

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

OSCAR FERNANDO BECERRA ANGARITA

**ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
CONSIDERANDO PERDAS E DESVIOS DE TENSÃO COMO
ASPECTOS ECONÔMICOS**

Porto Alegre

2015

OSCAR FERNANDO BECERRA ANGARITA

**ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
CONSIDERANDO PERDAS E DESVIOS DE TENSÃO COMO
ASPECTOS ECONÔMICOS**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

CO-ORIENTADOR: Dr. Daniel da Silva Gazzana

Porto Alegre

2015

OSCAR FERNANDO BECERRA ANGARITA

**ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
CONSIDERANDO PERDAS E DESVIOS DE TENSÃO COMO
ASPECTOS ECONÔMICOS**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology, Gotemburgo, Suécia.

Co-Orientador: _____

Dr. Daniel da Silva Gazzana, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. José Vicente Canto dos Santos, Unisinos.

Doutor pela Universidade Estadual de Campinas.

Prof. Dr. Felipe Hernandez Garcia, FURG.

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Prof. Dr. Gustavo Dorneles Ferreira, UFRGS.

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Coordenador do PPGEE: Prof. Dr. Luís Fernando Alves Pereira

Porto Alegre, 20 de julho 2015.

DEDICATÓRIA

A Deus por ser meu abrigo e fortaleza.

A Luis, Martha, Ana e Maria, por ser os motores da minha vida, a eles e a suas orações, sempre Grato.

AGRADECIMENTOS

A Deus e Nossa Senhora Maria por sempre me conceder sabedoria na escolha do melhor caminho, coragem para acreditar, força para não desistir e proteção para me amparar.

A minha mãe Martha, pelo amor que me mostrou a direção correta e me ensinou a ter fé na vida e meus conhecimentos.

Ao meu pai Luis, pelo apoio, confiança e motivação incondicional. Que sempre me impulsiona em direção às vitórias dos meus desafios.

A minha tia Ana e avó Maria, pelo apoio e ensinamentos por que com eles aprendi a nunca desistir.

A Yuli, meu amor, A benção de Deus para mim.

Ao Professor Dr. Roberto Leborgne e Dr. Daniel Gazzana pela orientação, palavras de incentivo, paciência e dedicação, ao Professor Arturo Bretas pelo apoio no momento preciso.

A meus amigos do mestrado, pelos momentos divididos juntos e seu apoio incondicional, do LACOM, LASEP e salas de estúdio (Baías).

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PPGEE, pela grande oportunidade de realizar meus estudos de mestrado na UFRGS.

À CAPES pela provisão da bolsa de mestrado.

RESUMO

Este trabalho apresenta um modelo para alocação e dimensionamento ótimo da geração distribuída em sistemas elétricos de potência. Com o objetivo de minimizar o custo da concessionária devido as perdas ativas e desvios de tensão em regime permanente, ambos foram transformados em valores monetários utilizando a normativa existente no Brasil. O problema de otimização considera uma curva de carga de 24 níveis com o intuito de simular uma curva de carga diária em intervalos de uma hora. Foram considerados limites de tensão de cada barra e corrente máxima em cada trecho do alimentador. O fluxo de potência foi estimado através do algoritmo clássico de Newton Raphson. A alocação da geração distribuída, a qual é considerada em mais de um local do alimentador, é tratada como uma variável binária no modelo desenvolvido. O modelo de otimização não-linear inteira mista é escrita mediante um algoritmo em Matlab na linguagem GAMS e enviado para o servidor de otimização NEOS e solucionado pelo solver KNITRO. O resultado é a obtenção do valor dos custos evitados para a concessionária facilitando o diagnóstico para a tomada de decisões. Por fim para verificação do método, realiza-se um estudo de caso em um sistema de distribuição de 33 barras da IEEE, sendo os resultados analisados e discutidos.

Palavras-chave: *Alocação de geração distribuída, Geração distribuída, Otimização Matemática, Qualidade da energia.*

ABSTRACT

This work presents a model for optimal distributed generation sizing and allocation in power systems. The main objectives are to reduce costs for the power distribution company by power losses and compensation for voltage levels violation, both are converted in monetary values based on the Brazilian normative. The optimization problem considers a load curve with 24 levels to simulate one day in intervals of one hour. Also the model considers voltage limits for each bus and maximum currents for every line in the feeder. The power flow was formulated by the classical Newton Raphson theory. The distribution generation allocation is modeled as binary variables and can be allocated in more than one bus in the feeder. The mixed integer nonlinear model is written by a Matlab algorithm in GAMS language and solved by KNITRO through NEOS solver for optimization. The model was tested using the IEEE 33 buses, and the results were evaluated and discussed. The model lets power distribution companies reduce operational cost and penalties with optimal placement and sizing of distributed generation.

Keywords: *Distributed generation allocation, mathematical optimization, power quality.*

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	14
1.1	MOTIVAÇÃO	14
1.2	OBJETIVOS	15
1.2.1	OBJETIVO GERAL	15
1.2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	15
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	17
2.2	VANTAGENS E DESVANTAGENS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	17
2.3	REGULAMENTAÇÃO	19
2.4	ESTUDOS EM ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	20
3.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E MODELAGEM.....	25
3.1	FLUXO DE CARGA	25
3.2	REPRESENTAÇÃO DAS UNIDADES DE GD NO SEP	28
3.3	PERDAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS.....	28
3.4	CÁLCULO DAS PERDAS DE POTÊNCIA	30
3.5	DESVIOS DE TENSÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA.....	30
3.6	CÁLCULO DE INDICADORES DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE.....	33
3.7	CURVA DE CARGA.....	35
3.8	REPRESENTAÇÃO DA GD NO MODELO	36
3.9	FUNÇÃO OBJETIVO	36
3.10	RESTRICÇÕES DO MODELO DE OTIMIZAÇÃO	37
3.10.1	FLUXO DE POTÊNCIA.	37
3.10.2	CORRENTE MÁXIMA NAS LINHAS	38
3.10.3	PENETRAÇÃO MÁXIMA DA GD	39
3.10.4	CÁLCULO DA POTÊNCIA APARENTE DA GD	39
3.10.5	FLUXO REVERSO NA SUBESTAÇÃO.....	40
3.10.6	NÚMERO DE UNIDADES DE GD.....	40
3.10.7	LIMITES DE OPERAÇÃO	40
3.11	METODOLOGIA PARA SOLUCIONAR O PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO	41
4.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	43
4.1	ESTUDO DE CASO	43
4.2	NÍVEIS DE CARGA	44
4.3	TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA	44
4.4	ESTADO BASE DO SISTEMA.....	45
4.5	AValiação de alocação da GD.....	47
4.6	ALOCAÇÃO DE MÚLTIPLAS UNIDADES DE GD	51
5.	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	56
5.1	TRABALHOS FUTUROS	57
ANEXO A. RESUMO DE ESTUDOS EM ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA		66
ANEXO B. DADOS DO SISTEMA		71

ANEXO C. EXEMPLO DE MODELO DE MAXIMIZAÇÃO DO LUCRO DE PRODUÇÃO EM GAMS.....	73
--	-----------

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Exemplo simplificado do cálculo das perdas técnicas de energia (fonte: ANEEL, 2015).....	29
Figura 2. Valor anual das perdas por distribuidora (fonte: ANEEL, 2015).	30
Figura 3. Faixas de tensão (fonte: ANEEL, PRODIST Modulo 8, 2015, modificado).....	31
Figura 4. Pagamentos das concessionárias para os clientes por inconformidades na tensão de regime permanente (Fonte: ANEEL, 2014)	33
Figura 5. Variação da carga durante 24 horas consumidor comercial (Fonte: Francisquini, 2006).....	35
Figura 6. Linha de distribuição.....	38
Figura 7. Fluxograma da metodologia.....	41
Figura 8. Sistema IEEE 33 barras utilizado no estudo de caso.	43
Figura 9. Curva de carga para estudo de caso.	44
Figura 10. Perfil de tensão do SEP para os 24 níveis de carga	45
Figura 11. Número de barras do sistema nas diferentes faixas de tensão para cada nível de carga.....	46
Figura 12. Perdas de potência ativa por nível de carga	47
Figura 13. Função objetivo alocando uma GD em cada barra do sistema	48
Figura 14. Potência ativa e reativa ótima para cada barra	48
Figura 15. Perfil de tensão do sistema com 1 GD alocada	53
Figura 16. Perfil de tensão do sistema com 2 GDs alocadas.....	53
Figura 17. Perfil de tensão do sistema com 3 GDs alocadas.....	54
Figura 18. Perfil de tensão do sistema com 4 GDs alocadas.....	54
Figura 19. Perdas ativas por nível de carga com 1 GD alocada	55
Figura 20. Perdas ativas por nível de carga com 2 GDs alocadas	55
Figura 21. Perdas ativas por nível de carga com 3 GDs alocadas.....	55
Figura 22. Perdas ativas por nível de carga com 4 GDs alocadas	55
Figura 23. Reporte solução do modelo pelo KNITRO.....	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Limites de potência para micro e mini geração (ANEEL,2012)	19
Tabela 2. Variáveis do problema do fluxo de carga	25
Tabela 3. Tipos de barras da formulação básica do fluxo de carga.....	26
Tabela 4. Faixas de tensão para sistemas de 1 a 69 kV	32
Tabela 5. Limites das variáveis.	41
Tabela 6. Custo de perdas e compensações por desvios de tensão	50
Tabela 7. Resultados considerado mais de uma GD	51
Tabela 8. Potência ativa, reativa e perdas antes e após da inserção de GD.....	52
Tabela 9. Impedância de linhas	71
Tabela 10. Dados de carga nominal do sistema.....	72

LISTA DE ABREVIATURAS

AG	Algoritmo Genético
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
APE	Autoprodutores de energia elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
CPF	Cadastro de Pessoa Física
DRC	Duração Relativa da transgressão para tensão Crítica
DRP	Duração Relativa da transgressão para tensão Precária
FO	Função objetivo
GAMS	<i>General algebraic modeling system</i>
GD	Geração distribuída
LACOM	Laboratório de Comunicações
LASEP	Laboratório de Análise de Sistemas de Potência
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OO	Otimização ordinal
PIE	Produtores independentes de energia
PPGEE	Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

PROINFA Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica

SEP Sistema elétrico de potência

TL Tensão lida

TR Tensão de referência

TUSD Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição

UC Unidade Consumidora

1. INTRODUÇÃO

A Geração distribuída (GD) é uma fonte de energia de capacidade reduzida ligada ao sistema de distribuição (Pinheiro, 1998). Nos últimos anos o aumento de instalações de GD criou diferentes tópicos de discussão na indústria de energia, comunidade científica e na gestão de políticas ambientais e econômicas ao redor do mundo. Esta forma de geração vem dando margem à realização de estudos e políticas que incentivam o uso de novas tecnologias contribuindo para a diversificação das fontes de energia, reduzindo a dependência das fontes hidroelétrica e termoelétrica (Harrison e Wallace, 2005). A injeção de energia da GD pode mudar o curso do fluxo de energia através do sistema de distribuição (Hung e Mithulanathan, 2013). A alocação e dimensionamento destas fontes são decisivos no impacto da qualidade da energia do sistema elétrico de potência (SEP), já que possibilitam alterar a tensão nas barras do sistema e reduzir as perdas ativas. Entretanto, podem causar problemas no sistema quando não são dimensionadas nem alocadas adequadamente (Borges e Falcão, 2006).

O aumento do consumo de energia elétrica é contínuo, sendo indispensável a racionalização da gestão e do uso da energia. Uma forma de contribuir para o uso racional é reduzir ao máximo as perdas do sistema, evitando o desperdício na distribuição da energia.

As novas tecnologias e a atual liberação dos mercados de energia têm motivado os consumidores a procurar uma melhor qualidade e continuidade do fornecimento da energia. Portanto, este novo mercado está começando a aceitar a presença de unidades geradoras na rede de distribuição, abrindo uma oportunidade ao investimento de novas fontes de energia alocadas mais próximas do consumidor final, para assim melhorar o serviço de energia.

1.1 MOTIVAÇÃO

É muito importante para as concessionárias trabalhar para melhorar os índices de qualidade do seu produto, além de conhecer a capacidade atual do sistema para assim poder planejar a futuro e diminuir suas limitações. Um trabalho de otimização aplicado a sistemas de potência permite às concessionárias achar o ponto ótimo de funcionamento que se traduz em minimização das perdas técnicas de potência ativa e das variações de tensão (Pinheiro, 1998).

Geralmente a decisão do local de conexão da GD é tomada pelos proprietários e/ou investidores, dependendo da disponibilidade de energias primárias do local. Apesar do debate sobre como a instalação e exploração da GD fornece soluções a problemas na rede, o fato é que o operador do sistema não tem total controle sobre o local e o tamanho da GD. De

qualquer forma, a alocação de GD pode afetar criticamente a operação do sistema de distribuição, podendo aumentar ou diminuir as perdas de potência ativa do sistema (Georgilakis e Hatzargyriou, 2013). Por este motivo, o desenvolvimento de um modelo de otimização capaz de indicar o local e o nível de penetração da GD para diminuir os custos da concessionária pode ser uma ferramenta útil na engenharia de planejamento do SEP, quando a mesma lida com aumento de penetração de GD, a qual está se tornando comum no dia a dia, aportando um conjunto de possíveis alternativas de expansão. O modelo para alocação e dimensionamento da GD pode fornecer uma ótima solução que minimize os custos da concessionária e gerencie a instalação de GD.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GERAL

O presente trabalho tem como objetivo desenvolver um modelo para alocação ótima de unidades de GD em um sistema de distribuição, de forma a minimizar o custo da concessionária devido a perdas ativas e desvios de tensão, considerando a curva de carga diária discretizada em intervalos de uma hora.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar as injeções de potência ativa e reativa ótimas da GD para cada uma das barras do sistema.
- Determinar as injeções ótimas de potência no caso de instalação de múltiplas GDs.
- Determinar o valor das perdas e desvios de tensão para a concessionária e o valor possível a ser economizado.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Para um melhor acompanhamento do trabalho os capítulos estão organizados da seguinte forma:

No capítulo 2, apresenta-se a revisão bibliográfica sobre GD, com foco no estado da arte relacionado à alocação da geração distribuída para minimizar perdas e desvios de tensão.

O capítulo 3 contém o modelo matemático de otimização proposto nesta dissertação. Tal capítulo apresenta o modelo do sistema, o método utilizado para o cálculo do fluxo de

carga, a representação das unidades de GD, o modelo da curva de carga, o cálculo de perdas e contabilização em unidades monetárias dos desvios de tensão.

O capítulo 4 apresenta e analisa os resultados obtidos da aplicação do modelo de alocação para um alimentador de 33 barras do IEEE.

Para concluir, o capítulo 5 reporta as conclusões finais do trabalho, as contribuições e as sugestões para desenvolvimento de trabalhos futuros.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração descentralizada, dispersa ou como atualmente é mais chamada distribuída caracteriza-se pela instalação de pequenas fontes em diferentes locais do sistema, procurando estar o mais próximo do consumidor final com o objetivo de obter benefícios através da geração de energia, injeção de potência reativa e consequente aumento na eficiência do uso do sistema de potência (Rau e Wan, 1994) e (Kim, Nam, Park e Singh, 1998). Em sucintas palavras a GD é simplesmente um gerador ligado ao sistema, conferindo ao mesmo inevitáveis vantagens e desvantagens. As vantagens consistem no fornecimento de energia e a melhora no perfil de tensão do sistema. Por outro lado, deve-se considerar o fluxo bidirecional no sistema de distribuição dificultando a coordenação da proteção do SEP (Willis, 2000).

Em certas situações a GD fornece a solução mais econômica para o crescimento energético de um sistema. Subtensões sustentadas geradas pelo aumento da demanda poderiam ser mitigadas pela instalação de GD. Existem locais onde a GD forneceria o controle necessário para resolver o problema de regulação de tensão com eficiência e confiabilidade (ZHU, Broadwater, Tam, Seguin e Asgeirsson, 2006).

As unidades de GD são normalmente alocadas de acordo com a disponibilidade de recursos ou necessidade do local. Além disso, a integração de GD no sistema produz um impacto no perfil de tensão, fluxo de potência, qualidade da energia, estabilidade, confiabilidade e na proteção do sistema. O impacto é menor se for considerada uma penetração da GD de 1% a 5% da carga do alimentador. Por outro lado, níveis de penetração de 20% a 30% poderiam causar impactos severos (Al Abri, El-Saadany e Atwa, 2013).

2.2 VANTAGENS E DESVANTAGENS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A alocação ótima de GD pode beneficiar tanto a consumidores como às concessionárias. A utilização de uma geração próxima dos consumidores finais traz benefícios e desafios para o sistema de potência.

A GD pode ser economicamente atraente em função de custos que pode evitar para as concessionárias. A GD reduz perdas ativas e reativas nas linhas de distribuição, proporciona estabilidade de tensão e fornece opções de expansão postergando investimentos em subestações e aumentos na capacidade de linhas na transmissão. Considerando uma fonte de GD constante e um bom gerenciamento de faltas no sistema, a GD pode contribuir para a

melhoria na qualidade do SEP evitando perdas econômicas, reduzindo multas por desvios de tensão e perdas de potência ativa, além do suporte e controle para trechos congestionados ou sobrecarregados (El-Khattam, Hegazy e Salama, 2005).

As fontes de GD apresentam maior modularidade e tempo de construção menor. Unidades geradoras de menor porte minimizam os erros de planejamento, pois permitem incrementos de geração menores e se ajustam melhor ao crescimento da demanda, facilitando o planejamento de manutenções no sistema. As fontes de GD estão sujeitas a menos problemas burocráticos, políticos e ambientais relacionados a concessões de novas redes de transmissão, comparado com a geração centralizada (Keane e O'Malley, 2007).

Estes benefícios considerados de forma implícita contribuem para o fortalecimento do sistema elétrico interligado, já que com a redução no carregamento das redes obtém-se flexibilidade operativa evitando perdas de potência ativa na transmissão até o consumidor final. Outro benefício é o aumento de forma considerável da estabilidade do sistema se a GD operar de forma contínua.

