caso. As perdas em potência são menores para os cenários com RD e RD com função VOLT-VAR, devido à diminuição da demanda na rede. As perdas em energia, no entanto, aumentam para os cenários com RD pela presença do AZ, já que no processo de carga o AZ precisa do fornecimento da subestação, acrescentando as perdas em energia (segundo Figura 31).

Tabela 7. Perdas da rede teste considerada - solução com RT's

Casos	Perdas (kW)	Variação (%)	Perdas (kWh)	Variação (%)
			7032	
Sem RD	113			
Com RD	100	-11	7422	6
Com RD e VOLT-VAR_inv	95	-15	7474	6

Figura 31. Perdas da rede dos casos considerados, rede IEEE de 13 barras - solução com RD's

b) Solução com BC's

Para a solução com BC's, se estabelece quatro pontos possíveis (conforme Figura 26). Para solução com RT's nos três casos considerados (Sem RD, Com RD e Com RD + V/VAR_inv) o algoritmo consegue manter a tensão nas barras dentro da faixa adequada com o banco de capacitores BC1 com capacidade nominal de 600 kVA (vide Figura 32).

Figura 32. Tensão mínima em uma das barras da rede para cada patamar - solução com BC's

A Tabela 8 apresenta os resultados de demanda e corrente nos casos, mostrando a incidência dos RD's e o seu efeito na gestão da demanda na rede (vide Figura 33 e Figura 34). Se observa menor diminuição da corrente no caso com função VOLT-VAR no FV, devido à incidência na componente reativa da corrente do BC1 e da função VOLT-VAR dos FV's.

Tabela 8. Demandas e correntes máximas da rede - solução com BC's

Casos	Dmax (kW)	Varição (%)	Corrente (A)	Varição (%)
Sem RD	1399		192	
Com RD	1249	-11	172	-10
Com RD e VOLT-VAR_inv	1261	-10	178	-7

Figura 33. Demandas dos casos considerados, rede IEEE de 13 barras - solução com BC's

Figura 34. Correntes dos casos no trecho na saída da subestação, rede IEEE de 13 barras - solução com BC's

A Tabela 9 e Figura 35 mostram os resultados das perdas elétricas para cada caso. Apresenta-se um aumento (2%) devido à incidência quadrática da corrente nas perdas, já que no caso com função VOLT-VAR na rede se observa menor diminuição da corrente (conforme Tabela 8).

Tabela 9. Perdas da rede teste considerada - solução com BC's

Casos	Perdas (kW)	Variação (%)	Perdas (kWh)	Variação (%)
Sem RD	101		7003	
Com RD	97	-4	7195	3
Com RD e VOLT-VAR_inv	103	2	7226	3

Figura 35. Perdas da rede dos casos considerados, rede IEEE de 13 barras - solução com BC's

A Figura 36 apresenta em vermelho os equipamentos a instalar para as soluções com RT's e BC's, em azul pontilhado são candidatos (propostos) a ser escolhidos.

Figura 36. Rede teste IEEE de 13 barras – solução Busca em Profundidade

Ainda que a função VOLT-VAR apresenta impacto na demanda e corrente máxima na rede, no entanto, as Figura 37 e Figura 38 mostram o comportamento da tensão e da corrente na barra 681 onde está inserido o sistema FV1 e AZ1 existentes, observando-se que existe variação nas grandezas, mas não são significativas.

Figura 37. Tensão na barra 681 onde está inserido o sistema FV, rede IEEE de 13 barras

Figura 38. Corrente na barra 681 onde está instalado o sistema FV, rede IEEE de 13 barras

5.1.3 Solução com a técnica de Algoritmos Genéticos

Este item apresenta os resultados na rede IEEE de 13 barras com a técnica de AG. Considera-se para a solução os aspectos da função objetivo do Item 4.6.3. O AG e a FO foram simulados com os seguintes parâmetros:

- Pesos: $\lambda_v = 0,4$; $\lambda_{ln} = 0,4$; $\lambda_{p_{pot}} = 0,1$; $\lambda_{p_{eng}} = 0,05$; $\lambda_c = 0,05$;
- Taxa de cruzamento: 90%;
- Taxa de mutação: 1%;
- Número de gerações: 40;

- Tamanho da população: 20 indivíduos;
- T TN: Taxa de cruzamento e mutação com normalização linear;
- T TF: Taxa de cruzamento e mutação fixa.

Com finalidade de validar os resultados do algoritmo do AG desenvolvido, foram considerados dois métodos de determinação das taxas de cruzamento e mutação, com normalização linear (T TN) conforme a Figura 39 e fixa (T TF) com os valores de 0,9 e 0,01 para as taxas de cruzamento e mutação respectivamente. Assim, conforme Item 3.4.4, os métodos de seleção considerados neste trabalho são por torneio e roleta. As Figura 40, Figura 41, Figura 42 e Figura 43 apresentam a evolução da função objetivo e função de avaliação em cada geração dos métodos de seleção.

Figura 39. Normalização das taxas de cruzamento e mutação

Na Figura 40 para seleção por torneio, Str_dec T TN (linha azul) representa o valor do *string* de cada geração em sistema decimal da FO com taxa de cruzamento e mutação com normalização linear e Str_dec T TF (linha vermelha) mostra o resultado para cada geração em sistema decimal da FO com taxa de cruzamento e mutação fixa.

Figura 40. Evolução da função objetivo com seleção por torneio, rede IEEE de 13 barras

Na Figura 41 para seleção por torneio, FO T TN (linha azul) e Média T TN (linha vermelha) representa a FO e média da FO com taxa de cruzamento e mutação com normalização linear, seguidamente FO T TF (linha verde) e Média T TF (linha lilás) mostra a FO e média da FO com taxa de cruzamento e mutação fixa.

Figura 41. Evolução da função de avaliação com seleção por torneio, rede IEEE de 13 barras

Na Figura 42 para seleção por roleta, Str_dec T TN (linha azul) representa o valor dos *strings* de cada geração em sistema decimal da FO com taxa de cruzamento e mutação com normalização linear e Str_dec T TF (linha vermelha) mostra o resultado para cada geração em sistema decimal da FO com taxa de cruzamento e mutação fixa.

Figura 42. Evolução da função objetivo com seleção por roleta, rede IEEE de 13 barras

Na Figura 43 para seleção por roleta, FO T TN (linha azul) e Média T TN (linha vermelha) representa a FO e média da FO com taxa de cruzamento e mutação com normalização linear, seguidamente FO T TF (linha verde) e Média T TF (linha lilás) mostra a FO e média da FO com taxa de cruzamento e mutação fixa.

Figura 43. Evolução da função de avaliação com seleção por roleta, rede IEEE de 13 barras

A análise da tensão na barra onde está instalado o sistema FV da solução com a técnica de busca em profundidade (segundo Item 5.1.2) mostra que o impacto da função VOLT-VAR não gera resultados com diferenças significativas. Os resultados com a técnica AG que se mostra a seguir consideram os RD's com a função VOLT-VAR.

