

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ALOCAÇÃO DE UNIDADES DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA CONSIDERANDO PERDAS E ASPECTOS
ECONÔMICOS**

LARISSA DE MATOS GUEDES

ORIENTADOR: MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA

TESE DE DOUTORADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: 075/2013

BRASILIA/DF: JUNHO – 2013

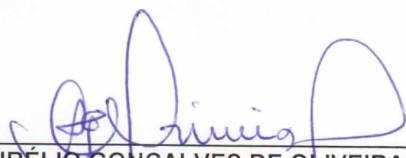
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ALOCAÇÃO DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
CONSIDERANDO PERDAS E ASPECTOS ECONÔMICOS

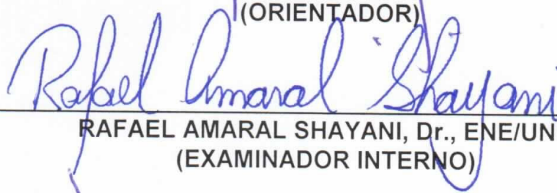
LARISSA DE MATOS GUEDES

TESE DE DOUTORADO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA
FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR.

APROVADA POR:



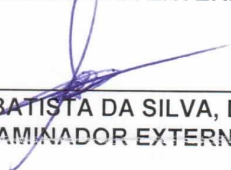
MARCO AURELIO GONÇALVES DE OLIVEIRA, Dr., ENE/UNB
(ORIENTADOR)




RAFAEL AMARAL SHAYANI, Dr., ENE/UNB
(EXAMINADOR INTERNO)



YOLANDA VIEIRA DE ABREU,, Dr^a., UFT
(EXAMINADORA EXTERNA)



SÉRGIO BATISTA DA SILVA, Dr., IFTO
(EXAMINADOR EXTERNO)



MARCO ANTÔNIO FREITAS DO EGITO COELHO, Dr., ENE/UNB
(EXAMINADOR INTERNO)

Brasília, 28 de junho de 2013.

FICHA CATALOGRÁFICA

GUEDES, LARISSA DE MATOS

Alocação de Unidades de Geração Distribuída Considerando Perdas e Aspectos Econômicos [Distrito Federal] 2013.

xvii, 112p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Doutor, Tese de Doutorado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Geração Distribuída

2. Custos de investimento

3. Redução de Perdas de Energia

4. Custo evitado de perdas

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

GUEDES, L.M. (2013). Alocação de Unidades de Geração Distribuída Considerando Perdas e Aspectos Econômicos. Tese de doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação 075/2013, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 112p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Larissa de Matos Guedes.

TÍTULO: Alocação de Unidades de Geração Distribuída Considerando Perdas e Aspectos Econômicos.

GRAU: Doutor

ANO: 2013

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta tese de doutorado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa tese de doutorado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Larissa de Matos Guedes

Universidade de Brasília - Departamento de Engenharia Elétrica
Caixa Postal 4386 – CEP 70904-970 – Brasília – DF – Brasil.

*Dedido este trabalho ao meu amado filho Matheus
para que ele saiba a importância
de não desistir nunca.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por iluminar meu caminho, guiar e por me dar forças rumo à conclusão do doutorado e em todos os momentos da minha vida.

Agradeço a meu esposo Thiago e minha mãe Nilva, pelo incentivo constante.

Agradeço ao professor Marco Aurélio pela excelente orientação, demonstrando um profundo conhecimento técnico e também pelo apoio, amizade, incentivo e pela confiança em mim depositada.

Agradeço ao professor Marco Antônio Egito por ter compartilhado sua experiência em métodos de otimização.

Agradeço ao professor Fernando Figueiredo por ter compartilhado seus dados e informações sobre o comportamento da curva de carga.

Agradeço ao professor e amigo Rafael Shayani por ter compartilhado seu conhecimento em produtivas discussões acerca da minimização de perdas.

Agradeço ao professor e amigo Flávio Vidal pela ajuda prestada e pelos incentivos, que tanto me ajudaram durante meu período de estudo.

À ANEEL pelas informações prestadas e dados fornecidos, especialmente ao colega Fernando Junqueira, que muito me ajudou no desenvolvimento deste trabalho.