A inserção de GD principalmente com o uso de fontes alternativas diversifica a matriz energética, aumentando a segurança de suprimento energético ao evitar a dependência exclusiva de apenas alguns tipos de recursos. Se uma GD utiliza os recursos locais, diminui a importação de recursos. A utilização de fontes de GD aumenta a competição técnica e mercantil, o que pode ser positivo no desenvolvimento econômico local devido ao uso dos recursos da região, trazendo serviços ou atividades econômicas para o local. Este fato é ainda mais interessante para as comunidades isoladas. Também devem ser considerados os benefícios tarifários para os clientes que poderiam implantar este tipo de geração, dado o caso da melhora ou redução de perdas ativas no sistema (Guedes, 2013).

Como brevemente comentado, a GD não somente apresentam vantagens. Inserir uma GD no sistema pode trazer problemas de incompatibilidade com as redes elétricas de distribuição que tem necessidades de integração e de gerenciamento da GD junto a rede existente. O grau de complexidade varia dependendo da fonte de GD instalada, o qual exige uma análise adicional para cada caso. Por outro lado, os sistemas de proteção atuais são normalmente projetados para um fluxo de potência unidirecional, adicionando a GD mais uma dificuldade na hora da mitigação de faltas, além da complexidade atribuída ao despacho de energia centralizado necessitando de avaliações constantes sobre a qualidade da energia do sistema (Akermann e Knyazkin, 2002).

2.3 REGULAMENTAÇÃO

No Brasil a GD é incentivada pelos Produtores Independentes de Energia (PIE), Autoprodutores de Energia (APE) e Agentes Geradores. Considera-se PIE como a pessoa jurídica ou empresas que recebam concessão ou autorização da ANEEL para produzir energia elétrica, com autonomia para realização de negócios e livre acesso aos sistemas elétricos.

Os Agentes Geradores são titulares dos serviços públicos delegados e podem por meio de licitação explorar e prestar serviços de energia elétrica. Os APE são agentes autorizados pela ANEEL, que geram energia elétrica a partir de insumos provenientes ou não de seu processo produtivo com objetivo de suprir total ou parcialmente seu próprio consumo diário ou apenas em situações de emergências. Em casos de excedente na produção de energia, o APE pode operar em paralelo com a rede e está autorizado a vender o excedente de energia elétrica no mercado elétrico (Guedes, 2006).

Em julho de 1995, com a publicação da Lei 9074 (Brasil, 1995), que estabelece normas para outorga, concessão e permissão de serviços públicos, apresentou-se a figura do PIE para produzir energia elétrica destinada ao comércio parcial ou total. Em 1996 o Decreto 2003 (Brasil, 1996) regulamentou a produção de energia elétrica por produtor independente e autoprodutor. As diferenças entre ambos se baseia na permissão do produtor independente para produzir e comercializar a sua energia. Ao contrário, ao autoprodutor só é permitido gerar energia para seu próprio consumo (Armando, 2005).

A resolução normativa 482 da ANEEL (ANEEL, 2012) estabelece os limites de potência ativa e indica dois tipos de GD, conforme a Tabela 1. As fontes de energia indicadas são a solar, hidráulica, eólica, biomassa ou no caso cogeração qualificada. De forma legal permite-se obter um balanço energético pela energia injetada na rede. A concessionária é obrigada a pagar com energia aos clientes cadastrados. Tais clientes podem cobrar este saldo em até de 36 meses. Os reforços necessários para a conexão da GD à rede são assumidos pela concessionária distribuidora (ANEEL, 2012a).

Tabela 1. Limites de potência para micro e mini geração (ANEEL, 2012)

Tipo de GD	Limite Máximo de potência (kW)
Micro	100
Mini	1000

2.4 ESTUDOS EM ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O problema de alocação ótima vem sendo estudado utilizando diversos modelos e métodos matemáticos. Em seu artigo Rau e Wan procuraram minimizar as perdas ativas do sistema utilizando o método generalizado de gradiente reduzido para alocar a GD com potência fixa em diferentes barras destinadas para esta geração (Rau e Wan, 1994).

Kim, Nam, Park e Singh implementaram um Algoritmo de “Hereford Ranch”. Os resultados foram comparados com Algoritmo Genético (AG) para minimizar perdas ativas de potência através da alocação da GD em diferentes barras selecionadas (Kim, Nam, Park e Singh, 1998). No mesmo ano Pinheiro aplicou um AG simples para minimizar as perdas e controlar tensão em sistemas de potência (Pinheiro, 1998).

Um método analítico chamado “2/3 Rule” foi proposto para determinar o local e o tamanho da GD no sistema e minimizar perdas ativas de potência considerando uma carga total invariante (Willis, 2000). O método chamado de “Busca Tabu” foi proposto para resolver problemas de alocação de GD. O objetivo foi minimizar perdas ativas, considerando distribuição uniforme de cargas no sistema (Nara, Hayashi, Ikeda, e Ashizawa, 2001).

Posteriormente em 2004 uma modelagem desde a perspectiva das concessionárias baseada nos mercados energéticos foi formulada e resolvida por uma heurística cujo objetivo foi otimizar o custo-benefício (Khattam, Bhattacharya, Hegazy e Malama, 2004).

Harrison e Wallace propuseram uma metodologia numérica incentivada por políticas nacionais para maximizar a capacidade de GD e obter o maior benefício (Harrison e Wallace, 2005). No mesmo ano, uma metodologia que considera diferentes níveis de faltas como restrições para maximizar capacidade de GD foi concebida (Vovos, Harrison, Wallace e Bialek, 2005).

Em 2005 foi criada uma ferramenta que pode ser utilizada para planejamento, empregando um AG para achar o tamanho e local ótimo da GD, dependendo dos interesses do planejamento, os quais podem ser definidos como o menor custo para expansão de rede, custo de perdas ativas de potência, custo da energia não fornecida e o custo da energia demandada pelos clientes (Celli, Ghiani, Mocci e Pilo, 2005).

Uma nova proposta para minimização de custos de investimento e operação em planejamento de redes de distribuição incluindo GD é proposta com diferentes metodologias de compensação em diferentes cenários (El-Kaattan, Hegazy e Salama, 2005). A programação linear é utilizada para determinar o local e o tamanho da GD para maximizar a capacidade da GD no sistema (Keane e O’Malley, 2005).

Vovos e Janusz apresentaram uma nova metodologia que indica a incorporação de restrições produzidas pelas faltas como inequações não lineares para maximizar a capacidade de GD (Vovos e Janusz, 2005). Um ano depois um estudo para maximizar a confiabilidade, alocando GD no sistema foi proposto (Zhu, Broadwater, Tam, Seguin e Asgeirsson, 2006).

Em seu trabalho Guedes reporta uma metodologia que incorpora em duas etapas a alocação de GD e bancos de condensadores para minimizar perdas totais do sistema (Guedes, 2006). A ótima alocação e dimensionamento da GD são utilizadas para minimizar perdas ativas de potência e garantir níveis aceitáveis de confiança e tensão. Neste modelo, Borges e Falcão basearam-se no uso de AG para maximizar a relação custo-benefício (Borges e Falcão, 2006).

A investigação de Keane e O'Malley concentrou-se na modelagem que maximiza a quantidade que pode ser aproveitada de uma área específica quando são consideradas fontes de energia renováveis e restrições técnicas de instalação de GD (Keane e O'Malley, 2007). No mesmo ano um estudo sobre como os modelos de carga afetam o planejamento de redes com presença de GD foi apresentado (Singh, Misra e Singh, 2007). Em 2008 um trabalho que tenta modelar as incertezas do ambiente no entorno da GD empregando valores “fuzzy” tanto para modelar as cargas do sistema como para simular o mercado econômico, com o objetivo de diminuir os custos de investimento, de operação e perdas ativas foi proposto (Haghifam, Falaghi e Malik, 2008).

Cargas e geração eólica variantes no tempo são consideradas para estimar o local ótimo para a instalação de GD (Ochoa, Padilha-Feltrin e Harrison, 2008). Uma metodologia para alocar GD baseada na análise do fluxo de carga para determinar os nós mais sensíveis a que a tensão colapse também foi proposto (Hedayati, Nabaviniaki e Akbarimajd, 2008). Com o intuito de estudar a integração das fontes de geração eólica nos sistemas de distribuição, foi utilizada uma variante do AG para maximizar a integração desde tipo de fontes e sua localização (Ochoa, Padilha-Feltrin e Harrison, 2008).

Um algoritmo de colônia de formigas foi implementado para combinar a alocação de GD com chaves de passo do circuito, e assim melhorar a confiabilidade em sistemas de distribuição radiais (Wang e Singh, 2008). Um AG foi implementado para resolver o problema de alocação de GD considerando diferentes modelos de carga (Singh, Verma e Singh, 2009).

Um método numérico chamado otimização ordinal (OO) foi utilizado para alocar múltiplas GDs com suas respectivas capacidades para minimizar perdas ativas de potência e maximizar a capacidade das GDs (Jabr e Pal, 2009).

Com o intuito de demonstrar os benefícios das fontes renováveis de energia, apresenta-se um fluxo de carga ótimo baseado na premissa de alocar a máxima capacidade de GD considerando retroalimentação constante sobre as informações do sistema e da fonte de geração (Ochoa, Dent e Harrison, 2010). Na sequência deste artigo os autores realizaram uma pesquisa onde adicionam ao modelo restrições que limitam a mudança brusca de tensão quando ocorre uma desconexão de algumas das GDs do sistema (Dent, Ochoa e Harrison, 2010).

Uma metodologia baseada na criação de curvas de geração e demanda probabilísticas para formular um problema inteiro misto não linear para minimizar as perdas anuais de energia do sistema considerando limites de tensão e capacidade máxima de penetração foi apresentada em 2010 (Atwa, El-Saadany, Salama e Seethapathy, 2010). No mesmo ano dois dos autores do trabalho anterior incorporam este tipo de variáveis probabilísticas para uma fonte de energia do tipo eólico (Atwa e Saadany, 2010).

Kumar e Gao concentraram-se na realização de um estudo que visou incorporar a um mercado elétrico híbrido múltiplas GDs para minimizar o custo do combustível da GD e o custo de produzido pelas perdas ativas de potência do sistema. O modelo é resolvido por meio de programação inteira mista não linear (Kumar e Gao, 2010).

O desenvolvimento de expressões analíticas para alocação ótima de GD, capazes de injetar potência ativa e injetar ou consumir potência reativa também foram foco de investigação do tema em questão (Hung, Mithulananthan e Bansal, 2010).

O conceito de redes inteligentes foi abordado por Ochoa e Harrison para poder formular um fluxo de carga ótimo e minimizar perdas ativas de potência (Ochoa e Harrison, 2011).

Em 2011 Abu-Mouti e El-Hawary abordaram o problema de alocação e dimensionamento ótimo de GD, sendo o trabalho dividido em duas fases: na primeira um estudo de sensibilidade é realizado para depois com uma heurística determinar a capacidade máxima de GD para minimizar as perdas ativas do sistema (Abu-Mouti e El-Hawary, 2011a). Os mesmos autores propuseram um algoritmo meta-heurístico chamado colônia de abelhas sendo implementado para determinar o tamanho, alocação e fator de potência para minimizar as perdas totais ativas do sistema (Abu-Mouti e El-Hawary, 2011b).

Um algoritmo de dispersão de partículas é aplicado para resolver o problema de alocação ótima de GD considerando diferentes modelos de carga (El-Zonkoly, 2011).

Em seu trabalho, Hizam, Aris e Ab Kadir apresentaram um AG com um controlador “fuzzy” para realizar cruzamentos, mutações e evitar homogeneização na população sendo utilizado para maximizar o custo-benefício da GD (Akorede, Hizam, Aris e Ab Kadir, 2011).

Em 2012 uma metodologia que considera a margem de estabilidade de tensão para incrementar o nível de penetração de energia eólica alocando compensadores estáticos de VAR foi proposta (Tamimi, Pahwa e Starret, 2012).

Rao, Ravindra, Satish e Narasimham concentraram seus estudos no desenvolvimento de uma nova metodologia que inclui a reconfiguração do sistema e alocações simultâneas de GD para melhorar o perfil de tensão e minimizar perdas ativas de potência (Rao, Ravindra, Satish e Narasimham, 2013).

Hung e Mithulananthan apresentaram um estudo baseado em uma metodologia analítica a qual calcula a capacidade ótima para quatro tipos diferentes de fontes e define o local ótimo da instalação da GD (Hung e Mithulananthan, 2013).

Em 2013, Guedes propôs um trabalho que visa minimizar as perdas ativas totais do sistema incluindo no modelo de otimização uma análise dos custos de investimento da GD. Este problema foi resolvido mediante um AG (Guedes, 2013).

No mesmo ano Zulpo, Leborgne e Bretas apresentaram um modelo de otimização que avalia na sua função objetivo as perdas de potência ativa e uma penalidade pelos desvios de tensão para alocar e dimensionar uma GD no sistema de potência (Zulpo, Leborgne e Bretas, 2013).

Um modelo que considera a variabilidade na geração de fontes de energia renováveis como também a variabilidade da carga é proposto pelos autores (Shaaban, Atwa e El-Saadany, 2013). Em outro trabalho estes autores realizam um estudo que visa melhorar a estabilidade da tensão no sistema considerando as propriedades probabilísticas próprias das fontes de energia renováveis (Abri, El-Saadany, Yasser, Atwa, 2013).

Elsaiah, Benidris e Mitra conceberam um método analítico que minimiza perdas ativas de potência alocando e dimensionando a capacidade de GD. O método calcula rapidamente o fluxo de potência mediante um algoritmo não iterativo (Elsaiah, Benidris e Mitra, 2014). Nesta linha de pesquisa foi realizado um estudo que apresenta uma metodologia analítica para alocação e dimensionamento de GD ou múltiplas GDs, para minimizar perdas de potência ativa e reativa em sistemas de distribuição radiais (Naik, Khatod e Sharma, 2014).

Um cálculo do fluxo de potência mediante um algoritmo probabilístico de fluxo de potência em conjunto com um AG foi proposto para alocar e dimensionar GD considerando as incertezas sobre o crescimento de carga do sistema de potência, na geração eólica, na

geração fotovoltaica, no preço do combustível e no preço da energia entre outras (Evangelopoulos e Georgilakis, 2014). Uma metodologia para reduzir as perdas ativas no sistema e melhorar o perfil de tensão além de adicionar minimização de outro tipo de problemas da qualidade de energia tais como afundamentos de tensão e distorção harmônica foi proposto pelos autores (Biswas, Goswami e Chatterjee, 2014).

No anexo A, apresenta-se um sumário que indica algumas das características dos trabalhos, considerando-se o número de GD, níveis de carga, metodologia para solucionar o problema, variáveis envolvidas para alocação de GD e os termos principais da função objetivo. Na maioria dos trabalhos a maior preocupação foi minimizar as perdas do sistema. Outros trabalhos tiveram seu foco em maximizar a inserção de GD ao SEP. No entanto, a consideração dos custos econômicos das perdas e compensações por fiscalização do órgão regulador pelos desvios de tensão evitados com a alocação e dimensionamento de GD diferencia este trabalho dos realizados até então, enfatizando seu caráter de originalidade.

Realizada a revisão bibliográfica o próximo capítulo apresenta o modelo para alocação e dimensionamento de GD para minimizar perdas de potência e desvios de tensão.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E MODELAGEM

Para a alocação ótima de unidades de GD de forma a reduzir perdas de potência ativa e desvios de tensão é preciso construir um modelo que incorpore o conjunto de características e restrições do problema em forma de equações. Isto é fundamental para a análise de muitas decisões complexas, a fim de obter uma aproximação do problema considerando a escolha de valores para as variáveis relacionadas com foco em uma função objetivo, que dependendo da sua formulação de maximizar ou minimizar, pode indicar o caminho ou apoiar a tomada de decisões para resolver um problema.

Neste capítulo são apresentados os conceitos teóricos mais relevantes para o desenvolvimento do trabalho.

3.1 FLUXO DE CARGA

O fluxo de carga consiste em determinar o estado da rede elétrica para um determinado nível de carregamento. Neste problema o conjunto de equações e inequações não lineares modelam o sistema de maneira estática. A formulação das equações e inequações deve respeitar as leis de Kirchhoff e o conjunto de restrições operacionais da rede elétrica e de seus componentes (Monticelli, 1983).

A formulação básica do problema tem duas variáveis como dados conhecidos e duas variáveis como incógnitas. Na Tabela 2 é apresentada a notação geral das variáveis envolvidas no fluxo de potência.

Tabela 2. Variáveis do problema do fluxo de carga

Variável	Definição
V_k	Magnitude da tensão nodal (barra k)
θ_k	Ângulo da tensão nodal
P_k	Injeção líquida (geração menos carga) de potência ativa
Q_k	Injeção líquida de potência reativa

Existem três tipos de barras na formulação básica do fluxo de potência : PQ, PV e V θ , estes nomes são dados dependendo da função que exercem no sistema. São utilizadas para representar barras de carga, de geração e a barra de referência respectivamente. Na Tabela 3 são apresentadas as variáveis conhecidas e não conhecidas para cada tipo de barra.

Tabela 3. Tipos de barras da formulação básica do fluxo de carga

Tipo de barra	Dados conhecidos	Dados calculados
PQ	P_k e Q_k	V_k e θ_k
PV	P_k e V_k	Q_k e θ_k
V θ	V_k e θ_k	P_k e Q_k

A barra V θ serve como referência angular no sistema, geralmente é a barra que possui a maior injeção de potência no sistema, e é utilizada para fechar o balanço de potência do sistema levando em conta as perdas de transmissão não conhecidas antes de ter a solução do problema. Particularmente, para sistemas de distribuição está alocada na subestação do SEP. Este tipo de barra não contribui com equações de potência ativa e reativa na formulação do problema de fluxo de carga.

As barras PV, são tipicamente as barras destinadas para a geração, nas quais são conhecidas a injeção de potência ativa e o módulo de tensão definidos pelo gerador ligado a elas. Cada uma destas barras contribui com uma equação de potência ativa ao problema de fluxo de carga.

As barras PQ são definidas como as barras de carga, onde são especificadas as demandas de potência ativa e reativa. Contribuem ao modelo do sistema com duas equações.

Quando uma barra possui GD, deve-se levar em conta a injeção de potência ativa e reativa que a mesma fornece ao sistema. Estas injeções podem mudar o sentido do fluxo de potência do SEP e o estado do sistema.