A Tabela 10 apresenta os resultados com a técnica AG. Observa-se que, para todos os métodos de seleção, taxas de cruzamento e mutação, a FO é igual a 0,920, validando desta forma o AG desenvolvido. O menor tempo de execução do AG de 12 minutos corresponde à solução com seleção por torneio e taxa de cruzamento e mutação fixa (T TF). A Tabela 11 apresenta os resultados das alternativas para cada método de seleção, os que permitem manter a tensão nas barras dentro da faixa adequada.

Tabela 10. Funções objetivo das soluções ótimas obtidas, rede IEEE de 13 barras

Seleção	FO	Num_ger	Tempo exec (min)
Torneio T TN	0,920	3 ^a	14
Torneio T TF	0,920	15 ^a	12
Roleta T TN	0,920	7 ^a	15
Roleta T TF	0,920	11 ^a	13

Tabela 11. Sistemas de codificação das soluções ótimas obtidas, rede IEEE de 13 barras

Seleção	Str_dec	Indivíduo											
		RT2	RT3	RT4	BC1	BC2	BC3	BC4	FV2	FV3	FV4	AZ2	AZ3
Torneio T TN	2534	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1	1	0
Torneio T TF	2406	1	0	0	1	0	1	1	0	0	1	1	0
Roleta T TN	2470	1	0	0	1	1	0	1	0	0	1	1	0
Roleta T TF	2118	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0

A título de ilustração, se apresenta a seguir em maior detalhe os resultados obtidos com sistema de codificação para o método de seleção por torneio, com taxas de cruzamento e mutação fixa, T TF (linha sombreada de cor azul na Tabela 11), que foi a solução com menor tempo de execução. A Tabela 12 exhibe os possíveis pontos de alocação, além disso, os equipamentos a instalar na rede para manter a tensão nas barras dentro da faixa adequada e cumprir com o limite de carregamento nos elementos existentes no sistema. A solução se obteve instalando na rede os RT2, BC1, BC3, BC4, FV4 e AZ2, a Figura 44 apresenta em círculos vermelhos a localização dos equipamentos a ser inseridos na rede e em azul pontilhados são (propostas) candidatos não escolhidos.

Tabela 12. Dimensionamento dos equipamentos a serem instalados na rede, rede IEEE de 13 barras – solução AG

RT	Barra	Pot (kW)	Estado
1	650	1500	Existente
2	670	1400	Instalar
3	671	400	Proposto
4	671	700	Proposto
RT3 em direção à barra 684			
RT4 em direção à barra 680			
BC	Barra	Pot (kW)	Estado
1	675	600	Instalar
2	611	300	Proposto
3	680	600	Instalar
4	652	300	Instalar
FV	Barra	Pot (kW)	Estado
1	682	350	Existente
2	647	100	Proposto
3	676	150	Proposto
4	684	100	Instalar
AZ	Barra	Pot (kW)	Estado
1	683	450	Existente
2	634	100	Instalar
3	612	150	Proposto

Na Figura 45 se apresenta o fornecimento do sistema FV4 (barra 684) e AZ3 (barra 612) a instalar na rede. Observa-se como o algoritmo de controle do AZ realiza o processo de descarga no intervalo da demanda máxima da rede quando o fornecimento do FV diminui, aproveitando a geração do FV.

Figura 44. Alocação dos equipamentos na rede teste IEEE de 13 barras – solução AG

Figura 45. Sistema de recursos distribuídos, rede IEEE de 13 barras - solução com AG

A Figura 46 mostra a tensão mínima nas barras, se observa que para todos os patamares se manteve a tensão dentro da faixa adequada para a solução ótima obtida, para solução com método de seleção por torneio e taxas de cruzamento e mutação fixa (T TF).

Figura 46. Tensão mínima em uma das barras para cada patamar, rede IEEE de 13 barras - solução com AG

A Tabela 13 mostra o impacto dos RD's na demanda e corrente máximas na rede, onde se observa uma variação de redução de 14 e 18 % respectivamente. As Figura 47 e Figura 48 mostram graficamente o comportamento a jusante da subestação das grandezas demanda e corrente, na solução ótima obtida para cada patamar do período de análise (semanal).

Tabela 13. Demandas e correntes máximas na rede - solução AG

Casos	Dmax (kW)	Variação (%)	Corrente (A)	Variação (%)
Sem RD	1406		203	
Com RD e V/VAR_inv	1210	-14	167	-18

Figura 47. Demandas a nível da subestação, rede IEEE de 13 barras – solução com AG

Figura 48. Correntes no trecho na saída da subestação, rede IEEE de 13 barras - solução com AG

A Tabela 14 apresenta os resultados das perdas em potência (17% de redução) e energia (7% de aumento). Observa-se o impacto do processo de carga dos AZ1 e AZ3 que causam aumento das perdas em energia na rede. O comportamento das perdas para cada patamar do período considerado se apresenta na Figura 49.

Tabela 14. Perdas na rede – solução AG

Cenário	Perdas (kW)	Variação (%)	Perdas (kWh)	Variação (%)
Sem RD	113	-17	7032	8
Com RD e VOLT-VAR_inv	93		7620

Figura 49. Perdas da rede dos casos considerados, rede IEEE de 13 barras - solução com AG

5.1.4 Comparação de resultados

A comparação de resultados está orientada a validar as técnicas de otimização utilizadas neste trabalho e conjuntamente determinar qual é a mais adequada para aplicação em sistema de reais, já que um dos objetivos desta dissertação é contribuir para o planejamento da operação nas empresas distribuidoras.

A técnica de AG, devido a sua estrutura de não ter relação direta com os aspectos da função objetivo (conforme Item 4.6.3), permitiu juntar dentro do sistema de codificação (vide Item 4.6.4) maior quantidade de pontos possíveis de alocação dos sistemas FV e AZ com relação a técnica de Busca em Profundidade. Este aspecto é importante já que em aplicações reais existem sistemas RD's existentes e possíveis pontos candidatos na rede, que devem ser considerados na solução do problema estabelecido.

Parte do planejamento nas empresas distribuidoras é avaliar o impacto no sistema que devem ter as ações que se realizam dentro dos períodos (anuais, semestrais), que podem ser diminuição das perdas, melhorar a tensão nas barras de carga, diminuir o carregamento nos equipamentos, etc. A técnica AG permite considerar estes aspectos com os pesos estabelecidos em (7).

As mudanças em limites de tensão para faixas adequada, precária e crítica, desenvolvimento das tecnologias que permitem reduzir o carregamento dos equipamentos e diminuição das perdas são contempladas nas notas da função objetivo (vide Figura 20, Figura 21, Figura 22 e Figura 23).

Os resultados obtidos com a técnica de AG são melhores com maior redução nos parâmetros (conforme Tabela 15), além das vantagens em sua estrutura e alternativas de adequação para solução dos problemas em sistemas reais. Tais aspectos permitem determinar a técnica AG como a mais adequada a ser utilizada na metodologia desenvolvida nesta dissertação.