À CEB, pelos dados dos alimentadores utilizados neste estudo.

“Tudo posso Naquele que me fortalece”.

Filipenses 4:13

“A persistência é o menor caminho do êxito”.

Charles Chaplin

RESUMO

ALOCAÇÃO DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA CONSIDERANDO PERDAS E ASPECTOS ECONÔMICOS

O aumento do consumo mundial por energia elétrica está incentivando novas formas de geração. Nesse contexto a utilização de unidades de geração distribuída (GD) pode contribuir no suprimento da demanda e proporcionar uma série de benefícios ao sistema elétrico, como redução das perdas técnicas na distribuição de energia. Na verdade, a GD é uma realidade no Brasil, onde existem diversos tipos gerando energia e repassando-a às concessionárias para a venda aos consumidores.

O objetivo dessa pesquisa é realizar um estudo sobre a inserção de uma unidade de GD em um alimentador radial, de maneira a analisar a relação de sua localização e valor de potência ativa na redução das perdas, mas, principalmente, calcular os custos de investimento dessa unidade de GD e propor um método para calcular o valor presente do custo evitado devido à redução das perdas que a presença de uma GD proporciona ao sistema de distribuição. Dessa forma, através desse estudo verificar a validade do desenvolvimento de algoritmos sofisticados para a alocação de uma unidade de GD, tanto na escolha da barra ótima quanto no valor ideal da potência ativa, sob o ponto de vista dos custos que envolvem essa alocação.

Nesse trabalho é desenvolvido um algoritmo de alocação de unidades de GD que encontra a barra ótima do alimentador de forma a minimizar as perdas técnicas totais. Esse algoritmo também encontra o valor ótimo de potência ativa para que as perdas sejam mínimas. São realizadas diversas simulações em três alimentadores com topologia radial cujos valores de carga são modelados de duas formas, através de sua carga média e pela curva de carga, proporcionando resultados para discussões acerca da relação da localização da GD, da respectiva redução das perdas, além da análise dos custos envolvidos conforme descrito acima. A plataforma utilizada foi o *Matlab*[®] e para os fluxos de carga foi usado o pacote *Matpower*[®].

ABSTRACT

ALLOCATION OF DISTRIBUTED GENERATION UNITS CONSIDERING LOSSES AND ECONOMIC ASPECTS

The worldwide increase in electric power consumption is fostering new forms of generation. In this regard, the use of distributed generation (DG) units may help meet demand and provide a series of benefits to the electric grid, including technical loss reductions in power distribution systems. GD is currently a reality in Brazil, where there are various types generating power that is passed on to concessionaires for sale to consumers.

Our aim was to conduct a study on the insertion of one DG unit in a radial feeder, so as to analyze the relation between its location and active power value in reducing losses, in particular to calculate the investment costs of this DG unit and to propose a method to calculate the present value of the avoided cost due to the reduction in losses that the presence of a GD unit would provide to the distribution system. Thus, by way this study, we also aimed to verify the validity of the development of sophisticated DG unit allocation algorithms, considering both the choice of the optimal bar and the ideal value of the active power, from the perspective of the costs involved in this type of allocation.

In this study, we develop a algorithm for the allocation of GD units which determines the optimal feeder bar so as to minimize total technical losses. This algorithm also determines the optimal value for active power that allows losses to minimized. Several simulations were conducted in three feeders with radial topology whose power values were modeled in two ways: by average power, and by the power curve, producing results to subsidize discussions regarding the location of the DG, the respective loss reductions, as well as to analyze the costs involved, as mentioned above. The platform used was *Matlab*[®], and the *Matpower*[®] package was used for the power flows.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - <i>Fontes renováveis e não renováveis</i>	2
Figura 1.2 - <i>Consumo final de energia 2011</i>	3
Figura 1.3 - <i>Crescimento do consumo 2010/2011</i>	4
Figura 1.4 - <i>Consumo de energia no Brasil em 2011</i>	4
Figura 3.1 - <i>Fluxograma do programa de alocação</i>	37
Figura A.1 – <i>Topologia do alimentador de 10 barras</i>	90
Figura B.1 – <i>Topologia do alimentador de 33 barras</i>	92
Figura C.1 – <i>Topologia do alimentador de 50 barras</i>	94