Para obter os fluxos de potência de cada trecho é importante estabelecer uma convenção de sinais. As injeções líquidas de potência são positivas quando entram na barra (geração) e negativas quando saem da barra (carga); os fluxos de potência são positivos quando saem da barra e negativos quando entram. Para os elementos shunt das barras é adotada a mesma convenção que para as injeções (Monticelli, 1983).

As expressões (1) e (2) são usadas para calcular as potências ativa e reativa injetadas em cada barra.

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (1)$$

$$Q_k = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (2)$$

Onde:

$k = 1, \dots, NB$, sendo NB o número de barras do sistema.

Ω_k , conjunto de barras vizinhas da barra k .

V_k, V_m , magnitudes das tensões (pu) das barras terminais do ramo $k - m$.

θ_k, θ_m , ângulos das tensões (rad) das barras terminais do ramo $k - m$.

P_{km} , fluxo de potência ativa (MW) no ramo $k - m$.

Q_{km} , fluxo de potência reativa (MVAR) no ramo $k - m$.

Conforme as equações (1) e (2) e as leis de Kirchhoff o somatório tanto das potências ativas quanto das reativas em uma barra deve ser nulo. Nas expressões (3) e (4) pode ser visto que da potência especificada é subtraída a potência transmitida (calculada) (Monticelli, 1983).

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k(V, \theta) = 0 \quad (3)$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k(V, \theta) = 0 \quad (4)$$

Onde:

P_k^{esp} é a diferença entre a geração e a demanda (MW) da barra k .

Q_k^{esp} é a diferença entre a geração e a demanda (MVAR) da barra k .

$P_k(V, \theta)$ é o fluxo de potência ativa calculada (MW) da barra k .

$Q_k(V, \theta)$ é o fluxo de potência reativa calculada (MVAR) da barra k .

As potências especificadas são conhecidas e as potências calculadas são obtidas com as equações (5) e (6).

$$P_k(V, \theta) = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (5)$$

$$Q_k(V, \theta) = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (6)$$

Onde:

G_{km} e B_{km} são os elementos km da matriz admitância de barra, definida por $Y_{km} = G_{km} + jB_{km}$.

Neste trabalho os elementos da matriz admitância de barra são determinados através do modelo π para a modelagem das linhas de transmissão trifásicas equilibradas. A matriz

admitância das barras é uma matriz esparsa que tem suas linhas e colunas associadas às barras do sistema, por exemplo; Y_{11} representa ao elemento que corresponde da barra 1, Y_{13} representa o elemento que corresponde à conexão entre as barras 1 e 3. G_{km} e B_{km} correspondem respectivamente à condutância série e à susceptância série existentes entre a barra k e a barra m .

Este sistema de equações algébricas não lineares pode ser resolvido por muitos métodos como o método de Gauss-Seidel, Newton-Raphson entre outros. O problema é resolvido quando o erro ou as diferenças entre os termos especificados e calculados pelas expressões (3) e (4) é menor que a tolerância desejada (Monticelli, 1983).

3.2 REPRESENTAÇÃO DAS UNIDADES DE GD NO SEP

Quando uma GD está ligada à rede, o sistema de distribuição está operando com mais de uma fonte de geração. As possibilidades de representação da GD no sistema podem ser: como barras do tipo PQ, mas com sinal negativo indicando o fornecimento de potência à rede; como barras do tipo PV, caso tenham a capacidade de regular a tensão na barra de conexão ao SEP.

No presente trabalho, escolheu-se a modelagem que considera a GD como uma carga negativa. É relevante ressaltar que neste trabalho a GD produz energia de forma constante ao longo do tempo.

3.3 PERDAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS

Os sistemas elétricos possuem perdas em cada uma de suas etapas. As perdas no transporte de energia elétrica são usualmente classificadas de acordo com a origem. As perdas que ocorrem entre o caminho das usinas de geração até a conexão dos sistemas de distribuição são chamadas de perdas na rede básica ou transmissão. O custo deste tipo de perdas se divide 50% para geração e 50% para distribuição (ANEEL, 2015).

As perdas de distribuição são aquelas que ocorrem dentro do sistema de distribuição, sendo classificadas em duas categorias: perdas técnicas e perdas comerciais. A primeira é devido ao transporte e transformação da energia elétrica nos sistemas de distribuição e a segunda corresponde à diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, podendo ser causadas por erros em medições ou por fraudes e furtos de energia entre outras (Oliveira, 2010).

Na Figura 1 pode-se observar um exemplo de como a energia é perdida no caminho até o consumidor final devido às perdas técnicas. Aproximadamente apenas 83% da energia fornecida pelas usinas é faturada pelas concessionárias, sendo este prejuízo avaliado pela ANEEL, a qual define como repassar para as tarifas o valor desta energia perdida.

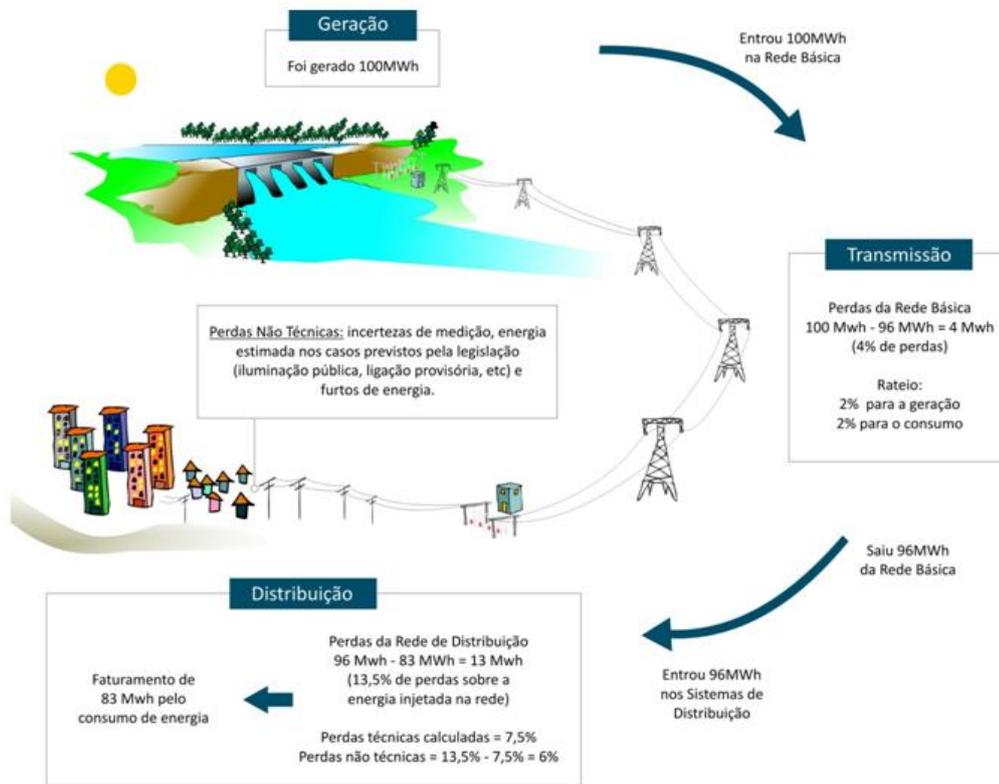


Figura 1. Exemplo simplificado do cálculo das perdas técnicas de energia (fonte: ANEEL, 2015).

A Figura 2 mostra o alto valor das perdas de energia no sistema elétrico brasileiro, que são em princípio perdas técnicas. Com relação às perdas não técnicas existe muita variação entre as distribuidoras.

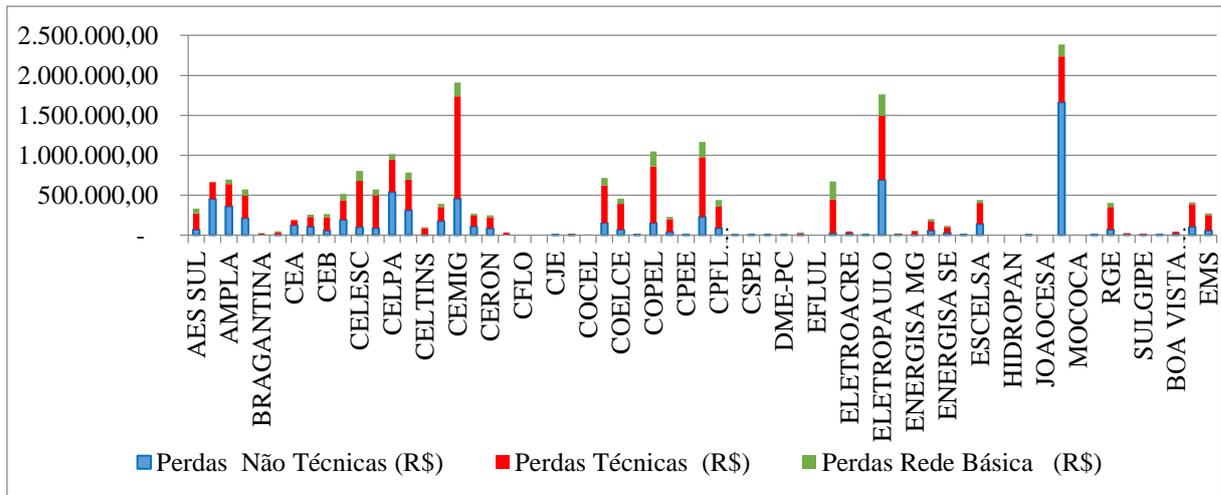


Figura 2. Valor anual das perdas por distribuidora (fonte: ANEEL, 2015).

Estes valores elevados são um dos motivadores do estudo para reduzir as perdas ativas e conseqüentemente, as perdas econômicas associadas.

3.4 CÁLCULO DAS PERDAS DE POTÊNCIA

Considerando que a potência gerada deve corresponder ao somatório da potência demandada mais as perdas de potência (Saadat, 2010), o cálculo das perdas de potência pode ser efetuado de forma simples com base no princípio de conservação de energia. Partindo desta formulação é possível considerar as perdas de potência como a diferença entre a potência gerada e potência demandada, indicado na expressão (7).

$$P_{perdas} = \sum_{k=1}^n P_{G_k} - \sum_{k=1}^n P_{D_k} \quad (7)$$

Onde:

n é o número de barras do sistema.

P_{G_k} é a potência gerada (MW) na barra k .

P_{D_k} é a potência demandada (MW) na barra k .

3.5 DESVIOS DE TENSÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

A regulação de tensão é uma parte importante na qualidade de energia do sistema. Comumente nos sistemas de distribuição a tensão é regulada alternando-se o tap do

transformador da subestação, instalando-se reguladores de tensão e capacitores na rede (Borges e Falcão, 2006). A GD pode mudar o fluxo de potência no sistema de distribuição criando um impacto na injeção de potência reativa ao sistema. Esta potência é geralmente associada com o nível de tensão do sistema, desta forma a GD pode ser utilizada para realizar compensação de potência reativa para melhorar o perfil de tensão do sistema.

No Brasil existe uma normativa para fiscalizar os níveis de tensão em regime permanente. O PRODIST modulo 8 (ANEEL, 2015) indica as faixas de tensão e a respectiva regulamentação vigente. Na Figura 3 é representada a faixa adequada, precária e crítica, segundo o PRODIST modulo 8. Os valores limites para cada faixa de tensão correspondente para cada nível de tensão nominal são apresentados na Tabela 4. De acordo com a tabela o valor (TL) corresponde ao valor da medição feita no ponto de conexão em pu, os valores limites em pu de cada faixa são estipulados para cada tensão nominal entre 1 e 69 kV.

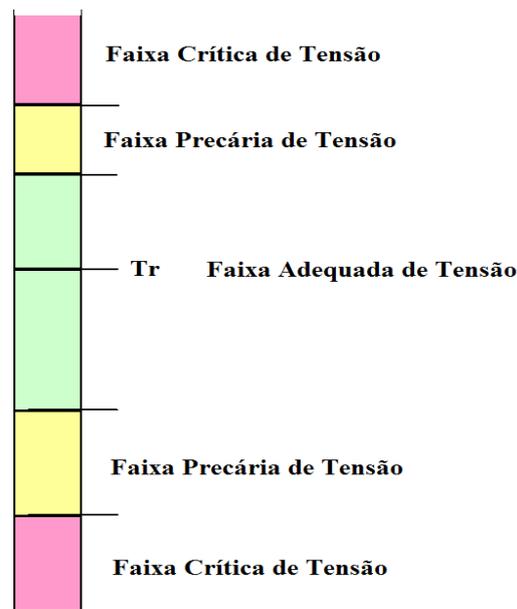


Figura 3. Faixas de tensão (fonte: ANEEL, PRODIST Modulo 8, 2015, modificado)

O termo Tr é a tensão de referência que pode ser contratada ou estipulada nos níveis já existentes. As faixas de tensão são utilizadas para classificar as leituras feitas no local de conexão do cliente e mais adiante poder realizar sua contabilização e fiscalização correspondente.

Tabela 4. Faixas de tensão para sistemas de 1 a 69 kV

Tensão de atendimento	Faixa de variação da tensão lida (TL) em relação com a tensão referência (Tr)
Adequada Precária Crítica	$0.93Tr \leq TL \leq 1.05Tr$ $0.90Tr \leq TL \leq 0.93Tr$ $TL < 0.90Tr$ ou $TL > 1.05Tr$

Os indicadores de tensão em regime permanente são apurados trimestralmente a partir de medições realizadas pelas distribuidoras em unidades sorteadas dentro de sua área de concessão. Para cada unidade consumidora, a tensão é medida ao longo de uma semana, e são apurados os indicadores Duração Relativa da transgressão de tensão Precária (*DRP*) e Duração Relativa da transgressão de tensão Crítica (*DRC*), que expressam o percentual do tempo no qual a unidade consumidora permaneceu com tensão precária ou tensão crítica. A ANEEL estabelece limites de tolerância para os quais a distribuidora não será penalizada. Tais limites são 3% para o *DRP* e 0.5% para o *DRC*.

Quando a transgressão ultrapassa estes limites, a distribuidora tem como prazo de 90 dias para regularizar a tensão do consumidor no caso do *DRP*. Para o *DRC* seu prazo é de 15 dias. Caso não haja regularização a distribuidora deve compensar economicamente o cliente. A compensação é automática e deve ser paga até que a distribuidora regularize a tensão fornecida ao consumidor.

A partir dos indicadores *DRP* e *DRC* das unidades consumidoras, são apurados os indicadores coletivos, de Duração Relativa de transgressão de tensão Precária Equivalente DRP_E e Duração Relativa de transgressão de tensão Crítica Equivalente DRC_E , que indicam a média dos indicadores individuais. A Figura 4 apresenta o número de compensações e seu valor para o ano 2014, divulgadas pela ANEEL.

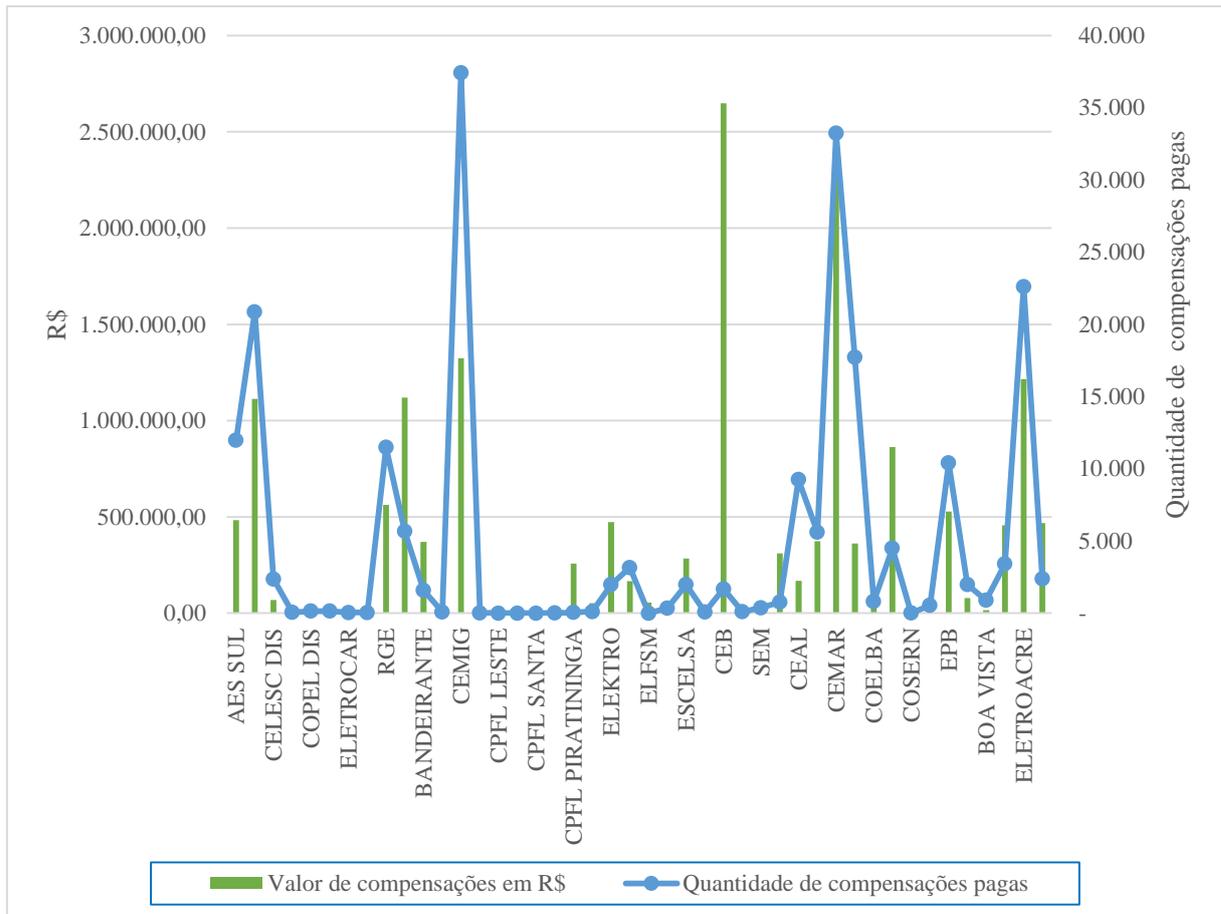


Figura 4. Pagamentos das concessionárias para os clientes por inconformidades na tensão de regime permanente (Fonte: ANEEL, 2014)

3.6 CÁLCULO DE INDICADORES DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE

A tensão em regime permanente deve ser avaliada por meio de um conjunto de leituras obtidas adequadamente como descrito no PRODIST Módulo 8 (ANEEL, 2015). Para cada tensão de referência, as leituras classificam-se em três categorias: adequadas, precárias ou críticas, dependendo do afastamento da leitura da tensão de referência. Para realizar a obtenção das leituras o equipamento deve estar ligado diretamente na conexão de entrada do cliente. As leituras devem ser obtidas com medidores de amostragem digital e como requisito mínimo, a taxa amostral deve ser de 16 amostras por ciclo utilizando um conversor análogo/digital de 12 bits com a tolerância de 1%. Além de realizar uma medição com precisão, devem ser fornecidos os valores calculados dos indicadores individuais, uma tabela de medição e um histograma de tensão.