Tabela 15. Variação de porcentagens para os casos com RD e função V/VAR no inversor

Técnica de otimização	Dem. Max. (%)	Corr. Max. (%)	Perdas kW (%)	Perdas kWh (%)
Algoritmos genéticos	-14	-18	-17	8
Busca em profundidade	-12	-16	-15	6

O aumento nas perdas em energia com a técnica AG pode ser explicado pela presença de dois sistemas de armazenamento na rede (AZ1 e AZ3), quando comparado a um único sistema AZ na solução com a técnica de busca em profundidade.

5.2 Rede teste de grande porte ckt5

Parte dos objetivos deste trabalho é contribuir para o planejamento da operação dos sistemas de distribuição, motivo pelo qual avalia-se a aplicação da metodologia desenvolvida na rede teste de grande porte ckt5 (DUGAN, 2004). Nesta rede, para solução do problema de otimização, se considera a técnica de Algoritmos Genéticos, que foi determinada como a mais adequada no Item 5.1.4.

5.2.1 Dados da rede considerada

A informação técnica geral da rede teste de grande porte ckt5 (DUGAN, 2004) se apresenta na Tabela 16, incluindo dados como nível de tensão, quantidade e capacidade dos transformadores existentes, extensão da rede, etc.

Tabela 16. Informação geral da rede teste de grande porte ckt5 (DUGAN, 2004)

Nível de tensão de subtransmissão (kV)	115
Nível de tensão primário (kV)	12,47
Número de consumidores	1379
Capacidade instalada dos transformadores de distribuição (kVA)	16310
Potência de curto-circuito (MVA)	114
Longitude da rede primária (milhas)	48
Número de transformadores de distribuição	591
Porcentagem de carga residencial	96
Demanda máxima (kW)	4069

5.2.2 Solução com a técnica de Algoritmos Genéticos

Este item apresenta os resultados com a rede ckt5, utilizado a técnica de AG. Considera-se para a solução os aspectos da função objetivo do Item 4.6.3. O AG e a FO foram simulados com os seguintes parâmetros:

- Pesos: $\lambda_v = 0,4$; $\lambda_{ln} = 0,4$; $\lambda_{p_{pot}} = 0,1$; $\lambda_{p_{eng}} = 0,05$; $\lambda_c = 0,05$;
- Taxa de cruzamento: 90%;
- Taxa de mutação: 1%;
- Número de gerações: 10;
- Tamanho da população: 10 indivíduos;
- TN: Taxa de cruzamento e mutação com normalização linear;
- TF: Taxa de cruzamento e mutação fixa.

Os resultados da técnica de otimização de evolução da função objetivo e função de avaliação em cada geração dos métodos de seleção por Torneio e Roleta se apresentam nas Figura 50, Figura 51, Figura 52 e Figura 53.

Figura 50. Evolução da função objetivo com seleção por torneio

Figura 51. Evolução da função de avaliação com seleção por torneio

Figura 52. Evolução da função objetivo com seleção por roleta

Figura 53. Evolução da função de avaliação com seleção por roleta

O Item 5.1.2 apresentou a justificativa de pouco impacto da função VOLT-VAR na rede. Porém os resultados com a técnica AG, que se exibe a seguir, consideram os RD's com a função V/VAR, sem apresentar os dois casos (Com RD e Com RD e VOLT-VAR).

Na Tabela 17 se expõe os resultados com a técnica AG, se observa que na maioria dos métodos de seleção, taxas de cruzamento e mutação, a FO é igual a aproximadamente 0,63, validando desta forma o AG desenvolvido. O menor tempo de execução do AG de 37 minutos corresponde à solução com seleção por roleta e taxa de cruzamento e mutação fixa (T TF). A Tabela 18 mostra os resultados de alocação para cada método de seleção, com alternativas válidas que permitem manter a tensão nas barras dentro da faixa adequada. Observa-se que o menor tempo de solução é obtido com o método de seleção por roleta, com taxas de cruzamento e mutação fixa, T TF (fila sombreada de cor azul), porém para este caso se apresenta maior detalhe dos resultados obtidos.

Tabela 17. Funções objetivo das soluções ótimas obtidas, rede ckt5

Seleção	FO	Num_ger	Tempo exec (min)
Torneio T TN	0.626	2	40
Torneio T TF	0.631	5	38
Roleta T TN	0.630	3	42
Roleta T TF	0.632	6	37

Tabela 18. Sistemas de codificação das soluções ótimas obtidas, rede ckt5

Seleção	Str_dec	Sistema de codificação												
		RT2	RT3	RT4	RT5	BC1	BC2	BC3	BC4	FV2	FV3	FV4	AZ2	AZ3
Torneio T TN	7625	1	1	1	0	1	1	1	0	0	1	0	0	1
Torneio T TF	6258	1	1	0	0	0	0	1	1	1	0	0	1	0
Roleta T TN	6971	1	1	0	1	1	0	0	1	1	1	0	1	1
Roleta T TF	4103	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1

A Tabela 19 apresenta os possíveis pontos de alocação, assim como os equipamentos a instalar na rede com seu dimensionamento máximo que permitem cumprir os limites de tensão e carregamentos estabelecidos.

Tabela 19. Dimensionamento dos equipamentos a serem inseridos na rede – solução AG

RT	Barra	Pot (kW)	Estado
1	976	3000	Existente
2	39763	1800	Instalar
3	810	1800	Proposto
4	52526	1800	Proposto
5	39582	1800	Proposto

BC	Barra	Pot (kW)	Estado
1	28285	600	Proposto
2	63707	300	Proposto
3	8081	600	Proposto
4	74433	300	Proposto
FV	Barra	Pot (kW)	Estado
1	21	450	Existente
2	22	450	Proposto
3	23	450	Proposto
4	24	450	Instalar
AZ	Barra	Pot (kW)	Estado
1	11	250	Existente
2	12	250	Instalar
3	13	250	Instalar

A solução foi obtida inserindo na rede os equipamentos RT2, FV4, AZ2 e AZ3. A Figura 54 apresenta o medidor na subestação (M0) e a localização dos equipamentos na rede, sendo em verde possíveis pontos de alocação, em azul os existentes e vermelhos os que serão inseridos.

Figura 54. Topologia e equipamentos a ser inseridos na rede ckt5

A Figura 55 apresenta o fornecimento do FV1 e AZ1 existentes na rede. Observa-se que a rede permite maior fornecimento do FV1. O algoritmo de controle do AZ realiza o processo de carga no período de demanda mínima e a descarga no intervalo da demanda máxima da rede, quando o fornecimento do FV decresce aproveitando sua geração.

Figura 55. Sistema de recursos distribuídos na rede ckt5 - solução com AG

A Figura 56 mostra a tensão mínima em uma das barras da rede da solução ótima obtida para cada patamar do período considerado. Observa-se que os valores estão dentro da faixa adequada.

Figura 56. Tensão mínima em uma das barras para cada patamar na rede ckt5 - solução com AG

A redução da demanda máxima e da corrente obtida com a inserção dos RD's é de 10% e 15% respectivamente (conforme a Tabela 20), dispondo de maior potência na subestação e menor sobrecarga nos condutores para condição de transferência a outro alimentador do sistema. O comportamento das grandezas em cada intervalo de demanda no período de análise se apresenta nas Figura 57 e Figura 58.