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 3.1 - <i>Curva de carga normalizada de consumidor residencial</i>	33
Gráfico 3.2 - <i>Relação entre perdas e potência ativa</i>	34

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1 - <i>Tecnologia para GD</i>	13
--	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 - <i>Potência ativa da GD e perdas antes e após a inserção da GD</i>	44
Tabela 4.2 - <i>Percentual de redução das perdas ao ser inserir uma GD de 4,6 MW em todas as barras</i>	45
Tabela 4.3 – <i>Percentual de redução das perdas ao ser inserir uma GD de 3,0 MW em todas as barras</i>	46
Tabela 4.4 - <i>Custos relacionados à inserção da GD para todas as barras do alimentador</i>	47
Tabela 4.5 - <i>Custos relacionados à inserção de uma unidade de GD de 4,6 MW em todas as barras do alimentador</i>	49
Tabela 4.6 - <i>Custos relacionados à inserção de uma unidade de GD de 3,0 MW em todas as barras do alimentador</i>	49
Tabela 4.7 - <i>Comparação de perdas e custos envolvidos considerando a curva de carga</i>	52
Tabela 4.8 - <i>Potência ativa da GD e perdas antes e após a inserção da GD</i>	53
Tabela 4.9 - <i>Percentual de redução das perdas ao ser inserir uma GD de 2,59 MW em todas as barras</i>	55
Tabela 4.10 – <i>Percentual de redução das perdas ao ser inserir uma GD de 1,0 MW em todas as barras</i>	56
Tabela 4.11 - <i>Custos relacionados à inserção da GD para todas as barras do alimentador</i>	58
Tabela 4.12 - <i>Custos relacionados à inserção de uma unidade de GD de 2,59 MW em todas as barras do alimentador</i>	60
Tabela 4.13 - <i>Custos relacionados à inserção de uma unidade de GD de 1,0 MW em todas as barras do alimentador</i>	62
Tabela 4.14 - <i>Comparação de perdas e custos envolvidos considerando a curva de carga</i>	64
Tabela 4.15 - <i>Potência ativa da GD e perdas antes e após a inserção da GD</i>	66
Tabela 4.16 – <i>Percentual de redução das perdas ao ser inserir uma GD de 1,0 MW em todas as barras</i>	68
Tabela 4.17 - <i>Custos relacionados à inserção da GD para todas as barras do alimentador</i>	69

Tabela 4.18 - <i>Custos relacionados à inserção de uma unidade de GD de 1,0 MW em todas as barras do alimentador.....</i>	71
Tabela 4.19 - <i>Comparação de perdas e custos envolvidos considerando a curva de carga.....</i>	73

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

Abdib	Associação Brasileira de Infraestrutura e Indústrias de Base
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CB	Contratos Bilaterais
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CD	Custo de investimento na distribuição
CEB	Companhia Energética de Brasília
CG	Custo de investimento na geração
CG'	Custo intermediário de investimento na geração
CHP	Produção Combinada de Potência e Calor
CI	Custo de investimento de unidade de GD solar, conectada à rede
CIGRE	Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
CL	Contratos de Leilões
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COGEN	Associação da Indústria de Cogeração de Energia
ED	Energia devido à demanda solicitada na distribuição
EP _d	Energia devido às perdas na distribuição
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
i	Taxa percentual do investimento ao ano
IEEE	<i>Institute of Electric and Electronic Engineers</i>
IPCC	Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas
IR	Alíquota de Imposto de Renda
ITL	<i>Incremental Transmission Losses</i>
LAF	<i>Loss Adjustment Factors</i>
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MIX	Índice utilizado pela ANEEL para valorar as perdas
MME	Ministério de Minas e Energia

Mtep	Mega tonelada equivalente de petróleo
n	Período de tempo de análise do investimento
O&M	Operação e Manutenção
OO	<i>Ordinal Optimization</i>
ONU	Organização das Nações Unidas
PAP	Plano Anual do PROINFA
P_d	Perdas na distribuição
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIE	Produtor Independente de Energia
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PSAT	<i>Power System Analysis Toolbox</i>
PSO	<i>Particles Swarm Optimization</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
THD	Distorção Harmônica Total
VP	Valor presente
Wp	Watt pico