O conjunto de leituras para apurar os indicadores individuais deve ser integralizado em intervalos consecutivos de 10 minutos. Utiliza-se uma semana de medições com o intuito

de obter 1008 leituras válidas. O conjunto de leituras deve ser armazenado por no mínimo 5 anos para efeito de fiscalização.

Após a obtenção do conjunto de leituras válidas, são calculados os índices individuais DRP e DRP de acordo com as expressões (8) e (9).

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100[\%] \quad (8)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100[\%] \quad (9)$$

Onde:

nlp e nlc são o número de leituras situadas nas faixas precária e crítica, respectivamente.

Para o cálculo de índices equivalentes por consumidor, devem ser calculados os índices DRP_E e DRC_E , de acordo com as expressões (10) e (11).

$$DRP_E = \sum \frac{DRP_i}{N_L} [\%] \quad (10)$$

$$DRC_E = \sum \frac{DRC_i}{N_L} [\%] \quad (11)$$

Onde:

DRP_i é a Duração Relativa de transgressão de tensão Precária individual (%) da unidade consumidora (i).

DRC_i é a Duração Relativa de transgressão de tensão Crítica individual (%) da unidade consumidora (i).

N_L é o número total de unidades consumidoras da amostra.

Quanto às compensações aos consumidores, após ter sido transcorridos os prazos normais para a regularização da não conformidade, a distribuidora deve compensar aqueles consumidores responsáveis pelas unidades consumidoras que tiveram tensões de atendimento com transgressões dos indicadores DRP e/ou DRC . Para o cálculo do valor da compensação deve ser utilizada a equação (12).

$$Valor = [(DRP - DRP_M) * k_1 + (DRC - DRC_M) * k_2] * k_3 \quad (12)$$

Onde:

$$k_1 = 0, \text{ se } DRP \leq DRP_M.$$

$$k_1 = 3, \text{ se } DRP > DRP_M.$$

$$k_2 = 0, \text{ se } DRC \leq DRC_M.$$

$$k_2 = 7, \text{ para unidades atendidas em baixa tensão, se } DRC > DRC_M.$$

$$k_2 = 5, \text{ para unidades atendidas em média tensão, se } DRC > DRC_M.$$

$$k_2 = 3, \text{ para unidades atendidas em alta tensão, se } DRC > DRC_M.$$

$$DRP_M = 3 \text{ \%}.$$

$$DRC_M = 0.5 \text{ \%}.$$

k_3 é o valor do encargo de uso do sistema de distribuição, referente ao mês de depreciação, calculado segundo (13).

$$k_3 = TUSD * Energia consumida \quad (13)$$

Onde:

$TUSD$ é a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição ($R\$/MWh$).

3.7 CURVA DE CARGA

Com o intuito de representar a variação da carga do sistema, o presente trabalho considera uma curva de carga discreta com níveis, um para cada hora do dia. Na Figura 5 apresenta-se um exemplo de curva de carga do tipo comercial, nesta figura pode-se ver o baixo carregamento no período da uma às sete horas e o carregamento mais elevado no período das oito às vinte e uma horas.

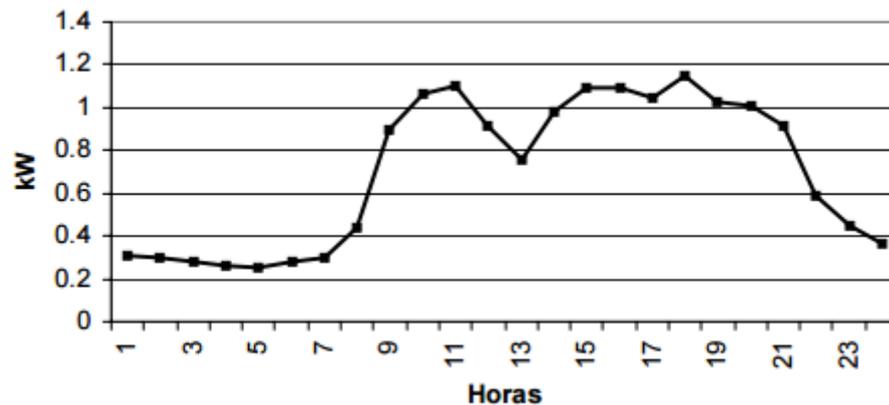


Figura 5. Variação da carga durante 24 horas consumidor comercial (Fonte: Francisquini, 2006)

3.8 REPRESENTAÇÃO DA GD NO MODELO

Com o intuito de representar a alocação de GD no modelo, uma variável binária, cujo valor poder ser um ou zero, indica a presença ou não de GD na sua respectiva barra. Portanto o modelo terá $(NB - 1)$ variáveis binárias, sendo NB, o número total de barras do sistema, exceto a barra de referência do sistema para alocação de GD. Na expressão (14) indica-se a lógica da variável binária.

$$\begin{aligned} GD_k = 1, & \text{ Indica uma GD alocada na barra } k \\ GD_k = 0, & \text{ Indica que a barra } k \text{ não tem alocada GD} \end{aligned} \quad (14)$$

3.9 FUNÇÃO OBJETIVO

O objetivo do trabalho é a instalação de GD para minimizar o custo das distribuidoras devido às perdas de potência ativa e aos desvios de tensão. Os custos são associados à energia desperdiçada nas perdas e pelas compensações às unidades consumidoras pelos desvios de tensão.

A equação (15) expressa a função objetivo do modelo de otimização. Cabe ressaltar que o cálculo de custo por perdas de potência ativa e desvios de tensão é realizado para cada nível de carga no intervalo de 24 horas.

$$\text{Função objetivo} = \min \left(\sum_{NC=1}^{24} P_{perdas}^{NC} * C_p + \sum_{NC=1}^{24} \Delta V^{NC} * C_{dt} \right) \quad (15)$$

Onde:

NC são os níveis de carga simulados.

P_{perdas}^{NC} são as perdas de potência ativa no nível de carga NC (MWh)

C_p é o custo da energia (R\$/MWh).

ΔV^{NC} representa os desvios de tensão do nível de carga NC (MWh).

C_{dt} é a TUSD (R\$/MWh)

Os termos da função objetivo podem ser diretamente somados já que as constantes que multiplicam tais termos convertem os valores de perdas e desvios de tensão em unidade monetária. Estas constantes são aproximadas aos valores atualmente indicados pela ANEEL. Estes valores mudam para cada concessionária e nível de tensão. Os termos de P_{perdas}^{NC} e ΔV^{NC} da função objetivo são calculados com as expressões (16) e (17) respectivamente.

$$P_{perdas}^{NC} = P_{V\theta}^{NC} + \sum_{k=2}^{NB} P_{GD_k}^{NC} - \sum_{k=2}^{NB} P_{D_k}^{NC} \quad (16)$$

$$\Delta V^{NC} = \sum_{k=2}^{NB} (DRP_k^{NC} * C_1 + DRC_k^{NC} * C_2) * P_{DT}^{NC} \quad (17)$$

Onde:

NB é o número de barras do sistema.

$P_{V\theta}^{NC}$ é a potência injetada na barra de referência (MW).

$P_{GD_k}^{NC}$ é a potência ativa fornecida pela GD, na barra k (MW).

$P_{D_k}^{NC}$ é a potência ativa demandada pela carga, na barra k (MW).

$DRP_k^{NC} = \frac{nlp}{24} * 100$ [%] é a Duração Relativa de transgressão de tensão Precária na barra k para 24 níveis de carga.

$C_1 = 3$ é uma constante de peso para o DRP

$DRC_k^{NC} = \frac{nlc}{24} * 100$ [%], Duração Relativa de transgressão de tensão Crítica na barra k para 24 níveis de carga.

$C_2 = 7$ é uma constante de peso para o DRC .

P_{DT}^{NC} é a demanda total do sistema do nível de carga NC (MWh).

Com o intuito de simplificar a modelagem e o cálculo da expressão (17), as tolerâncias no cálculo da penalidade pela violação dos limites de DRP_m e DRC_m são eliminadas da equação original (12). Portanto, número de leituras de desvios de tensão na faixa precária ou crítica será multado. Nos cálculos de DRC e DRP são consideradas 24 leituras, uma para cada nível de carga.

3.10 RESTRIÇÕES DO MODELO DE OTIMIZAÇÃO

As principais restrições do modelo de otimização são apresentadas nas seguintes subseções.

3.10.1 FLUXO DE POTÊNCIA.

As equações de fluxo de potência (3) e (4) são utilizadas para calcular o estado do sistema. Estas equações são do tipo não linear. Nas equações (18) e (19) são apresentadas as modificações necessárias para representar a presença de GD. A variável binária GD_k indica a

alocação de GD na barra k . O problema de otimização torna-se um problema inteiro misto não linear devido às propriedades não lineares do fluxo de potência, e as variáveis binárias da GD.

$$\Delta P_k = GD_K * P_{GD_k} - P_{D_k} - P_k(V, \theta) = 0 \quad (18)$$

$$\Delta Q_k = GD_K * Q_{GD_k} - Q_{D_k} - Q_k(V, \theta) = 0 \quad (19)$$

Onde:

GD_k é a variável binária usada para determinar a presença de GD na barra k .

P_{GD_k} é a potência ativa injetada (MW) pela GD na barra k .

Q_{GD_k} é a potência reativa (MVAR) injetada pela GD na barra k .

P_{D_k} é a potência ativa (MW) demandada na barra k .

Q_{D_k} é a potência reativa (MVAR) demandada na barra k .

$P_k(V, \theta)$ é a potência ativa (MW) calculada na barra k .

$Q_k(V, \theta)$ é a potência reativa (MVAR) calculada na barra k .

3.10.2 CORRENTE MÁXIMA NAS LINHAS

Com o objetivo de considerar os efeitos do aquecimento nos condutores produzido pela circulação de corrente como representado na Figura 6, é necessário limitar o valor de corrente nas diferentes seções do alimentador. A equação (20) (Monticelli, 1983) indica a expressão matemática da corrente de linha e a equação (21) apresenta a restrição do módulo de corrente implementada no modelo do sistema.

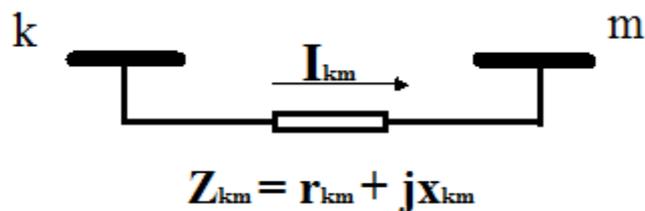


Figura 6. Linha de distribuição

$$I_{km} = \frac{(E_k - E_m)}{|Z_{km}|} \quad (20)$$

$$|I_{km}| \leq |I_{km_{maxima}}| \quad (21)$$

Onde:

$|Z_{km}|$ é o módulo de impedância (ohms) serie da linha entre as barras k e m .

E_k, E_m são as tensões (V) das barras k e m .

3.10.3 PENETRAÇÃO MÁXIMA DA GD

Alguns países têm considerado um limite máximo de inserção de GD. Em sua maioria limitam a capacidade de GD entorno de 25% a 30% da carga total do sistema de distribuição (Sheng, Liu, Liu, Menge e Li, 2015) e (Abri, El-Saadany e Atwa, 2013). As restrições (22) e (23) indicam os limites máximos e mínimos de inserção para as potências ativas e reativas da GD, o limite de penetração da GD ou a somatória do conjunto da GD instalada no sistema será limitada pelo valor da demanda do sistema, como apresentado na equação (24).

$$P_{GD_k}^{min} \leq P_{GD_k} \leq P_{GD_k}^{max} \quad (22)$$

$$Q_{GD_k}^{min} \leq Q_{GD_k} \leq Q_{GD_k}^{max} \quad (23)$$

$$\sum_{k=1}^{N_{GD}} S_{GD_k} < \sum_{i=1}^{NB} S_{D_k} \quad (24)$$

Onde:

N_{GD} é o número de unidades geradoras instaladas.

NB é o número total de barras do SEP.

P_{GD_k} e Q_{GD_k} são as potência ativa (MW) e reativa (MVAR) da GD na barra k .

S_{GD_k} é a potência aparente (MVA) do conjunto de GD alocada.

S_{D_k} é a demanda total de potência aparente (MVA) do SEP.

$P_{GD_k}^{min}, P_{GD_k}^{max}, Q_{GD_k}^{min}$ e $Q_{GD_k}^{max}$ são os limites máximos e mínimos de inserção de potência ativa (MW) e reativa (MVAR) da GD na barra k .

3.10.4 CÁLCULO DA POTÊNCIA APARENTE DA GD

Usando a expressão (25) calcula-se a potência aparente inserida pela GD. Esta variável é restringida pela expressão (24). Os valores de potências ativas e reativas são obtidos pelo processo de otimização com o intuito de chegar ao valor que produza o menor custo na função objetivo.

$$P_{GD_k}^2 + Q_{GD_k}^2 = S_{GD_k}^2 \quad (25)$$

3.10.5 FLUXO REVERSO NA SUBESTAÇÃO

Devido à limitação proposta na seção anterior, onde o somatório da potência injetada pela GD está limitado pela carga total do sistema, o fluxo reverso na subestação é evitado eliminando possíveis exportações de energia do sistema de distribuição para o sistema de transmissão, devido às características atuais dos sistemas de potência, onde o sentido de fluxo de potência se dá no sentido da fonte principal para a carga. A expressão (26) representa a natureza desta restrição do sistema.

$$\begin{aligned} P_{V\theta m}(V_{V\theta}, \theta_{V\theta}, V_m, \theta_m) &\geq 0 \\ Q_{V\theta m}(V_{V\theta}, \theta_{V\theta}, V_m, \theta_m) &\geq 0 \end{aligned} \quad (26)$$

Onde:

$P_{V\theta m}$ é o fluxo de potência ativa (MW) da barra de referência $V\theta$ para a barra m .

$Q_{V\theta m}$ é o fluxo de potência reativa (MVAR) da barra de referência $V\theta$ para a barra m .

3.10.6 NÚMERO DE UNIDADES DE GD

Neste trabalho é considerada a limitação de instalação de um número N_{GD} de GD no sistema. Esta restrição é formulada em (27), indica o somatório das variáveis binárias GD_k limitando o número de unidades de GD alocadas no sistema.

$$\sum_{k=2}^{NB} GD_k \leq N_{GD} \quad (27)$$

Onde:

N_{GD} é o número máximo permitido de unidades de GD no sistema.

3.10.7 LIMITES DE OPERAÇÃO

Algumas variáveis podem ser limitadas para evitar soluções improváveis ou espaços de busca extensos, já que algumas vezes têm-se uma noção da região onde a solução do problema pode ser encontrada. Neste caso, é considerável poupar esse esforço do processo de

otimização e assim ter resultados mais rápidos. Na Tabela 5 são apresentados os limites das variáveis utilizadas no processo de otimização.

Tabela 5. Limites das variáveis.

Variáveis	Mínimo	Máximo
V_k	0,85 pu	1,05 pu
θ_k	-1 rad	1 rad
GD_k	0	1
Fator de deslocamento da GD (FD_{GD_k})	0	1

3.11 METODOLOGIA PARA SOLUCIONAR O PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** indica o processo para obter a solução do problema de otimização, na primeira parte foi necessário criar um algoritmo em Matlab (MATHWORKS, 2013) para realizar a leitura dos diferentes dados, tais como impedâncias, topologia e demais características elétricas e físicas do sistema. Após de ter realizado a leitura e conversões a pu dos dados do circuito e demais cálculos necessários como a construção da matriz admitância do sistema, o algoritmo procede realizar a escrita do modelo de otimização na linguagem de GAMS (*General Algebraic Modeling System*) com mais de sete mil equações e variáveis para o sistema de estudo de caso escolhido. No conjunto de equações se encontram as restrições e limites das variáveis, o conjunto de variáveis se dividem entre variáveis inteiras, binárias e contínuas.

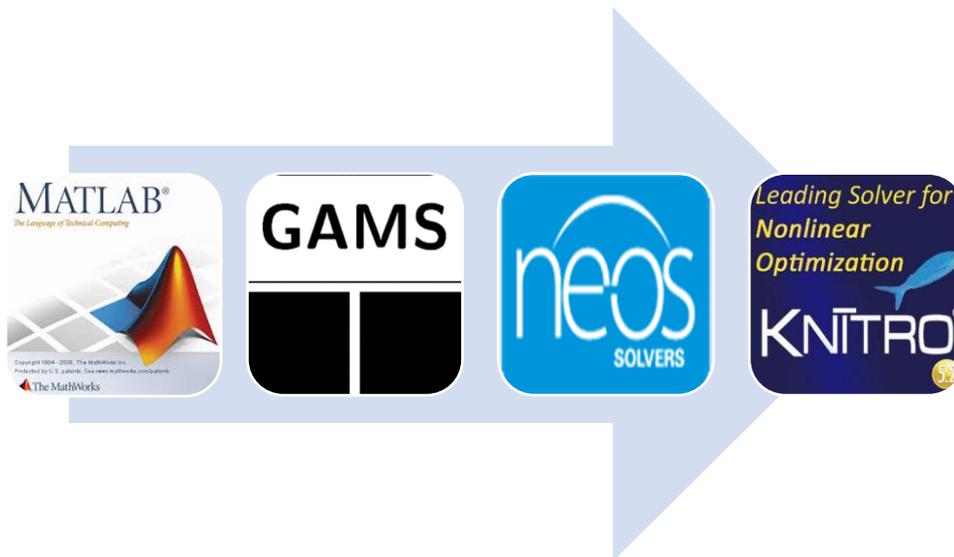


Figura 7. Fluxograma da metodologia.