Tabela 20. Demandas e correntes máximas na rede na rede ckt5 - solução AG

Cenário	Dmax (kVA)	Variação (%)	Corrente (A)	Variação (%)
Sem RD	3856		139	
Com RD e V/VAR_inv	3457	-10%	118	-15%

Figura 57. Demandas a nível da subestação na rede ckt5 - solução ótima com AG

Figura 58. Correntes no trecho na saída da subestação na rede ckt5 - solução ótima com AG

As perdas em potência na demanda máxima reduziram em 1% e em energia aumentaram 1% no período de análise (conforme Tabela 21). O comportamento das perdas para cada patamar do período semanal considerado se apresenta na Figura 59.

Tabela 21. Perdas na rede – solução AG

Casos	Perdas (kW)	Variação (%)	Perdas (kWh)	Variação (%)
Sem RD	258		25499	
Com RD	255	-1%	25641	1%

Figura 59. Perdas da rede dos casos considerados - solução com AG

6 Conclusões e futuros trabalhos

6.1 Conclusões

O estado da arte da pesquisa bibliográfica mostra que o maior desenvolvimento das metodologias de planejamento da operação considerando recursos energéticos distribuídos se apresenta a partir do ano 2000. As publicações do *Electric Power Research Institute* (EPRI), em especial (DUGAN, SMITH e RYLANDER, 2015), pode ser considerada como referência em futuros trabalhos de pesquisa relacionados com o tema desta dissertação.

Nesta dissertação, é proposta uma metodologia para a alocação dos reguladores de tensão, bancos de capacitores, sistemas fotovoltaicos e de armazenamento, em diferentes pontos da rede de distribuição, com finalidade de manter a tensão nas barras dentro da faixa adequada e carregamento dentro dos limites de sobrecarga nos equipamentos.

A inserção na rede dos recursos distribuídos (FV's e AZ's) gera benefício na redução da demanda máxima da rede. Essa redução proporciona ganhos significativos, por exemplo em condição de contingência no sistema, quando é necessário dispor de potência adicional na subestação para transferência, já que se precisa abastecer a carga de um alimentador vizinho. Esse alimentador de socorro pode, portanto, receber maior carga sem comprometer o nível de tensão nas barras e limites de carregamentos dos condutores.

Os resultados dos casos, com as técnicas de otimização Busca em Profundidade (*depth-first search*) e Algoritmos Genéticos apresentados, permitem validar a metodologia desenvolvida. Para todas as soluções se obteve redução da demanda máxima e corrente na rede, assim como diminuição das perdas em potência e aumento nas perdas em energia. O aumento apresenta-se devido a que no processo de abastecimento do AZ, este é uma carga na rede que precisa ser fornecida pela subestação.

O algoritmo de controle de carga e descarga do sistema de armazenamento desenvolvido neste trabalho permite melhorar o gerenciamento da demanda na rede, já que o processo de carga se realiza quando se apresenta a demanda mínima na rede e a descarga no intervalo de demanda máxima, sempre e quando o sistema fotovoltaico não consiga fornecer a potência que a rede precisa nesse patamar, aproveitando ao máximo a geração do sistema FV.

Os resultados obtidos na rede teste de grande porte ckt5 abrangendo curvas de carga nos transformadores de distribuição e veículos elétricos, conjuntamente com os perfis de geração dos sistemas de recursos distribuídos (FV's e AZ's) visualizam as características particulares dos consumidores existentes na rede, já que no fim de semana precisa-se do fornecimento do AZ. Ao contrário, na rede IEEE de 13 barras não é necessário o fornecimento para os dias de sábado e domingo do AZ. Também, na rede ckt5 é possível maior inserção de geração FV que AZ.

Os resultados das grandezas elétricas na rede como potências, tensões nas barras, correntes e perdas da rede, com e sem presença de RD's, permitem mostrar a importância da análise particular e global de cada uma delas, dentro da decisão das ações operativas que são planejadas dentro do horizonte de curto prazo.

6.2 Futuros trabalhos

6.2.1 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica

A ANEEL determina índices de tensão que podem ser estendidos para os estudos de planejamento considerando curvas de carga diária (KAGAN, ROBBA e SCHMIDT, 2013). Dentro da metodologia desenvolvida, para futuros trabalhos, o procedimento a seguir pode considerar tais índices. No (PRODIST MÓDULO 8, 2008), se estabelece dentre os indicadores para a tensão os seguintes índices:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} 100 \% \quad (19)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} 100 \% \quad (20)$$

Onde:

DRP = Duração relativa da transgressão para tensão precária

DRC = Duração relativa da transgressão para tensão crítica

nlp = Número de leituras situadas nas faixas precárias

nlc = Número de leituras situadas nas faixas críticas

1008 = Número de leituras válidas a cada 10 (dez) minutos no período de observação

$$ICC = \frac{N_C}{N_L} 100 \% \quad (21)$$

Onde:

N_C = Número de unidades consumidoras

N_L = Número de unidades consumidoras com registros de tensão nas faixas críticas

$$DRP_E = \frac{\sum_{i=1}^{Np} DRP_i}{N_L} \quad (22)$$

$$DRC_E = \frac{\sum_{i=1}^{Nc} DRC_i}{N_L} \quad (23)$$

Onde:

DRP_E = Duração relativa de transgressão de tensão precária equivalente

DRC_E = Duração relativa de transgressão de tensão crítica equivalente

DRP_i = Duração relativa de transgressão de tensão precária individual da unidade consumidora (i)

DRC_i = Duração relativa de transgressão de tensão crítica individual da unidade consumidora (i)

N_L = Número total de unidades consumidoras da amostra

Np = Número total de unidades consumidoras da amostra com tensão precária

Nc = Número total de unidades consumidoras da amostra com tensão crítica

A sugestão de abranger os indicadores dentro a metodologia deste trabalho, se apresenta como segue:

-
1. Determinar os índices (19), (20), (21), (22) e (23) para os pontos da rede;
 2. Definir funções de notas para os índices ICC , DRP_E e DRC_E ;
 3. Considerar os resultados das funções das notas na função objetivo (6) com os respectivos pesos de prioridade (7).

6.2.2 Curvas de carga e perfis de geração

A metodologia desenvolvida por ser de código aberto, permite a inserção de novos aspectos sem mudar sua estrutura. Neste trabalho foram consideradas curvas de carga de acordo com as faixas de consumo (vide Tabela 2) e uma só para os veículos elétricos.

Para futuros trabalhos, pode-se considerar mais curvas de carga dos transformadores de distribuição e dos veículos elétricos. Além disso, perfis de geração de outras fontes de energia, como eólica, das marés, entre outros, podem ser considerados.