SUMÁRIO

1- INTRODUÇÃO	1
1.1 - MOTIVAÇÃO	1
1.2 - JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS	5
1.3 - ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	6
2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	7
2.1 - A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD).....	7
2.1.1 - As perspectivas e os estudos em geração distribuída.....	16
2.2 - CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	27
3 - MATERIAIS E MÉTODOS	28
3.1 - O ALIMENTADOR E O FLUXO DE CARGA.....	28
3.1.1 - O método de Newton	29
3.2 - REPRESENTAÇÃO DAS UNIDADES DE GD	31
3.3 - A CURVA DE CARGA.....	32
3.4 - CÁLCULO DAS PERDAS.....	33
3.5 - RELAÇÃO ENTRE A VARIAÇÃO DA POTÊNCIA ATIVA E AS PERDAS	33
3.6 - MÉTODO DA APROXIMAÇÃO QUADRÁTICA.....	34
3.7 - MÉTODO PARA ALOCAÇÃO DAS UNIDADES DE GD	36
3.8 - ANÁLISE ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE UMA UNIDADE DE GD	37
3.8.1 - Considerações sobre o cálculo dos custos realizado pelo algoritmo de alocação.	42
3.9 - CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	42
4 - RESULTADOS E DISCUSSÃO	43
4.1 - ALIMENTADOR DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL DE 10 BARRAS	43
4.1.1 - Análise da otimização da potência da GD e minimização das perdas	43
4.1.2 - Análise dos custos que envolvem a inserção de GD.....	47
4.1.3 - Análise das perdas e dos custos considerando a curva de carga	51
4.2 - ALIMENTADOR DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL DE 33 BARRAS	52
4.2.1 - Análise da otimização da potência da GD e minimização das perdas	53
4.2.2 - Análise dos custos que envolvem a inserção de GD.....	57
4.2.3 - Análise das perdas e dos custos considerando a curva de carga	63
4.3 - Alimentador de distribuição radial de 50 barras	65
4.3.1 - Análise da otimização da potência da GD e minimização das perdas	65
4.3.2 - Análise dos custos que envolvem a inserção de GD.....	67

4.3.3 - Análise das perdas e dos custos considerando a curva de carga	72
4.4 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DO CUSTO DE INVESTIMENTO DA GD	74
4.5 - CONSIDERAÇÕES FINAIS	74
5 - CONCLUSÕES	76
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	78
APÊNDICE	89
APÊNDICE A – DADOS DO ALIMENTADOR DE 10 BARRAS	90
APÊNDICE B – DADOS DO ALIMENTADOR DE 33 BARRAS	92
APÊNDICE C – DADOS DO ALIMENTADOR DE 50 BARRAS	94

1- INTRODUÇÃO

Geração distribuída (GD) é a denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada (GC) por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região (SEVERINO, 2008).

Uma fonte de energia elétrica é considerada caso particular de GD quando ela: (a) está conectada diretamente à rede de distribuição; (b) está conectada do lado de um consumidor conectado a algum ponto do sistema elétrico; (c) supre cargas elétricas de uma instalação eletricamente isolada; ou (d) está conectada diretamente à rede de transmissão, desde que, neste caso, ela não possa ser considerada caso pertencente à GC (SEVERINO, 2008).