Este modelo está dividido em 5 partes: a primeira parte é indicada para realizar a declaração das variáveis segundo sua natureza e os nomes das equações utilizadas no modelo, a seguir são declarados os parâmetros das demandas especificadas de cada barra e nível de carga. No terceiro bloco do modelo são escritas as equações da função objetivo e as demais equações utilizadas para calcular as injeções de potência de cada barra. No quarto bloco são escritas as restrições e limites das variáveis e para finalizar define-se um ponto de partida para os ângulos e tensões do fluxo de carga e o método de solução. No ANEXO C apresenta-se um exemplo de modelo e sua solução com o ânimo de apresentar a linguagem e metodologia utilizada.

O modelo desenvolvido foi resolvido através do solver KNITRO (ZIENA, 2014) disponível no site NEOS (*Network Enabled Optimization System*). O solver utilizado foi escolhido pelo fato de permitir a utilização de variáveis de tipo binário ou inteiro junto com variáveis contínuas, cálculos com funções seno e cosseno entre outros. É bastante recomendado para resolver problemas com formulações do tipo não linear (convexos ou não) por meio do método de *branch and bound* (ZIENA, 2014).

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo serão apresentados os resultados para o estudo de caso escolhido. Será descrito o sistema teste em conjunto com os dados de entrada das linhas e cargas. Na sequência serão apresentados os resultados de inserção ótima de GD para cada barra e suas influencias no sistema. Por fim, serão apresentados os resultados considerando a inserção de GD em diferentes locais de forma ótima e simultânea no sistema.

4.1 ESTUDO DE CASO

O sistema utilizado foi o IEEE 33 barras ilustrado na Figura 8. Trata-se de um alimentador de distribuição de energia elétrica com linhas e cargas equilibradas. Este sistema vem sendo utilizado como base para alocação de GD em diversos trabalhos (Guedes, 2013), (Sheng, Liu, Meng e Li, 2015), (Evangelopoulos e Georgilakis, 2013) e (Naik, Khatod e Sharma, 2014) entre outros. O mesmo sistema também possui aplicações na alocação de capacitores (Chiou, Chang e Su, 2004) e (Ahmadi e Marti, 2014). Na Figura 8 a subestação é simbolizada pela barra 1 e possui tensão nominal de linha de 12,66 kV. Observa-se também a presença de uma seção principal de 1 a 18 e três seções laterais de 2 a 22, de 3 a 25 e de 6 a 33.

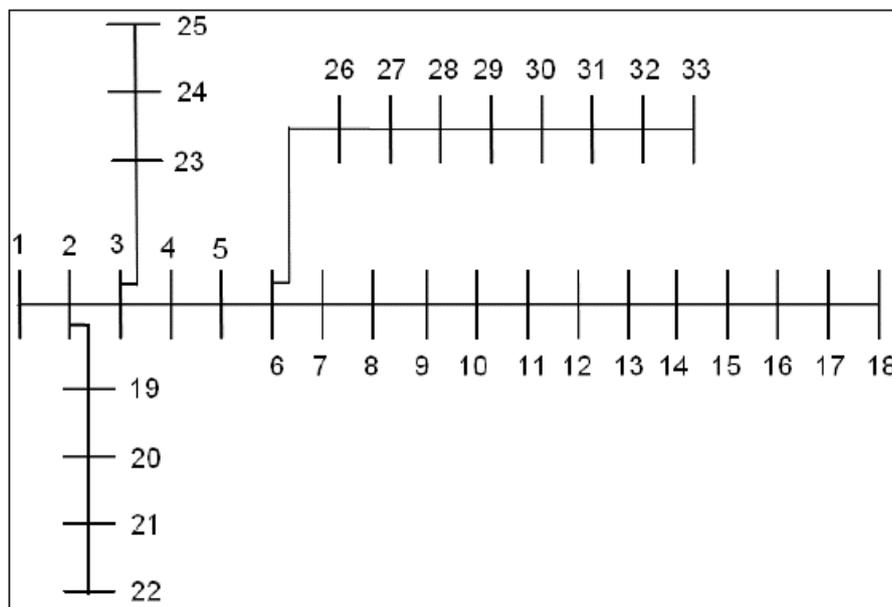


Figura 8. Sistema IEEE 33 barras utilizado no estudo de caso.

Quanto às linhas e cargas disponibilizadas, os valores são apresentados na Tabela 9 e Tabela 10 do anexo B, respectivamente. A carga instalada do sistema é de 3715 kW e 2300 kVAR. No entanto existe uma grande variabilidade entre as demandas de potência ativa e reativa especificadas em cada barra.

4.2 NÍVEIS DE CARGA

Com o intuito de considerar a variação ao longo do dia da carga do sistema implementou-se uma curva de carga discretizada de hora em hora para representar um dia de funcionamento do alimentador. A premissa principal da forma da curva é apresentar as variações de carga agregada dos distintos consumidores dispersos aleatoriamente nas diferentes barras do sistema.

A carga nominal do sistema é apresentada na Tabela 10 do anexo B. A Figura 9 ilustra a curva de carga diária utilizada para o estudo de caso. Cada barra tem uma demanda específica, estas demandas variam segundo a curva de carga. O valor de 4,3 MVA à carga nominal, o ponto máximo da curva é 20% acima deste valor e o ponto mínimo é 20 % abaixo do valor nominal.

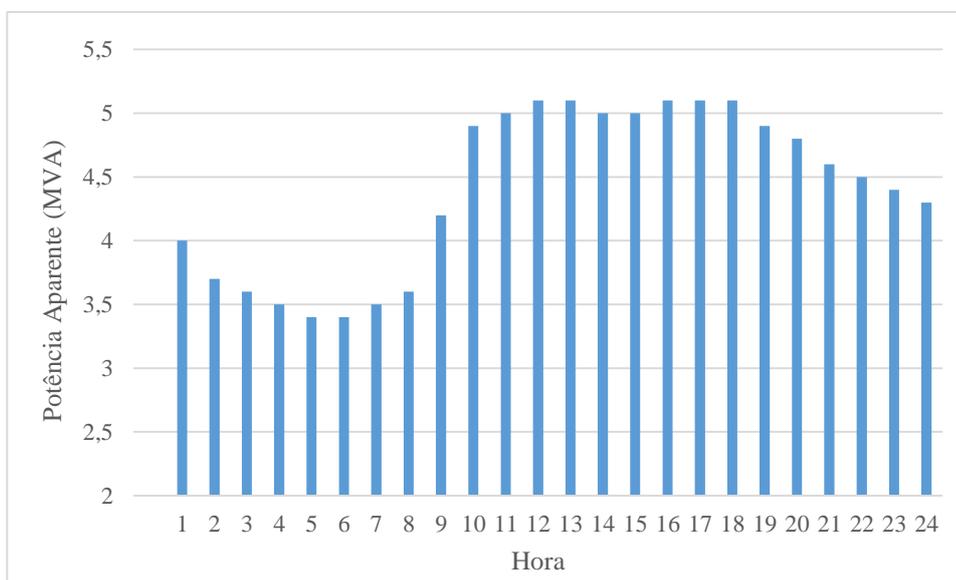


Figura 9. Curva de carga para estudo de caso.

4.3 TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Para apuração dos indicadores que dependem do custo de aquisição da energia elétrica para a concessionária, foi considerado o custo da energia contratada através da câmara

de comercialização de energia elétrica (CCEE) com base no preço convencional para as unidades do setor A4 referente ao nível de tensão de 2,5 a 25kV da Resolução Homologatória ANEEL nº 1.858 (ANEEL, 2015).

No que refere-se à tarifa de energia elétrica foi considerado o valor anunciado pela CCEE em 2015. O valor médio foi estimado em 259,1 R\$/MWh, sendo utilizado para o cálculo de custo das perdas ativas no alimentador.

O valor de 77 R\$/MWh, foi utilizado como a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) no estudo de caso para o cálculo das compensações por desvios na tensão em regime permanente (ANEEL, 2015).

4.4 ESTADO BASE DO SISTEMA

Considerando a topologia e demais características do sistema, pode-se estimar o estado base sem instalação de GD para assim definir os valores de referência como as perdas ativas no alimentador e os desvios de tensão nas barras em cada nível de carga. A

Figura 10 apresenta os perfis de tensão para cada nível de carga. Como já esperado, os valores de tensão mais baixos correspondem aos níveis de carga mais pesados e aos barramentos mais afastados da barra de referência.

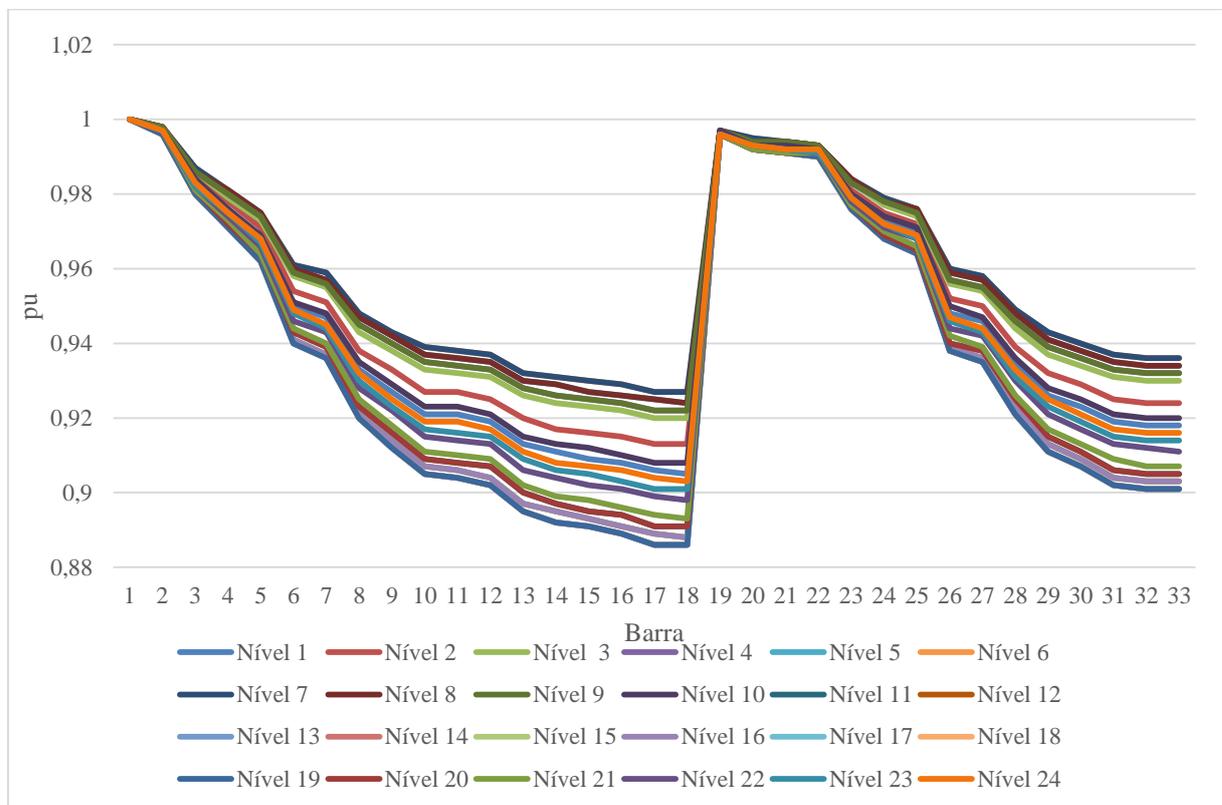


Figura 10. Perfil de tensão do SEP para os 24 níveis de carga

Considerando os valores de tensão das faixas adequada, precária e crítica da Tabela 4, na Figura 11 pode-se ver o número de barras em cada uma destas faixas ao longo do dia. No sistema para a curva de carga aparecem níveis de tensão na faixa crítica que seriam níveis de tensão abaixo de 0,9 pu ou acima de 1,05 pu. Como previsto, um considerável número de níveis na faixa precária nas barras que se encontram depois da metade do circuito é identificado. O ônus causado as concessionárias devido a reclamações por problemas de violação dos níveis de tensão em regime permanente seria aproximadamente R\$ 646,80 por dia para este alimentador.

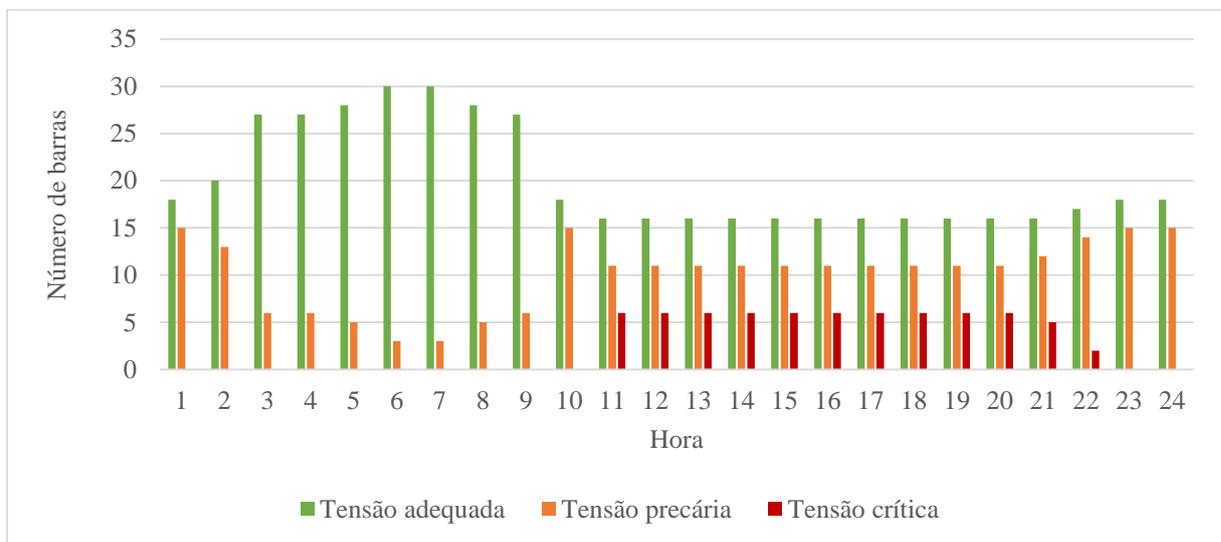


Figura 11. Número de barras do sistema nas diferentes faixas de tensão para cada nível de carga

A Figura 12 ilustra as perdas de potência ativa por cada nível de carga. À medida que a carga aumenta as perdas tendem a aumentar. As perdas ativas do sistema variam para cada nível de carga, o valor mínimo registrado foi de 0,13 MWh e o máximo 0,3 MWh. Realizando o somatório das perdas ativas no intervalo de 24 horas resulta num valor de energia de 5,48 MWh representando um custo de R\$ 1.419,86 por dia.

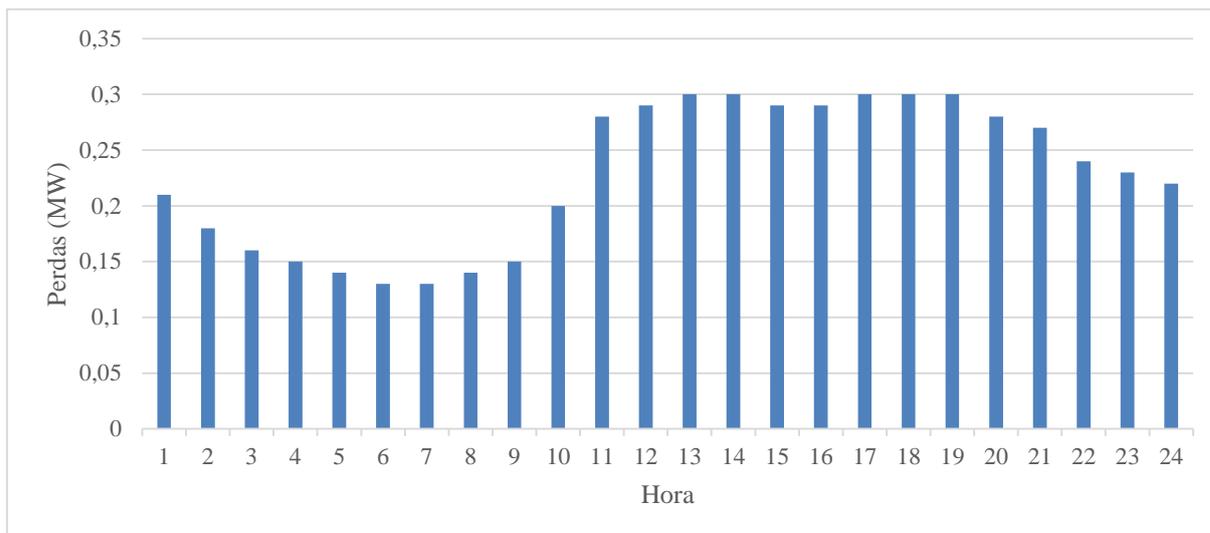


Figura 12. Perdas de potência ativa por nível de carga

4.5 AVALIAÇÃO DE ALOCAÇÃO DA GD

Para testar o modelo foi realizada uma análise de sensibilidade alocando em cada uma das barras uma GD, cuja potência ativa e reativa é tal que minimize as perdas totais e desvios de tensão. A Figura 13 contém os valores da função objetivo (barras pretas), os termos de perdas (barras azuis) e desvios de tensão (barras vermelhas). Nota-se que alocando uma GD na barra 6 do sistema, a função objetivo é a mais baixa possível indicando o melhor local para inserir uma GD no alimentador. É importante recordar que estes custos são calculados para um dia de funcionamento do sistema. Este gráfico indica a região perto da barra de menor custo (Barra 6). Existem outras barras que fornecem soluções adequadas. Estas barras estão localizadas no ramal 26 – 33 e no principal (1 - 18). No primeiro ramal comentado, os barramentos 26 e 27 fornecem uma boa alternativa já que a alocação de GD permite um valor similar em perdas à barra 6 e evita compensações por desvios de tensão nas faixas precárias e críticas. Este comportamento pode ser observado de igual forma nos barramentos do circuito principal localizados na sequência 7 – 12.