6.2.3 Estágios de planejamento

Os equipamentos a inserir na rede, que são resultado da aplicação da metodologia deste trabalho, precisam ser agrupados em planos de obras para sua execução dentro das empresas distribuidoras, sendo necessário determinar o tempo no qual as ações são implementadas nos períodos de planejamento.

A metodologia desenvolvida não considera período de planejamento. No entanto, o algoritmo de código aberto permite inserir os períodos dentro da codificação. Porém, para futuros trabalhos pode-se considerar os períodos de acordo com os contemplados no planejamento das empresas distribuidoras.

Referências Bibliográficas

AGENDA REGULATORIA, A. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/agenda-regulatoria-aneel>>. Acesso em: 21 novembro 2016.

BROWN, H. E. Improving reliability of islanded distribution systems with distributed renewable energy resources. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 4, p. 10, 2012.

BROWN, R. E. **Electric Power Distribution Reliability**. Segunda edição. ed. New York: Taylor & Francis Group, LLC, 2009.

BUFANO, T. Terra na copa, 2014. Disponível em: <<http://esportes.terra.com.br/futebol/copa-2014/com-energia-solar-mineirao-alimenta-12-mil-casas-de-bh.html>>. Acesso em: 12 maio 2016.

BURANI, G. F.; MORALES, M. E. **O Cenário dos Recursos Energéticos Distribuídos no Estado de São Paulo**. GEPEA-USP - Grupo de Energia do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São paulo. 2004.

BUSSAR, C.; STÖCKER, P.; CAI, Z. Large-scale integration of renewable energies and impact on storage demand in a European renewable power system of 2050—Sensitivity study. **Journal of Energy Storage**, v. 6, p. 10, 2016.

CEBRIAN, J. C.; KAGAN, N. Evolutionary Algorithms for the reconfiguraion of radial distribution networks considering long interruption and voltage sag disrution costs. **13th International Conference on Harmonics and Quality of Power IEEE**, p. 7, 2008. ISSN 1540-6008.

CEBRIAN, J. C.; KAGAN, N. Electric power distribution planinning considering power quality costs. **Electricity Distribution - Part 1. CIRED 2009**, p. 4, 2009. ISSN 0537-9989.

CEBRIAN, J. C.; KAGAN, N. Distribution Expansion Plannig Considering Financial Losses Due to Interruptions and Voltage Sags Using Genetic Algorithms. **Energy (IYCE) IEEE**, p. 6, 2013.

CRUZ, J. L. C. O setor elétrico, 2013. Disponivel em: <<http://www.osetoreletrico.com.br>>. Acesso em: 04 maio 2016.

DE SOUZA, A.; KAGAN, N. Impact of Distributed Generation on the Operational Planning Planning of Medium Voltage Distribution Networks Using Genetic Algorithms. **IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe**, p. 5, 2014. ISSN 2165-4816.

DOMINGO, C. M. A reference network model for large-scale distribution planning with automatic street map generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 1, p. 7, 2011. ISSN 0885-8950.

DU, W. Modelling electric vehicles at residential low voltage grid by Monte Carlo simulation. **Environment and Electrical Engineering (EEEIC) IEEE**, Krakow, p. 5, 2011. ISSN 978-1-4799-4661-7.

DUGAN, C. R. C. **OpenDSS Training**. Los Angeles. 2004.

DUGAN, R. EPRI TestCircuits, 2004. Disponivel em: <<https://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Distrib/EPRI TestCircuits/>>. Acesso em: 15 nov. 2016.

DUGAN, R. Computing Incremental Capacity Provided By Distributed Resources For Distribution Planning. **Power Engineering Society General Meeting IEEE**, Tampa, v. 21, n. 1, p. 5, 2007. ISSN 1932-5517.

DUGAN, R. C. Value of Sequential-Time Simulations in Distribution Planning. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 50, n. 6, p. 5, 2014. ISSN 0093-9994.

DUGAN, R.; SMITH, J.; RYLANDER, M. It's All in the Plans. Maximizing the Benefits and Minimizing the Impacts of DERs in an integrated Grid. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 13, n. 2, p. 10, 2015. ISSN 1540-7977.

ELECTRICAL POWER RESEARCH INSTITUTE, E. Smart Grid Resource Center - OpenDSS - help, 2004. Disponível em: <<http://smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspx>>.

EPRI, E. P. R. I. Smart Grid Resource Center - OpenDSS - help, 2004. Disponível em: <<http://smartgrid.epri.com>>. Acesso em: 17 maio 2016.

FERREIRA, L. A. F. M. Optimal distribution planning by evolutionary computation – how to make it work. **Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES**, Atlanta, GA, v. 1, p. 6, 2001. ISSN 0-7803-7285-9.

GOLDBERG, D. E. **Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning**. [S.l.]: ADDISON-WESLEY PUBLISHING COMPANY, INC., 1989.

GOSWANI, S. K. Distribution system planning using branch exchange technique. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 2, p. 6, 1997. ISSN 0885-8950.

HANSEN, T. A proposed framework for heuristic approaches to resource allocation in the emerging smart grid. **Power System Technology (POWERCON) IEEE**, p. 6, 2012. ISSN 978-1-4673-2868-5.

IEA, I. E. A. International Energy Agency, 2016. Disponível em: <International Energy Agency>. Acesso em: 21 novembro 2016.

IEEE. Intelligent data Mining and Analysis, 2011. Disponível em: <<http://sites.ieee.org/pspace-idma/data-sets/>>. Acesso em: 28 maio 2016.

JUNIOR, A. M. OpenDSS, 2014. Disponível em: <<https://sourceforge.net/p/electricdss/discussion>>. Acesso em: 12 maio 2016.

KAGAN, N. **Planejamento de Redes de Distribuição Secundária. Dissertação de Mestrado**. São Paulo. 1988.

KAGAN, N. **Electrical Distribution Systems Planning Using Multiobjective and Fuzzy Mathematical Programming. Thesis of Doutorado**. London. 1992.

KAGAN, N. **Configuração de redes de distribuição através de algoritmos genéticos e tomada de decisão fuzzy**, Tese de livre docente. São Paulo, p. 196. 1999.

KAGAN, N.; BARIONI DE OLIVEIRA, C. C.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Segunda edição. ed. São Paulo: Blucher, 2012.

KAGAN, N.; GOUVEA, M.; MAIA, F. C. **Redes Elétricas Inteligentes no Brasil**. Rio de Janeiro: SYNERGIA, 2013.

KAGAN, N.; PRIETO, H.; BARIONI, C. **Métodos de Otimização Aplicados a Sistemas Elétricos de Potência**. São Paulo: Edgard Blücher Ltda, 2011.

KAGAN, N.; ROBBA, E. J.; SCHMIDT, H. P. **Estimação de indicadores de qualidade da energia elétrica**. Terceira. ed. São Paulo: Blucher, 2013.

KAGAN, N.; TER-GAZARIAN, A. G. Design model for electrical distribution systems considering renewable, conventional and energy storage units. **IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution**, v. 139, n. 6, p. 499 - 504, 1992.

KHODR, H. M. Optimization techniques for power distribution planning with uncertainties : a comparative study. **IEEE Power & Energy Society General Meeting**, Calgary, p. 8, 2009. ISSN 1932-5517.

KILYENI, S. Genetic Algorithm Based Distribution Network Expansion Planning. **Power Engineering Conference (UPEC) IEEE**, p. 6, 2014. ISSN 978-1-4799-6556-4.

LEE, S.-J. Coordinated Control Algorithm for Distributed Battery Energy Storage Systems for Mitigating Voltage and Frequency Deviations. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 3, p. 10, 2015.

MADARSHAHIAN, M. M. Optimal Investment of Distributed Generation in restructured power systems. **Power & Energy Society General Meeting IEE**, Calgary, p. 6, 2009. ISSN 1932-5517.

MENDES, A. (N-1) Contingency planning in radial distribution networks using genetic algorithms. **Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA), IEEE/PES**, p. 7, 2010. ISSN 978-1-4577-0488-8.

MIQUEZ, E. An improved branch-exchange algorithm for large-scale distribution network planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 17, n. 4, p. 5, 2002. ISSN 0885-8950.

MOREIRA, H. L. **Otimização da operação de sistemas de distribuição radiais usando um algoritmo genético especializado**. Ilha Solteira: [s.n.], 2015.

NARA, K. Algorithm for expansion planning in distribution systems taking faults into consideration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 1, 1994. ISSN 0885-8950.

NOTA TÉCNICA N° 0057/2014-SRD, A. Nota Técnica n° 0057/2014-SRD/ANEEL, 2014. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota_tecnica_0057_srd.pdf>. Acesso em: 12 maio 2016.

OCHOA, L. F.; QUIRÓS-TORTÓS, J.; LEES, B. A Statistical Analysis of EV Charging Behavior in the UK. **IEEE**, Montevideo, p. 5, 2015. ISSN 978-1-4673-6603-8.

OCHOA, L. N.; PILO, F.; KEANE, A. Embracing an Adaptable, Flexible Posture: Ensuring That Future European Distribution Networks Are Ready for More Active Roles. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 14, n. 5, p. 16 - 28, agosto 2016. ISSN 1540-7977.

PEPONIS, G. J. New dynamic, branch exchange method for optimal distribution system planning. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 144, n. 3, p. 7, 1997. ISSN 1350-2360.

POVEDA, M.; LECARO, Y.; CASILLAS, I. **Informe Final del convenio de Cooperación Técnica EEQSA – OLADE, Metodología para la Estimación de la Demanda Residencial para la EEQSA**. OLADE, Organización Latinoamericana de Energía. Quito. 2009.

PRODIST MÓDULO 8, A. Agencia Nacional de Energia Elétrica, 2008. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/modulo8_revisao_1_retificacao_1.pdf>. Acesso em: 19 novembro 2016.

QUITO, E. E. Empresa Elétrica Quito, 2015. Disponível em: <<http://www.eeq.com.ec>>. Acesso em: 11 maio 2016.

RADATZ, P. R. **Modelos avançados de análise de redes**. Escola Politécnica d Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 191. 2015.

RAMIREZ ROSADO, . I. Pseudodynamic planning for expansion of power distribution systems. **IEEE Power & Energy Society**, v. 11, n. 2, p. 8, 1991.

RAMIREZ ROSADO, I. J. Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 13, n. 2, p. 10, 1998. ISSN 0885-8950.

RAMIREZ ROSADO, I. J. Reliability and costs optimization for distribution networks expansion using an evolutionary algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 16, n. 1, p. 7, 2001. ISSN 0885-8950.

RAMIREZ ROSADO, I. J. Possibilistic model based on fuzzy sets for the multiobjective optimal planning of electric power distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 4, p. 9, 2004. ISSN 0885-8950.

RAMIREZ ROSADO, I. J. New multiobjective tabu search algorithm for fuzzy optimal planning of power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 1, p. 10, 2006. ISSN 0885-8950.

RESOLUÇÃO 482/2012, A. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>. Acesso em: 21 novembro 2016.

RESTREPO, J. D.; KAGAN, N.; GOUVÊA, M. R. Comparação de Geração Fotovoltaica Ligada à Rede: Inversor Centralizado vs Microinversores. **IEEE INDUSCON**, Juiz de Fora, p. 8, 2014.

RIVAS DÁVALOS, F. An Efficient Genetic Algorithm for Optimal Laegescale Power Distribution Network Planninig. **Power Tech Conference Proceedings IEEE**, v. 3, 2003. ISSN 0-7803-7967-5.

SADEGHI, M. Probabilistic Analysis of Wind Turbine planning using. **Thermal Power Plants (CTPP) IEEE**, p. 6, 2014. ISSN 978-1-4799-5649-4.

SEMIDA SILVEIRA, L. B. D. R.; ORGANIZADORES. **Energia Elétrica para o Desenvolvimento Sustentáve**. Primeira edição. ed. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 2000.

SMITH, J.; DUGAN, R.; SUNDERMAN, W. Distribution Modeling and Analysis of High Penetration PV. **IEEE**, San Diego, CA, v. 10, p. 1-7, 2011.

SOUZA, D. A.; KAGAN, N. Impact of Distributed Generation on the Operational Planning Planning of Medium Voltage Distribution Networks Using Genetic Algorithms. **Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)**, outubro 2014. ISSN 978-1-4799-7720-8.

TANG, Y. Power distribution system planning with reliability modeling and optimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 11, n. 1, p. 9, 1996. ISSN 0885-8950.

TECHNOLOGY, E. My Electric Avenue, 2012. Disponivel em: <<http://myelectricavenue.info/about-project>>. Acesso em: 12 maio 2016.

VARGAS, A.; SAAVEDRA, O. R.; SAMPER, M. E. Markets, Latin American Energy. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 14, n. 5, p. 38 - 47, agosto 2016. ISSN 1540-7977.

VEST, S. J. Estimating kW Demand for Future Loads on Rural Distribution System. **IEEE**, v. 76, n. 3, p. 4, 1957.

WALL, D.; THOMPSON, G.; NORTHCOTE-GREEN, J. An optimization model for planning radial distribution networks. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-98, n. 3, p. 8, 1979. ISSN 0018-9510.

WILLIS, H. L. Optimization Applications to Power Distribution. **IEEE Computer Applications in Power**, v. 8, n. 4, p. 6, 1995. ISSN 0895-0156.

WILLIS, H. L. Selecting and applying distribution optimization methods. **IEEE Computer Applications in Power**, v. 9, n. 1, p. 6, 1996. ISSN 0895-0156.