De forma geral os custos das perdas são maiores que as compensações por desvios de tensão. Este resultado é fortemente influenciado pelos valores utilizados para o custo da energia e a tarifa de uso do sistema de distribuição.

Pode-se verificar que a instalação de GD nos barramentos localizados no início do circuito tende a ter menor influência nas perdas e desvios de tensão. Neste caso a ação da GD é de apenas substituir a energia da SE sem alterar o fluxo de potência. Entretanto, com a aproximação do centro do circuito, a alocação ótima da GD diminui as perdas e os desvios de tensão.

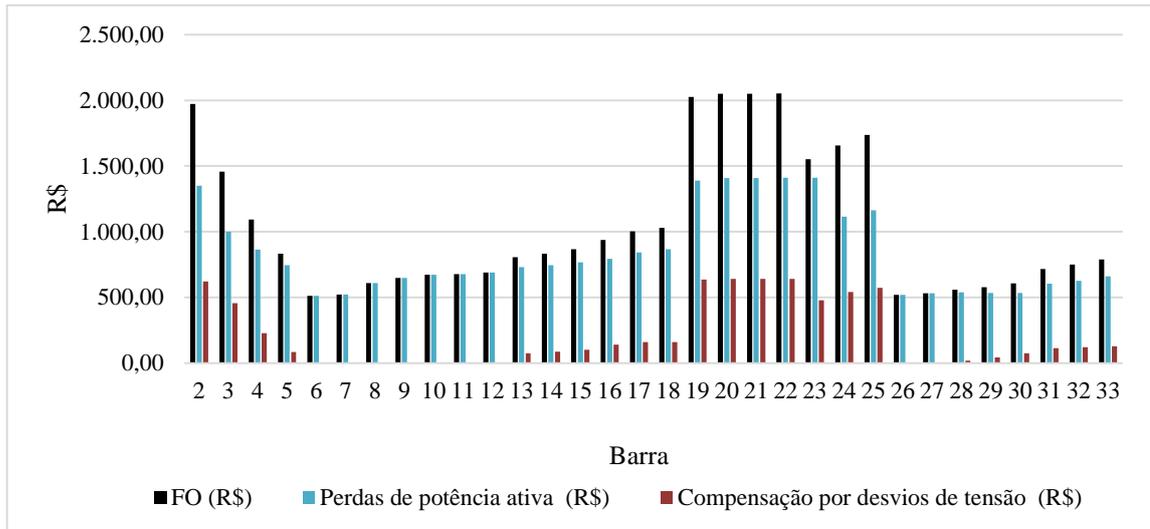


Figura 13. Função objetivo alocando uma GD em cada barra do sistema

Na Figura 14 são apresentados os valores das injeções de potência da GD por cada barra. As injeções de potência são maiores no início do circuito, sendo que no final são relativamente mais baixas. Com base nas Figuras 13 e 14 é possível constatar que não existe uma relação direta entre maior injeção de potência da GD e menores valores nos custos, já que a maioria das GDs instaladas no início são as que têm maior capacidade. Entretanto, para estes casos o circuito apresenta os piores resultados, indicando a importância da otimização na alocação da GD.

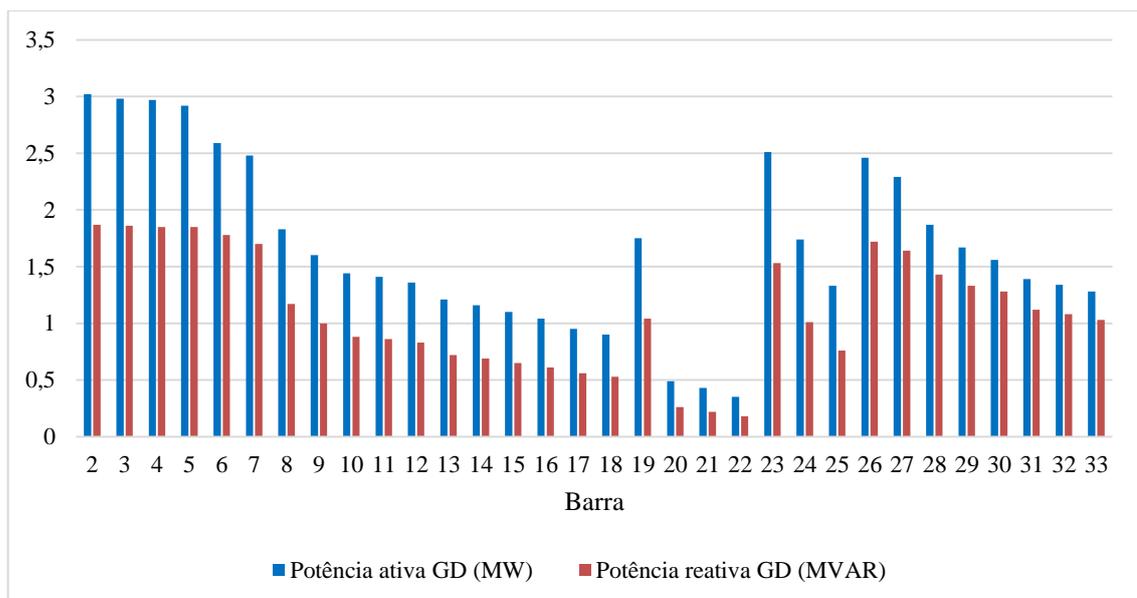


Figura 14. Potência ativa e reativa ótima para cada barra

A Tabela 6 mostra o resultado de alocação, ou seja, encontrou-se para cada barra a potência ótima de forma a minimizar as perdas totais e os desvios de tensão do alimentador em teste. Nesta tabela comparam-se as reduções em perdas de potência e compensações por desvios de tensão antes e após a instalação ótima da GD em cada uma das barras. Estes valores percentuais de redução são calculados conforme a equação (28).

$$\text{Redução(\%)} = \frac{\text{Valor antes da alocação de GD} - \text{Valor após da alocação de GD}}{\text{Valor antes da alocação de GD}} * 100 \quad (28)$$

Tabela 6. Custo de perdas e compensações por desvios de tensão

Barra k	Perdas antes da alocação da GD (R\$)	Perdas após da alocação da GD na barra k (R\$)	Percentual de redução das perdas (%)	Compensações antes da alocação de GD (R\$)	Compensações após da alocação de GD na barra k (R\$)	Percentual de redução de compensações (%)
2		1.349,91	5,60		622,16	3,69
3		1.000,12	30,06		457,38	29,19
4		865,39	39,48		228,69	64,59
5		746,20	47,81		86,24	86,65
6		513,01	64,12		0	100
7		523,38	63,40		0	100
8		608,88	57,42		0	100
9		647,75	54,70		0	100
10		673,66	52,89		0	100
11		678,84	52,52		0	100
12		689,20	51,80		0	100
13		730,66	48,90		76,23	88,20
14		746,20	47,81		87,78	86,41
15		766,93	46,36		100,87	84,38
16		795,43	44,37		141,68	78,06
17	1419,86	842,07	41,11	646,80	160,93	75,08
18		867,98	39,30		160,93	75,08
19		1388,76	2,88		636,02	1,54
20		1.409,50	1,43		640,64	0,83
21		1.409,50	1,43		640,64	0,83
22		1.412,09	1,25		640,64	0,83
23		1.412,09	1,25		478,17	25,90
24		1.114,13	22,09		541,31	16,20
25		1.163,35	18,64		572,88	11,31
26		520,79	63,58		0	100
27		531,15	62,85		0	100
28		538,92	62,31		20,02	96,90
29		533,74	62,67		43,89	93,20
30		533,74	62,67		74,69	88,43
31		603,70	57,78		113,96	82,35
32		627,02	56,15		122,43	81,04
33		660,70	53,79		129,36	79,97

Observa-se que a inserção de GD na barra 2 possui um baixo impacto com relação à redução das perdas. Conforme a Figura 14 na barra 2 tem-se instalada uma GD com a maior capacidade de potência ativa que chega a ser grande parte do somatório total das cargas do circuito. O impacto desta GD resulta em redução de apenas 5,6% das perdas totais do sistema.

A inserção de GD nas barras 19 a 23 também possui um baixo impacto, mas com característica de ter a GD com menores potências.

A instalação de GD nas barras entre 6 e 12 e entre 26 e 33 produz percentuais de redução de perdas acima do 50%, indicando boas opções para a alocação de unidades de GD. A barra que possui a maior redução de perdas é a 6 com 64% com uma inserção de potência de 2,59 MW, a qual encontra-se entre as mais altas.

Analisando as reduções nas compensações verifica-se que a inserção ótima de GD diminui de forma expressiva as compensações associadas à violação de tensão vinculada as faixas precária e crítica, chegando a atingir valores de até 100% quando a GD é alocada nas barras 6 a 12 e 26 e 27. As percentagens de redução de compensações por desvios de tensão são mais altas em comparação as reduções vistas nas perdas ativas onde não chegam a ultrapassar 65%. Por outro lado, a alocação de GD nas barras 19 a 22 possui um baixo potencial de redução de compensações por desvio de tensão, 0,8 a 1,5 %, coincidindo com uma baixa injeção de potência no sistema.

4.6 ALOCAÇÃO DE MÚLTIPLAS UNIDADES DE GD

Nesta seção serão apresentados os resultados para alocação de múltiplas unidades de GD. O modelo foi restringido para alocar automaticamente 2, 3 e 4 unidades de GD de forma simultânea no sistema com suas respectivas injeções de potência ativa e reativa. Na Tabela 7 são apresentados os resultados para os diferentes números de GD alocados no sistema. A medida que incrementa-se a possibilidade de instalar mais unidades de GD no alimentador, os valores de potência injetados diminuem. Sendo assim, seu somatório não chega a ser maior que o indicado, permitindo só uma GD no sistema.

Tabela 7. Resultados considerado mais de uma GD

Número de GD instaladas	1		2		3			4			
	6	13	30	13	25	30	3	5	11	25	
FO (R\$)	513,01	261,69		158,05			349,78				
Perdas ativas (R\$)	513,01	261,69		158,05			349,78				
Compensações por desvios de tensão (R\$)	0,00	0,00		0,00			0,00				
Potência ativa GD (MW)	2,59	0,86	1,15	0,82	0,87	1,06	0,66	0,19	0,79	1,29	
Potência reativa GD (MVAR)	1,78	0,4	1,08	0,38	0,4	1,03	0,2	0,09	0,37	1,14	

A função objetivo no caso de 2 e 3 unidades de GD alocadas é menor que no caso de 1 GD. Particularmente, quando o modelo é restringido a alocar 4 unidades de GD o valor da função objetivo não é menor que com 3 unidades de GD instaladas. Este comportamento é visto também com o mesmo sistema de 33 barras em (Biswas, Goswami e Chatterjee, 2014). Considerando a alocação tem-se nos casos de 2 e 3 unidades de GD locais após a metade do circuito, por outro lado, quando são alocadas 4 unidades de GD são escolhidos barramentos perto da barra de referência.

Na Tabela 8 são mostrados os resultados da comparação do caso base, sem GD, confrontado com a alocação da GD. Os valores de reduções foram calculados conforme a equação (28). Em todos os casos onde considera-se GD o percentual de redução de compensações por tensões nas faixas precária e críticas é de 100%. De forma similar obtém-se reduções nos custos devido as perdas de potência ativa acima de 70% considerando mais de uma GD no sistema.

Tabela 8. Potência ativa, reativa e perdas antes e após da inserção de GD

Número de GD	Perdas antes da alocação da GD (R\$)	Perdas após a alocação da GD (R\$)	Percentual de redução das perdas (%)	Compensações antes da alocação de GD (R\$)	Compensações após da alocação de GD (R\$)	Percentual de redução de compensações (%)
1	1.419,86	513,01	64,12	646,80	0,00	100
2		261,69	81,69		0,00	100
3		158,05	88,94		0,00	100
4		349,78	75,53		0,00	100

As Figuras 15–18 apresentam os perfis de tensão do sistema após da alocação de 1 a 4 unidades de GD respectivamente. Os resultados não apresentam tensões nas faixas precárias nem críticas para os 24 níveis de cargas. A Figura 15 a qual considera a alocação de uma única GD possui alguns perfis de tensão próximos a 0,94 pu no intervalo de barras 13 - 18. Já nas Figuras 16-18, as quais correspondem aos casos de mais de uma GD alocada, os valores mínimos de tensão encontram-se mais próximos de 1,0 pu.

Nota-se nos perfis de tensão valores acima de 1 pu os quais são devidos à injeção de potência da GD alocada na respectiva barra. Comparando os perfis de tensão é possível identificar que a configuração com 3 unidades de GD, correspondente à Figura 17, possui valores de tensão mais uniformes, na faixa de 0,98 - 1,02 pu.