Anexos

Anexo 1 Aspectos principais dos artigos da revisão bibliográfica

Ano	Autor	Título	Objetivo principal	Ferramenta computacional / Técnica de otimização	Particularidade
1979	D.L. Wall	An optimization model for planning radial distribution networks	Localização das subestações	Algoritmo matemático de Transbordo	Considera 41 barras de demanda, interligados com critério de radialidade
1991	I.J. Ramirez-Rosado	Pseudo dynamic planning for expansion of power distribution systems	Planejamento dinâmico para um período composto por anos	Algoritmo de Branch-Exchange	Agrega dentro da metodologia sobrecarga nas linhas e subestações, e os limites de tensão
1992	Nelson Kagan, A. G. Ter-Gazarian,	Design model for electrical distribution systems considering renewable, conventional and energy storage units	Planejamento de redes de distribuição com sistemas de fornecimento de energia, convencional (CN), fotovoltaica (FV) e de armazenamento (AZ)	Programação linear	Tamanho ideal e localização dos sistemas CN, FV e AZ, considerando perfis de geração coincidentes com os períodos de demanda mínima e máxima
1994	K. Nara	Algorithm for expansion planning in distribution systems taking faults into consideration	Planejamento da operação	Algoritmo de Branch-Exchange	Abarca os casos graves de falha, sobretensão, queda de tensão e radialidade
1995	H.L. Willis	Optimization Applications to Power Distribution	Planejamento da operação	Ferramenta computacional desenvolvida pelo próprio autor	Configuração ótima da rede que representa o menor custo, cumprindo dos limites de tensão
1996	Y. Tang	Power distribution system planning with reliability modeling and optimization	Planejamento dinâmico com diferentes técnicas de otimização	Programação Linear Inteira, Programação Linear Inteira Mista e Programação Não Linear	Considera aspectos de confiabilidade, perdas e os custos fixos
1996	H.L. Willis	Selecting and applying distribution optimization methods	Concepção do planejamento de sistemas de distribuição	Modelos de otimização numérica (Transbordo), AGe fluxo de carga Ponto Nulo	Divide o planejamento em: disposição. Características técnicas das linhas e modelo de reconfiguração
1997	S.K. Goswani	Distribution system planning using Branch-Exchange technique	Planejamento da operação considerando blocos na rede	Algoritmo de Branch-Exchange	Configuração ótima da rede e blocos de suprimento de cada subestação
1997	Peponis G.J	Optimization Applications to Power Distribution	Planejamento da operação para determinar a configuração ótima para alocação de equipamentos na rede	Branch-Exchange	Abrange alocação de capacitores e reguladores de tensão
1998	I.J. Ramirez-Rosado	Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems	Planejamento para determinar a capacidade das subestações e dimensionamento linhas	Algoritmo Genético	Considera os custos fixos e variáveis não lineares, que dependem da topologia
2001	L. A. F. M. Ferreira	Optimal distribution planning by evolutionary computation – how to make it work	Planejamento da operação e expansão	Algoritmo Genético	Considera aspectos técnicos, de confiabilidade e sociais
2001	I.J. Ramirez-Rosado	Reliability and costs optimization for distribution networks expansion using an evolutionary algorithm	Metodologia para planejamento multiobjetivo	Algoritmo Genético	Alimentadores futuros para operação com reserva na rede
2002	E. Miguez	An improved branch-exchange algorithm for large-scale distribution network planning	Planejamento de redes de média tensão	Algoritmo de Branch-Exchange	Solução do problema utilizando Euclidiana Steiner que serve para melhorar a rede em tensão e sobrecarga

Ano	Autor	Título	Objetivo principal	Ferramenta computacional / Técnica de otimização	Particularidade
2003	F Rivas Dávalos	An Efficient Genetic Algorithm for Optimal Large scale Power Distribution Network Planning	Determinar a localização e capacidade das subestações e dimensionamento dos alimentadores primários	Algoritmo Genético	Agrupar dentro da função objetivo os custos fixos y os custos operacionais
2004	I.J. Ramirez-Rosado	Possibilistic model based on fuzzy sets for the multiobjective optimal planning of electric power distribution networks	Planejamento multiobjetivo	Teoria de conjuntos Fuzzy	Utiliza estratégia Busca Tabu. a metodologia é testada em uma rede real de grande porte
2006	I.J. Ramirez-Rosado	New multiobjective Tabu search algorithm for fuzzy optimal planning of power distribution systems	Planejamento multiobjetivo considerando aspectos de confiabilidade	Teoria de conjuntos Fuzzy	Utiliza variar funções objetivo, a aplicação é feita em uma rede real
2007	Roger C. Dugan	Computing Incremental Capacity Provided By Distributed Resources For Distribution Planning	Planejamento com curvas de geração do sistema fotovoltaico (FV) e curvas de carga	Software OpenDSS	Avalia o impacto do sistema FV na confiabilidade e eficiência no sistema
2008	J. C. Cebrian. Nelson Kagan	Evolutionary Algorithms for the reconfiguration of radial distribution networks considering long interruption and voltage sag disruption costs	Solução da reconfiguração de sistemas de distribuição com diferentes condições de carga	Algoritmo Genético	Considera radialidade e índices de qualidade de longa duração, e interrupções por quedas de tensão
2009	M. M. Madarshahian	Optimal Investments of Distributed Generation in restructured power systems	Impacto da Geração Distribuída na confiabilidade do sistema de distribuição	Algoritmo de Monte Carlo	Capacidade e número de GD's ótimas que precisa o sistema
2009	J. C. Cebrian. Nelson Kagan	Electric power distribution planning considering power quality costs	Incluir os Variação de Curta Duração de Tensão (VTCD) dentro do modelo de planejamento	Algoritmo de Monte Carlo	Planejamento abrangendo os VTCD dentro da metodologia
2009	H.M. Khodr	Optimization techniques for power distribution planning with uncertainties a comparative study	Avalia as diferentes técnicas de otimização aplicadas no planejamento	Programação Linear Inteira Mista (PLIM). Algoritmos de Colônia (AC). Algoritmos Genéticos (AG). Busca Tabu (BT). Branch-Exchange (BE). Recozimento Simulado (RS) e Decomposição de Benders (DB)	Compara as diferentes técnicas utilizando como referência DB, considera balanceamento de carga e fator de potência
2010	Alexandre Mendes	(N-1) Contingency planning in radial distribution networks using genetic algorithms	Planejamento da operação de sistemas de distribuição. (n-1) contingências	Algoritmo Genético	Escolhe dentro de um espaço de busca, a opção ótima para reconectar a área afetada, com os dispositivos de chaveamento
2011	Weiyu DU	Modeling electric vehicles at residential low voltage grid by Monte Carlo simulation	Determinar a curva de carga dos veículos elétricos (VE) e capacidade máxima da GD e carga dos VE's que podem-se ligar na rede	Algoritmo de Monte Carlo	Considera-se três cenários de VE's, 1. (H3) Casal trabalhando sem filhos; 2. (H4) Casal trabalhando com crianças; 3. (H6) casal. Mas uma casa só com crianças
2011	C.M. Domingo	A reference network model for large-scale distribution planning with automatic street map generation	Planejamento de sistemas elétricos de alta (AT). Média (MT) e baixa (BT) tensão a partir de zero	Algoritmo de Branch-Exchange	Recomenda-se para estimar custos eficientes de regulação para os incentivos que são outorgados às empresas distribuidoras
2012	H.E. Brown	Improving reliability of islanded distribution systems with distributed renewable energy resources	Determinar os pontos de inserção de GD em um sistema radial	Algoritmo de otimização de Pareto	Utiliza uma equação empírica para determinar a potência de ingresso e a saída da GD no sistema