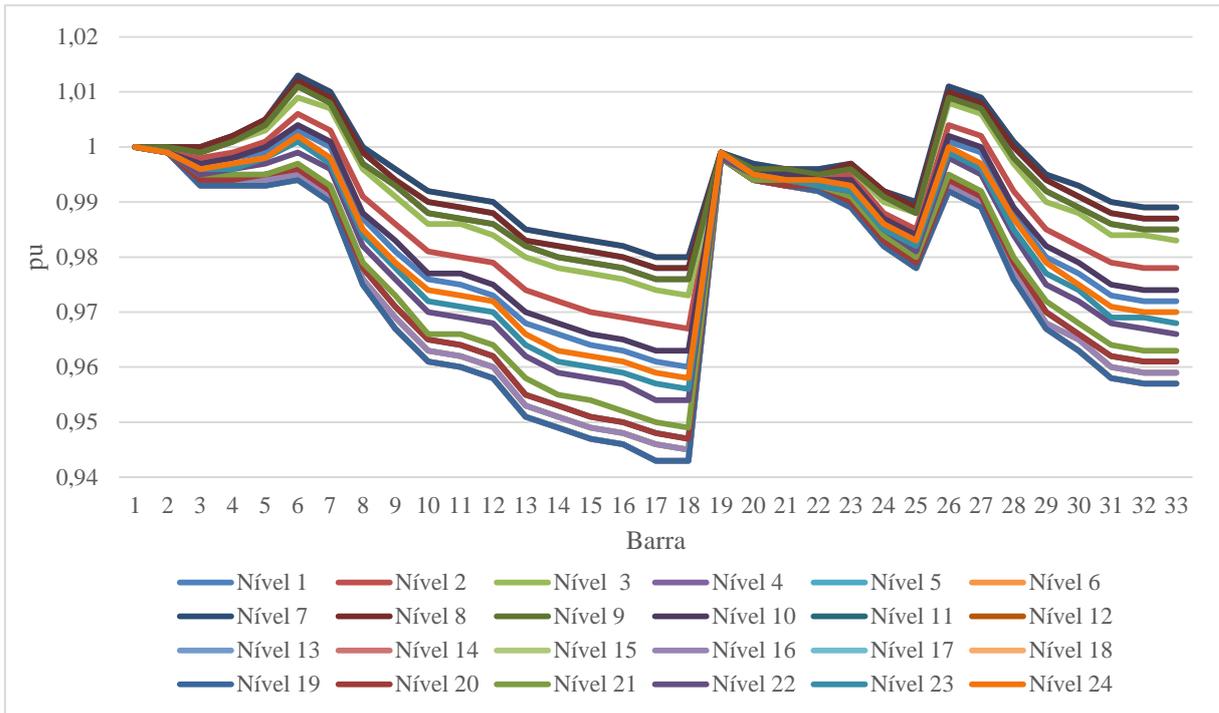


Figura 15. Perfil de tensão do sistema com 1 GD alocada

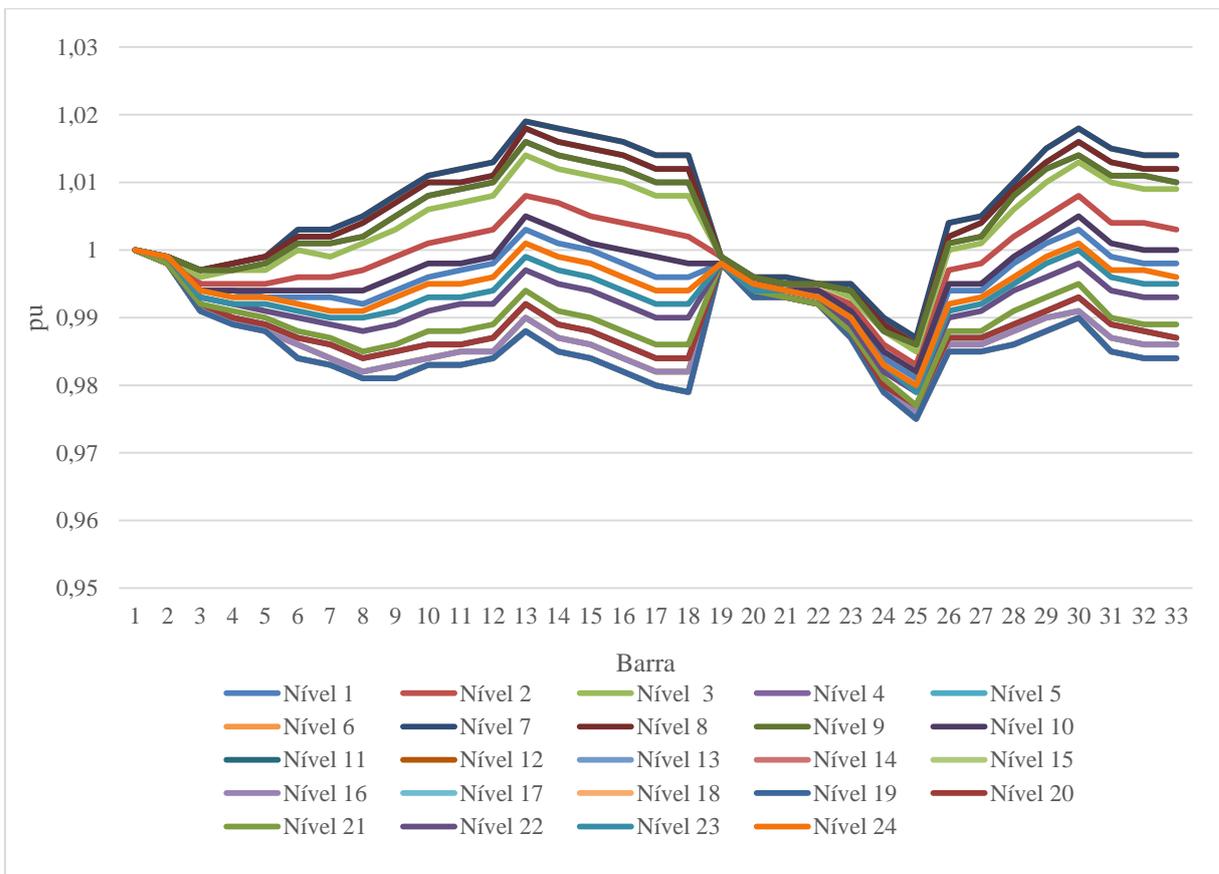


Figura 16. Perfil de tensão do sistema com 2 unidades de GD alocadas

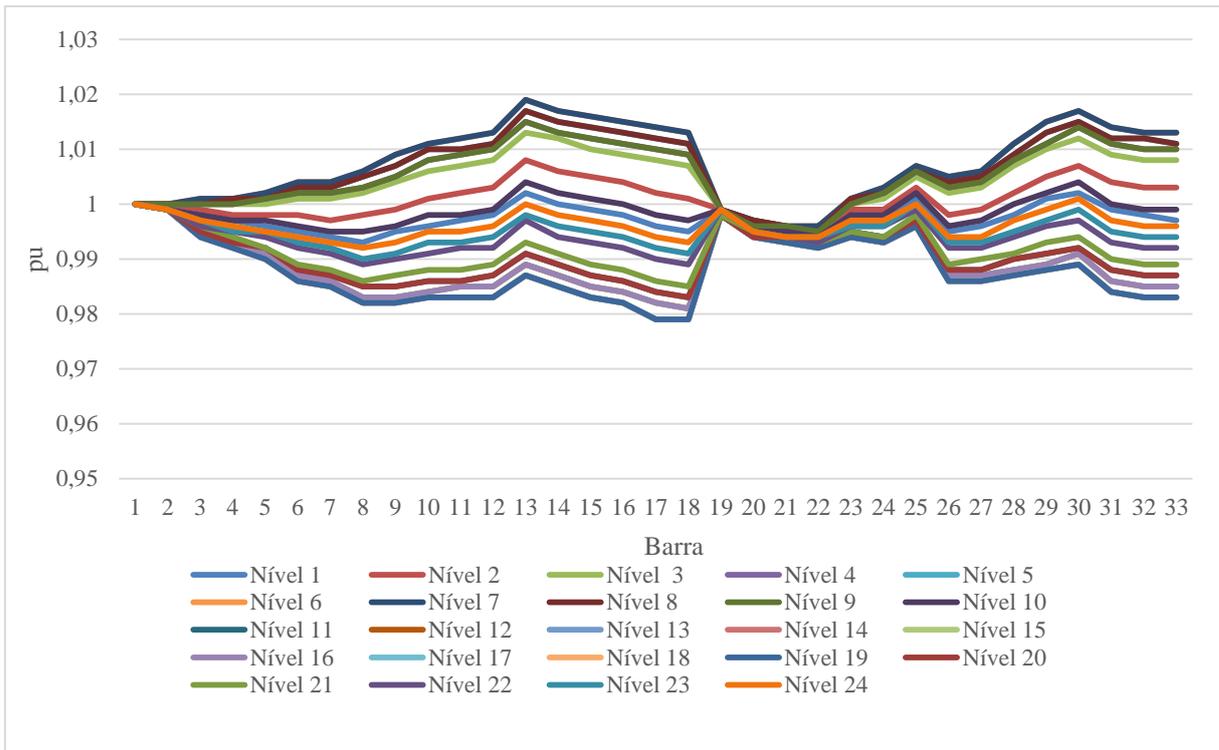


Figura 17. Perfil de tensão do sistema com 3 unidades de GD alocadas

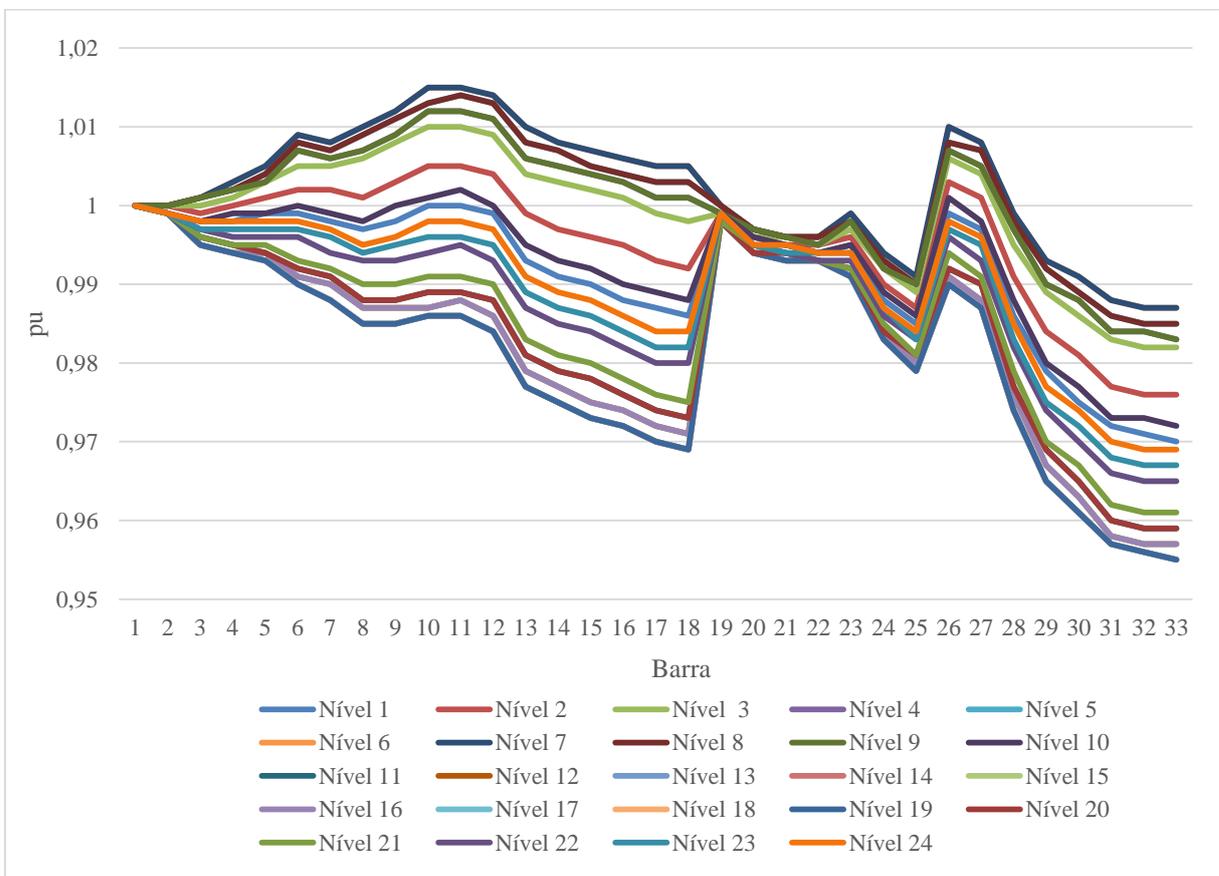


Figura 18. Perfil de tensão do sistema com 4 unidades de GD alocadas

As Figuras 19-22 apresentam as perdas de potência ativa por nível de carga. Como apresentado na função objetivo, cujos valores apenas levaram em consideração o custo pelo termo de perdas ativas, nestas figuras pode ser visto o incremento das perdas nos horários que possuem maiores níveis de carga, no período de 11 horas até às 20 horas. Quando é considerada a alocação de 2 e 3 unidades de GD as perdas diminuem aproximadamente 50% se comparado ao sistema com uma GD.

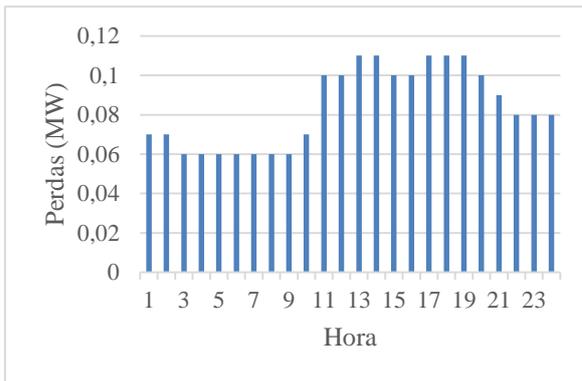


Figura 19. Perdas ativas por nível de carga com 1 GD alocada

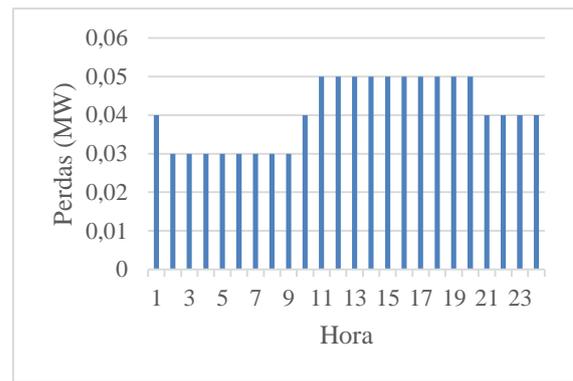


Figura 20. Perdas ativas por nível de carga com 2 unidades de GD alocadas

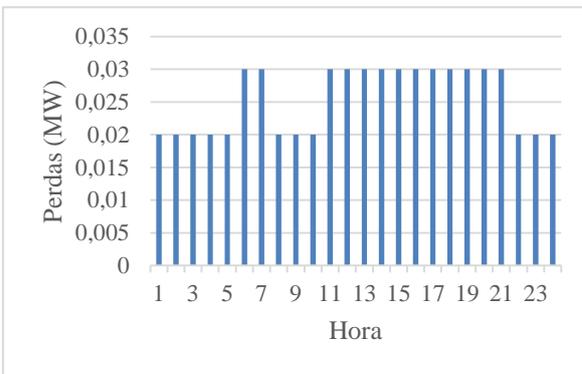


Figura 21. Perdas ativas por nível de carga com 3 unidades de GD alocadas

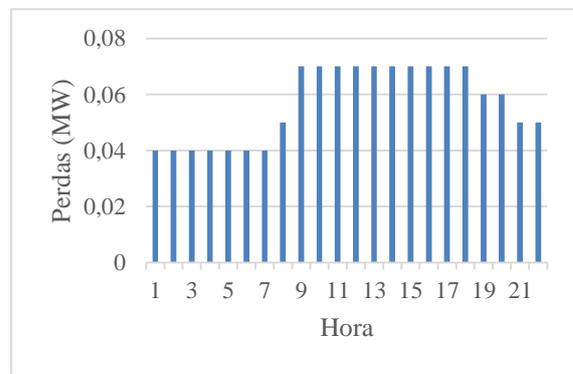


Figura 22. Perdas ativas por nível de carga com 4 unidades de GD alocadas

5. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho foi desenvolvido um modelo para alocação e dimensionamento de GD com o objetivo de encontrar o local ou conjunto de locais ótimos do alimentador de forma a minimizar as perdas ativas e as compensações monetárias devido a problemas na tensão de regime permanente, considerando uma curva de carga de 24 níveis que representa a variação da demanda do circuito em um dia de funcionamento.

As seguintes contribuições foram apresentadas:

- desenvolvimento de um modelo que incorpora uma função objetivo englobando o custo das perdas ativas do sistema com o custo das compensações que as concessionárias devem considerar para ressarcir as violações dos níveis de tensão no regime permanente segundo a PRODIST. A formulação desenvolvida possui relevância visto que permite realizar um diagnóstico para a concessionária evitando prejuízos de modo a considerar no seu planejamento a inserção de GD;
- idealização de modelagem que considera a GD como uma fonte que injeta potência ativa e reativa de forma ótima para minimizar os custos propostos na função objetivo;
- utilização nas simulações de curva de carga de 24 níveis com o intuito de estar mais próximo da variabilidade da carga;
- consideração de mais de uma GD alocada de forma ótima no sistema;
- constatação de que a localização da barra ótima em que uma unidade de GD é inserida proporciona uma diminuição maior no percentual de perdas e a total redução de tensões nas faixas precárias e críticas. Porém para conseguir este efeito deve-se considerar o dimensionamento de potência ativa e reativa da GD. Foi constatado que aplicando o modelo é possível achar tanto a solução ótima como regiões de soluções que indicam aceitáveis benefícios na redução de custo nas perdas e compensações por desvios de tensão.

Neste trabalho, buscou-se agregar ao conjunto de métodos já existente uma nova visão, relacionando alguns indicadores técnicos ao aspecto econômico. O modelo mostrou ser robusto atendendo a critérios de caráter econômico de forma clara e direta, possibilitando um diagnóstico para uma melhor tomada de decisão. Com base nos resultados, pode-se afirmar que o modelo demonstra potencial para ser utilizado por gestores que desejam apoiar suas

decisões estratégicas baseadas em solução do problema da rede, levando em consideração fatores econômicos.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Com base no potencial do trabalho apresentado sugere-se como recomendações para trabalhos futuros, explorar a sua aplicação por meio de formulação da variabilidade da geração nas diferentes fontes de energia renováveis, como também viabilidade de sua instalação física no sistema. Com o intuito de aproximar-se da realidade, sugere-se considerar outros tipos de problemas na qualidade de energia que possam ser formulados em termos econômicos, tais como interrupções e afundamentos de tensão.

Considerando estas sugestões, por meio deste trabalho é possível realizar um estudo de sensibilidade, quantificando de maneira dinâmica a importância de cada fator do problema. O resultado de um estudo completo deste porte possibilitaria no futuro aos gestores decidir com mais precisão sobre a alocação da GD frente às pressões rotineiras do setor, oferecendo uma vantagem competitiva junto ao mercado de energia.

REFERÊNCIAS

ABU, S; ELHAWARY, M. E. Heuristic curve-fitted technique for distributed generation optimisation in radial distribution feeder systems. **IET generation, transmission & distribution**, [S.l], v. 5, n. 2, p. 172-180, 2011.

ABU, S.; ELHAWARY, E. Optimal distributed generation allocation and sizing in distribution systems via artificial bee colony algorithm. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l], v. 26, n. 4, p. 2090-2101, 2011.

ACKERMANN, T; KNYAZKIN, V. Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects. In: TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXHIBITION, 2002, Yokohama, Japan. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2002. p. 1357-1362.

AHMADI, H.; MARTÍ, J. Distribution System Optimization Based on a Linear Power-Flow Formulation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 30, n. 1, p.25-33, Feb. 2015.

AKOREDE, M. et al. Effective method for optimal allocation of distributed generation units in meshed electric power systems. **Generation, Transmission & Distribution, IET**, [S.l], v. 5, n. 2, p. 276-287, 2011.

ARMANDO, S. **Análise regulatória das condições de interconexão da geração distribuída: requisitos para os procedimentos de distribuição**. 2005. 110 p. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia da Energia) - Universidade Federal de Itajubá, Dezembro, 2005.

AL, S.; EL, E.; ATWA, Y. Optimal placement and sizing method to improve the voltage stability margin in a distribution system using distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l], v. 28, n. 1, p. 326-334, 2013.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. (Brasil). **Resolução Homologatória nº 1.371, de 23 de outubro de 2012.** Brasília, DF, 2012.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. (Brasil). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 7: Cálculo de perdas na distribuição.** Brasília, DF, 2015. v.4.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. (Brasil). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Modulo 8: Qualidade da energia elétrica.** Brasília, DF, 2015. v.6

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. (Brasil). **Resolução normativa nº482, de 17 de abril de 2012.** Disponível em: < [http:// www.aneel.gov.br /cedoc/ ren2012482.pdf](http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf) >. Acesso em: 23 nov. 2014.

ATWA, Y. et al. Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l], v. 25, n. 1, p. 360-370, 2010.

ATWA, Y; EL, E. Probabilistic approach for optimal allocation of wind-based distributed generation in distribution systems. **IET Renewable Power Generation**, [S.l], v. 5, n. 1, p. 79-88, 2011.

BISWAS, S; GOSWAMI, S; CHATTERJEE, A. Optimal distributed generation placement in shunt capacitor compensated distribution systems considering voltage sag and harmonics distortions. **Generation, Transmission & Distribution, IET**, [S.l], v. 8, n. 5, p. 783-797, 2014.

BORGES, C; FALCAO, D. Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S.l], v. 28, n. 6, p. 413-420, 2006.

BRASIL. Lei N° 9.074, de 7 julho de 1995, **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 1995.

BRASIL, Decreto N° 2003 de 10 de setembro de 1996, **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 1996.

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

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **PLD final**: preços médios. 2012. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/>>. Acesso em: 10 maio 2015.

CHIOU, J; CHANG, C; SU, C. Ant direction hybrid differential evolution for solving large capacitor placement problems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 19, n. 4, p. 1794 - 1800, nov. 2004.

DENT, C; OCHOA, L; HARRISON, G. Network distributed generation capacity analysis using OPF with voltage step constraints. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l], v. 25, n. 1, p. 296-304, 2010.

EL, W et al. Optimal investment planning for distributed generation in a competitive electricity market. , **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l], v. 19, n. 3, p. 1674-1684, 2004.

EL, W; HEGAZY, Y; SALAMA, M. An integrated distributed generation optimization model for distribution system planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l], v. 20, n. 2, p. 1158-1165, 2005.

ELSAIAH, S; BENIDRIS, M; MITRA, J. Analytical approach for placement and sizing of distributed generation on distribution systems. **Generation, Transmission & Distribution, IET**, [S.l], v. 8, n. 6, p. 1039-1049, 2014.

EL, A. Optimal placement of multi-distributed generation units including different load models using particle swarm optimisation. **IET generation, transmission & distribution**, [S.l], v. 5, n. 7, p. 760-771, 2011.

EVANGELOPOULOS, V; GEORGILAKIS, P. Optimal distributed generation placement under uncertainties based on point estimate method embedded genetic algorithm. **IET Generation, Transmission & Distribution**, [S.l.], v. 8, n. 3, p. 389-400, 2013.

FRANCISQUINI, A. **Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em Transformadores de distribuição**. 2006. 108 p. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2006.

GEORGILAKIS, P; HATZIARGYRIOU, N. Optimal distributed generation placement in power distribution networks: models, methods, and future research. **IEEE transactions on Power systems**, [S.l.], v. 28, n. 3, p. 3420-3428, 2013.

GUEDES, L. **Localização e dimensionamento de unidades de geração distribuída em redes de distribuição radiais**. 2006. 110 p. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

GUEDES, L. **Alocação de unidades de geração distribuída considerando perdas e aspectos econômicos**. 2013. 112 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília, Brasília, 2013.

HAGHIFAM, M; FALAGHI, H; MALIK, O. Risk-based distributed generation placement. **IET generation, transmission & distribution**, [S.l.], v. 2, n. 2, p. 252-260, 2008.

HARRISON, G; WALLACE, A. Optimal power flow evaluation of distribution network capacity for the connection of distributed generation. **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings**, [S.l.], v. 152, n. 1, p. 115-122, Jan. 2005.

HEDAYATI, H; NABAVINIAKI, S; AKBARIMAJD, A. A method for placement of DG units in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v. 23, n. 3, p. 1620-1628, 2008.

HUNG, D; MITHULANANTHAN, N; BANSAL, R. Analytical expressions for DG allocation in primary distribution networks. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, [S.l.], v. 25, n. 3, p. 814-820, 2010.

HUNG, D; MITHULANANTHAN, N. Multiple distributed generator placement in primary distribution networks for loss reduction. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, [S.l], v. 60, n. 4, p. 1700-1708, 2013.

JABR, R; PAL, B. Ordinal optimisation approach for locating and sizing of distributed generation. **IET generation, transmission & distribution**, [S.l], v. 3, n. 8, p. 713-723, 2009.

KEANE, A; O'MALLEY, M. Optimal allocation of embedded generation on distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l], v. 20, n. 3, p. 1640-1646, 2005.

KEANE, A; MALLEY, M. Optimal utilization of distribution networks for energy harvesting. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l], v. 22, n. 1, p. 467-475, 2007.

KIM, J et al. Dispersed generation planning using improved Hereford ranch algorithm. **Electric Power Systems Research**, [S.l], v. 47, n. 1, p. 47-55, 1998.

KUMAR, A; GAO, W. Optimal distributed generation location using mixed integer non-linear programming in hybrid electricity markets. **IET generation, transmission & distribution**, [S.l], v. 4, n. 2, p. 281-298, 2010.

LIU, J et al. Optimal meter placement for robust measurement systems in active distribution grids. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, [S.l], v. 63, n. 5, p. 1096-1105, 2014.

The MathWorks inc. **MATLAB for Windows User Guide**, 2013.

MONTICELLI, A. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher , 1983.

NAIK, S; KHATOD, D; SHARMA, M. Analytical approach for optimal siting and sizing of distributed generation in radial distribution networks. **IET Generation, Transmission & Distribution**, [S.l], v. 9, n. 3, p. 209-220, 2014.

NARA, K et al. Application of tabu search to optimal placement of distributed generators. In: POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING, 2001, Columbus. **IEEE**. [S.l], 2001 p. 918-923.

OCHOA, L.; PADILHA-FELTRIN, A; HARRISON, G. Time-series-based maximization of distributed wind power generation integration. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, [S.l], v. 23, n. 3, p. 968-974, 2008.

OCHOA, L; PADILHA-FELTRIN, A; HARRISON, G. Evaluating distributed time-varying generation through a multiobjective index. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l], v. 23, n. 2, p. 1132-1138, 2008.

OCHOA, L.; DENT, C; HARRISON, G. Distribution network capacity assessment: Variable DG and active networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l], v. 25, n. 1, p. 87-95, 2010.

OCHOA, L; HARRISON, G. Minimizing energy losses: Optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l], v. 26, n. 1, p. 198-205, 2011.

OLIVEIRA, L. **Estimação e Análise das Perdas Técnicas na Distribuição de energia elétrica**. 2010. 161 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

PANDI, V; ZEINELDIN, H; XIAO, W. Determining optimal location and size of distributed generation resources considering harmonic and protection coordination limits. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l], v. 28, n. 2, p. 1245-1254, 2013.

PINHEIRO, F. **Aplicação de um algoritmo genético no estudo das perdas e do controle de tensão em sistemas elétricos de potência**. 1998. 78 p. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 1998.

RAO, R. et al. Power loss minimization in distribution system using network reconfiguration in the presence of distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l], v. 28, n. 1, p. 317-325, 2013.

RAU, N; WAN, Y. Optimum location of resources in distributed planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l], v. 9, n. 4, p. 2014-2020, 1994.

SHAABAN, M; ATWA, Y; EL-SAADANY, E. DG allocation for benefit maximization in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l], v. 28, n. 2, p. 639-649, 2013.

SHENG, W et al. Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation via an Improved Nondominated Sorting Genetic Algorithm II. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l], v. 30, n. 2, p. 569-578, 2015.

SINGH, D; VERMA, K. Multiobjective optimization for DG planning with load models. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l], v. 24, n. 1, p. 427-436, 2009.

SINGH, D; MISRA, R. Effect of load models in distributed generation planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l], v. 22, n. 4, p. 2204-2212, 2007.

TAMIMI, A et al. Effective wind farm sizing method for weak power systems using critical modes of voltage instability. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l], v. 27, n. 3, p. 1610-1617, 2012.

VOVOS, P.; BIALEK, J. Direct incorporation of fault level constraints in optimal power flow as a tool for network capacity analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l], v. 20, n. 4, p. 2125-2134, 2005.

VOVOS, P et al. Optimal power flow as a tool for fault level-constrained network capacity analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l], v. 20, n. 2, p. 734-741, 2005.

WALLING, R et al. Summary of distributed resources impact on power delivery systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l], v. 23, n. 3, p. 1636-1644, 2008.

WANG, C; NEHRIR, M. Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l], v. 19, n. 4, p. 2068-2076, 2004.

WANG, L; SINGH, C. Reliability-constrained optimum placement of reclosers and distributed generators in distribution networks using an ant colony system algorithm. **Systems, Man, and Cybernetics, Part C: Applications and Reviews, IEEE Transactions on**, [S.l], v. 38, n. 6, p. 757-764, 2008.

WILLIS, H. Analytical methods and rules of thumb for modeling DG-distribution interaction. In: **POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING**, 2000, Seattle, **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2000. p. 1643-1644.

ZHU, D et al. Impact of DG placement on reliability and efficiency with time-varying loads. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l], v. 21, n. 1, p. 419-427, 2006.

ZULPO, R. **Alocação otimizada de geração distribuída em redes de distribuição**. 2014. 119 p. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2014.

ZIENA OPTIMIZATION. **KNITRO documentation realese 9.0. 2013**. Disponível em: <http://www.ziena.com/docs/KNITRO90_UserManual.pdf>. Acesso em: 10 Nov. 2014.

ANEXO A. RESUMO DE ESTUDOS EM ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Referencia	Número de GDs	Níveis de carga	Método de solução	Variável calculada	Objetivo
Rau e Wan , 1994	Múltipla	Simples	Numérico	Tamanho da GD	Min. perdas ativas
Kim, Nam, Park e Singh, 1998	Múltipla	Simples	Heurístico	Tamanho da GD	Min. perdas ativas
Pinheiro, 1998	Simples	Simples	Heurístico	Tamanho da GD	Min. perdas e desvios de tensão
Willis, 2000	Simples	Simples	Analítico	Local e tamanho da GD	Min. perdas ativas
Nara, Hayashi, Ikeda,e Ashizawa, 2001	Múltipla	Variante no tempo	Heurístico	Local e tamanho da GD	Min. perdas ativas
Khattam, Bhattacharya, Hegazy e Malama, 2004	Múltipla	Variante no tempo	Heurístico	Local e tamanho da GD	Min. custo da GD
Harrison e Wallace, 2005	Múltipla	Multi-nível	Numérico	Tamanho da GD	Max. capacidade da GD
Vovos, Harrison, Wallace e Bialek, 2005	Múltipla	Simples	Numérico	Tamanho da GD	Max. capacidade da GD

Celli, Ghiani, Mocci e Pilo, 2005	Múltipla	Probabilístico	Heurístico	Local e tamanho	Custo das perdas e energia não fornecida
El-Kaattan, Hegazy e Salama, 2005	Múltipla	Simples	Numérico	Local e tamanho	Min. custo investimento e operação
Keane e O'Malley, 2005	Múltipla	Simples	Numérico	Local e tamanho	Max. capacidade da GD
Vovos e Janusz, 2005	Múltipla	Simples	Numérico	Tamanho	Max. capacidade da GD
Zhu, Broadwater, Tam, Seguin e Asgeirsson, 2006	Simples	Variante no tempo	Numérico	Local	Min. SAIDI
Guedes, 2006	Simples	Simples	Heurístico	Local e tamanho	Min. perdas e desvios de tensão
Borges e Falcão, 2006	Múltipla	Simples	Heurístico	Local e tamanho	Max. custo/benefício
Keane e O'Malley, 2007	Múltipla	Variante no tempo	Numérico	Local e tamanho	Max. capacidade da GD
Singh, Misra e Singh, 2007	Simples	Simples	Numérico	Local e tamanho	Min. perdas
Haghifam, Falaghi e Malik,	Múltipla	Lógica Difusa (Heurístico	Local e	Min. custo investimento e

2008		Fuzzy)		tamanho	operação
Ochoa, Padilha-Feltrin e Harrison, 2008	Simples	Variante no tempo	Numérico	Local	Max. capacidade da GD
Hedayati, Nabaviniaki e Akbarimajd, 2008	Múltipla	Simples	Heurístico	Local	Min. perdas
Ochoa, Padilha-Feltrin e Harrison, 2008	Múltipla	Variante no tempo	Heurístico	Local	Max. capacidade da GD
Wang and Singh, 2008	Múltipla	Simples	Heurístico	Local	Min. SAIDI
Singh, Verma e Singh, 2009	Simples	Simples	Heurístico	Local e tamanho	Min. perdas, desvios de tensão e max. capacidade da GD
Jabr e Pal, 2009	Múltipla	Simples	Numérico	Local e tamanho	Min. perdas e max. capacidade da GD
Dent, Ochoa e Harrison, 2010	Múltipla	Simples	Numérico	Tamanho	Max. capacidade da GD
Atwa, El-Saadany, Salama e Seethapathy, 2010	Múltipla	Variante no tempo	Numérico	Tamanho, local e tipo de fonte	Min. perdas de energia

Kumar e Gao, 2010	Múltipla	Multi-nível	Numérico	Local e tamanho	Min. Custo da energia gerada
Hung, Mithulanathan e Bansal, 2010	Simples	Simples	Analítico	Local e tamanho	Min. perdas
Ochoa e Harrison, 2011	Múltipla	Multi-nível	Numérico	Local e tamanho	Min. perdas de energia
Abu-Mouti e El-Hawary, 2011a e 2011b	Múltipla	Simples	Heurístico	Local e tamanho	Min. perdas
El-Zonkoly, 2011	Múltipla	Simples	Heurístico	Local e tamanho	Min. perdas, desvios de tensão e max. capacidade da GD
Akorede, Hizam, Aris e Ab Kadir, 2011	Múltipla	Simples	Heurístico	Local e tamanho	Max. capacidade e min. investimento
Tamimi, Pahwa e Starret, 2012	Múltipla	Simples	Heurístico	Tamanho	Max. capacidade da GD
Rao, Ravindra, Satish e Narasimham, 2013	Múltipla	Multi-nível	Heurístico	Local e tamanho	Min. perdas
Hung e Mithulanathan,	Múltipla	Simples	Analítico	Local e tamanho	Min. perdas

2013					
Guedes, 2013	Múltipla	Variante no tempo	Heurístico	Local e tamanho	Min. custos de investimento
Zulpo, Leborgne e Bretas, 2013	Simples	Simples	Numérico	Local e tamanho	Min. perdas e desvios de tensão
Shaaban, Atwa e El-Saadany, 2013	Múltipla	Variante no tempo	Heurístico	Tamanho	Min. custo
Abri, El-Saadany, Yasser, Atwa, 2013	Múltipla	Variante no tempo	Numérico	Local, tamanho e tipo de fonte.	Max. estabilidade de nível de tensão
Elsaiah, Benidris e Mitra, 2014	Múltipla	Simples	Analítico	Local e tamanho	Min. perdas
Naik, Khatod e Sharma, 2014	Múltipla	Simples	Analítico	Local e tamanho	Min. perdas ativas e reativas
Evangelopoulos e Georgilakis, 2014	Múltipla	Probabilísticas	Heurístico	Local, tamanho e tipo de fonte.	Min. custo instalação, operação, manutenção e max. capacidade
Biswas, Goswami e Chatterjee, 2014	Múltipla	Simples	Heurístico	Local, tamanho	Min. perdas e desvios de tensão

ANEXO B. DADOS DO SISTEMA

Tabela 9. Impedância de linhas

Barra inicial	Barra final	R (Ohms)	X (Ohms)
1	2	0,0922	0,0477
2	3	0,493	0,2511
3	4	0,366	0,1864
4	5	0,3811	0,1941
5	6	0,819	0,707
6	7	0,1872	0,6188
7	8	1,7114	1,2351
8	9	1,03	0,74
9	10	1,04	0,74
10	11	0,1966	0,065
11	12	0,3744	0,1238
12	13	1,468	1,155
13	14	0,5416	0,7129
14	15	0,591	0,526
15	16	0,7463	0,545
16	17	1,289	1,721
17	18	0,732	0,574
2	19	0,164	0,1565
19	20	1,5042	1,3554
20	21	0,4095	0,4784
21	22	0,7089	0,9373
3	23	0,4512	0,3083
23	24	0,898	0,7091
24	25	0,896	0,7011
6	26	0,203	0,1034
26	27	0,2842	0,1447
27	28	1,059	0,9337
28	29	0,8042	0,7006
29	30	0,5075	0,2585
30	31	0,9744	0,963
31	32	0,3105	0,3619
32	33	0,341	0,5302

Tabela 10. Dados de carga nominal do sistema

Barra	P (kW)	Q (kVAr)
1	100	60
2	90	40
3	120	80
4	60	30
5	60	20
6	200	100
7	200	100
8	60	20
9	60	20
10	45	30
11	60	35
12	60	35
13	120	80
14	60	10
15	60	20
16	60	20
17	90	40
2	90	40
19	90	40
20	90	40
21	90	40
3	90	50
23	420	200
24	420	200
6	60	25
26	60	25
27	60	20
28	120	70
29	200	600
30	150	70
31	210	100
32	60	40
Total	3715	2300

ANEXO C. EXEMPLO DE MODELO DE MAXIMIZAÇÃO DO LUCRO DE PRODUÇÃO EM GAMS.

A seguir um exemplo simples de escrita de modelos em GAMS de uma empresa que produz 5 diferentes produtos, este modelo maximiza o lucro de produção considerando a quantidades de matéria prima para a produção dos diferentes produtos.

*Declaração de variáveis

FREE VARIABLE

lucro lucro do produtor;

POSITIVE VARIABLE

x1 produto 1

x2 produto 2

x3 produto 3

x4 produto 4

x5 produto 5;

*Declaração de parâmetros.

PARAMETERS

r1 quantidade do recurso 1 /42/

r2 quantidade do recurso 2 /1242/;

*Declaração dos nomes das equações.

EQUATIONS

Obj max lucro

rest1 restrição do recuso 1

rest2 restrição do recuso 2;

*Declaração de parâmetros.

PARAMETERS

r1 quantidade do recurso 1 /42/

r2 quantidade do recurso 2 /1242/;

*Declaração da função objetivo e as restrições.

obj..

25*x1+35*x2+50*x3+33*x4+36*x5 =e= lucro;

rest1..

```
3*x1+4*x2+5*x3+3*x4+6*x5 =l= r1;
```

```
rest2..
```

```
2*x1+3*x2+4*x3+3*x4+3*x5 =l= r2;
```

```
*Declaração do limite da variável x3.
```

```
x3.up = 0;
```

```
*Ordem para resolver o modelo
```

```
model produtor /all/;
```

```
solve produtor using lp maximization lucro;
```

O modelo é solucionado por meio do solver KANITRO utilizando o método de programação linear, com o fim de maximizar o lucro de produção considerando as restrições de produção e matéria prima. A seguir na Figura 23 se mostra o reporte do solver, indicando se saída a resposta foi ótima e o maior valor de lucro achado foi 462, para uma produção de 14 unidades do produto $x4$.

```
=====
Commercial License
KNITRO 9.1.0
Ziena Optimization
=====
EXIT: Optimal solution found.
Final Statistics
Final objective value = 4.61999744212700e+002
Final feasibility error (abs / rel) = 0.00e+000 / 0.00e+000
Final optimality error (abs / rel) = 1.78e-005 / 4.96e-007
# of iterations = 7
# of CG iterations = 0
# of function evaluations = 8
# of gradient evaluations = 1
# of Hessian evaluations = 0
Total program time (secs) = 0.094 ( 0.000 CPU time)
Time spent in evaluations (secs) = 0.000
=====
Solve finished: status = optimal

```

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
---- EQU obj	.	.	.	-1.000
---- EQU rest1	-INF	42.000	42.000	11.000
---- EQU rest2	-INF	42.000	1242.000	7.094E-10
obj max lucro				
rest1 restricao do recuso 1				
rest2 restricao do recuso 2				

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
---- VAR lucro	-INF	462.000	+INF	.
---- VAR x1	.	.	+INF	-8.000
---- VAR x2	.	.	+INF	-9.000
---- VAR x3	.	.	+INF	-5.000
---- VAR x4	.	14.000	+INF	-1.577E-6
---- VAR x5	.	.	+INF	-30.000

Figura 23. Reporte solução do modelo pelo KNITRO