Ano	Autor	Título	Objetivo principal	Ferramenta computacional / Técnica de otimização	Particularidade
2012	T. Hansen	A proposed framework for heuristic approaches to resource allocation in the emerging smart grid	Geração Distribuída em planejamento de sistema de média tensão	Algoritmo Genético	Considera a frequência dentro da técnica de otimização
2013	J. C. Cebrian, Nelson Kagan	Distribution Expansion Planning Considering Financial Losses Due to Interruptions and Voltage Sags Using Genetic Algorithms	Planejamento Pseudo-dinâmico considerando os custos da qualidade de energia	Algoritmo Genético	Permite obter o cronograma de investimentos
2014	Juan Diego Restrepo, Nelson Kagan, Marcos R. Gouvêa	Comparação de Geração Fotovoltaica Ligada à Rede: Inversor Centralizado vs Microinversores	Análise dos tipos de geração FV	Ferramenta feita em MATLAB	Curvas de irradiação e temperatura do Sistema Fotovoltaica
2014	Alexandre De Souza, Nelson Kagan	Impact of Distributed Generation on the Operational Planning Planning of Medium Voltage Distribution Networks Using Genetic Algorithms	Impacto da GD no planejamento da operação de redes de média tensão	Algoritmo Genético	Permite obter a seção dos cabos, dimensionamento e localização do capacitor e GD na rede
2014	Mahmood Sadeghi	Probabilistic Analysis of Wind Turbine planning using	Planejamento considerando Energia Eólica	Algoritmo Genético	Determina a curva de geração eólica para cada hora
2014	Stefan Kilyeni	Genetic Algorithm Based Distribution Network Expansion Planning	Planejamento dinâmico considerando períodos de execução em vários anos	Algoritmo Genético	Aplica-se considerando um período de 15 anos, em uma rede teste de pequena escala
2014	Roger C. Dugan	Value of Sequential-Time Simulations in Distribution Planning	Planejamento considerando curvas de geração do sistema Fotovoltaico e perfis de carga	Software OpenDSS	Permite inserir os efeitos dos capacitores (BC), reguladores de tensão (RT) e inversores do FV, dentro do planejamento
2015	Soon-Jeong Lee	Coordinated Control Algorithm for Distributed Battery Energy Storage Systems for Mitigating Voltage and Frequency Deviations	Modelo de carga e descarga do sistema de Armazenamento da rede de distribuição	Algoritmo não controlado desenvolvido pelos autores	Algoritmo não controlado de carga e descarga do Banco de Baterias (BB)
2015	Roger C. Dugan	It's All in the Plans. Maximizing the Benefits and Minimizing the Impacts of DERs in an integrated Grid	Planejamento integrado para Sistemas de Distribuição com recursos distribuídos	Software OpenDSS	Considera sobrecarga nos equipamentos, limites de tensão, confiabilidade e proteções, dentro da metodologia de planejamento
2015	Luis F. Ochoa, Jairo Quirós-Tortós, Becky Lees	A Statistical Analysis of EV Charging Behavior in the UK	Curva de demanda de VE	Algoritmo de Monte Carlo	Curvas de carga dos VE, Fatores de coincidência e Demanda máxima individual dos VE, permitindo obter a Demanda máxima diversificada e curva de demanda dos VE
2016	Christian Bussar, Philipp Stöcker, Zhuang Cai, Jr., Luiz Moraes Dirk Magnora,	Large-scale integration of renewable energies and impact on storage demand in a European renewable power system of 2050—Sensitivity study	Planejamento com fornecimento total da demanda das cargas pelo sistema de recursos distribuídos (FV, eólico - EO e AZ), considerando perfis de geração das medições históricas de velocidade do vento e irradiação solar	CMA-ES	Fornecimento do 100% da demanda do sistema, pelo sistema de recursos distribuídos (FV, EO e AZ) com curvas de geração obtidas das medições

Nota: Destaca-se em azul os artigos que representam maior contribuição na metodologia desenvolvida nesta dissertação.

Anexo 2 Curvas de carga utilizadas

As curvas de Carga utilizadas neste trabalho são em intervalos de demanda de 15 minutos (POVEDA, LECARO e CASILLAS, 2009)

Anexo 3 Informação técnica da rede teste IEEE de 13 nós

Tabela 22 Dados das linhas

Nó A	Nó B	Longitude (ft)
632	645	500
632	633	500
633	634	0
645	646	300
650	632	2000
684	652	800
632	671	2000
671	684	300
671	680	1000
671	692	0
684	611	300
692	675	500

Tabela 23 Informação das demandas máximas diversificadas

Nó	Num. usuários	Faixa Consumo	Dmax_div (KW)	Q (KVAR)	Num. Fases	Fases Conexão	Balanceado
671	85	B	106.8	41.1	3	1.2.3	Sim
633	100	A	169.8	65.4	3	1.2.3	Não
645	59	E	25.6	9.9	1	2	Sim
646	115	D	68.6	26.4	1	3	Sim
692	1	Comercial	450.0	173.3	3	1.2.3	Sim
675	1	Industrial	476.9	183.7	3	1.2.3	Não
611	135	D	68.6	26.4	1	3	Sim
652	59	E	25.6	9.9	1	1	Sim
670	60	C	175.2	67.5	3	1.2.3	Não
680	70	A1	208.4	80.2	3	1.2.3	Não
Fp(M0)	0.9332						

Tabela 24 Dados dos transformadores

Nó	kVA	Num. Fases	kV prim.	kV sec.
Subestação	Determinado pelo algoritmo	3	115 - D	4.16 Gr. Y
671	150	3	4.16 – Gr.W	0.48 – Gr.W
633	300	3	4.16 – Gr.W	0.48 – Gr.W
645	37.5	1	4.16 – Gr.W	0.48 – Gr.W
646	100	1	4.16 – Gr.W	0.48 – Gr.W
692	750	3	4.16 – Gr.W	0.48 – Gr.W
675	750	3	4.16 – Gr.W	0.48 – Gr.W
611	100	1	4.16 – Gr.W	0.48 – Gr.W
652	37.5	1	4.16 – Gr.W	0.48 – Gr.W
670	75	3	4.16 – Gr.W	0.48 – Gr.W
680	500	3	4.16 – Gr.W	0.48 – Gr.W

**Tabela 25 Informação dos veículos elétricos
(OCHOA, QUIRÓS-TORTÓS e LEES, 2015)**

Dmax_ind (kW)	Fator de potência
3.6	0.92 indutivo

Tabela 26 Dados dos Bancos de capacitores

Banco de capacitores	kVA	Num. Fases
BC1	600	3
BC2	300	1
BC3	300	1
BC4	600	3

Tabela 27 Informação dos Reguladores de tensão

Reguladores de tensão	kVA	Num. Fases
RT1	1500	3
RT2	1400	3
RT3	400	2
RT4	700	3