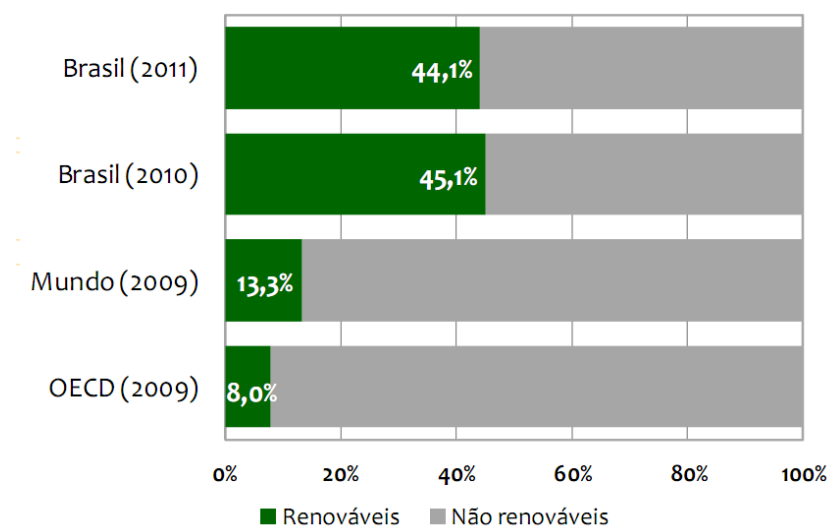
A GD é uma solução alternativa à GC de energia. Formas de produção de energia de menor dimensão são englobadas no conceito de GD, que pode incluir várias formas de produção de energia elétrica, quer sejam de fontes renováveis ou não: microturbinas a gás, pilhas de células de combustível, grupo gerador diesel, cogeração, centrais de biomassa, fotovoltaicas, eólicas etc (SANTOS; SANTOS, 2008).

1.1 - MOTIVAÇÃO

No entanto, a utilização exclusiva de GC aliada às crises petrolíferas que começaram por volta de 1970, tem ajudado fortemente o aparecimento da cogeração e de outras formas de produção de energia.

No ano de 1990, passou a existir competição no serviço de energia elétrica estimulando todos os participantes a apresentarem custos competitivos. Como resultado da transformação deste mercado, passaram a ser produzidos novos equipamentos, sendo aumentada a atratividade da GD. Em alguns países, como Finlândia e Holanda, este tipo de produção ultrapassa 40% das necessidades elétricas nacionais (SANTOS; SANTOS, 2008).

Em 2011, a participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira (figura 1.1) manteve-se entre as mais elevadas do mundo. (MME, 2012).

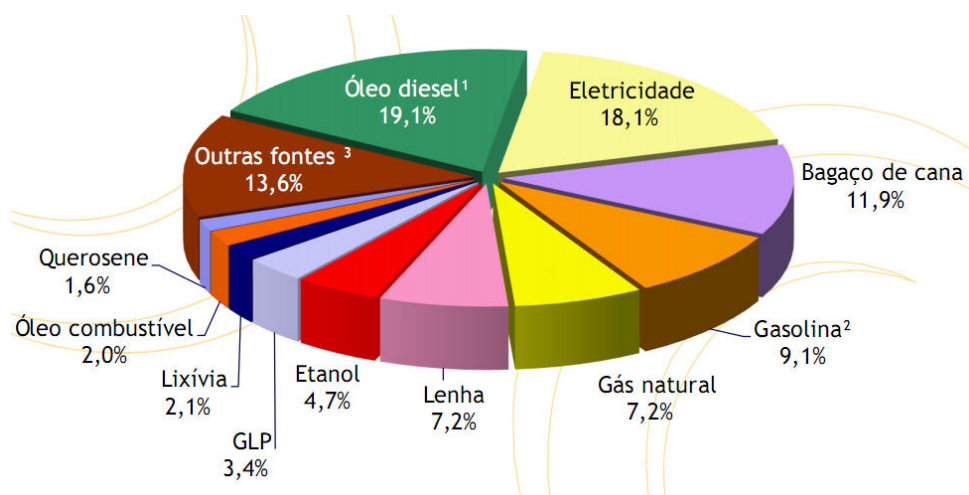


Fonte: Balanço energético nacional (2012). Resultados preliminares. Elaboração: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), p.10.

Figura 1.1 - Fontes renováveis e não renováveis.

A mudança em curso no setor elétrico, em vários países, de regimes de monopólio, para outros liberalizados, permite que novas empresas entrem no mercado da produção de energia elétrica. (SANTOS; SANTOS, 2008).

De acordo com o balanço energético nacional de 2012 (figura 1.2), a demanda por eletricidade é uma parcela considerável dentre a demanda por outros tipos de energia. Esses dados contribuem favoravelmente para a utilização de outras formas de geração de energia elétrica, como a GD ou mesmo a cogeração.



Fonte: Balanço energético nacional – 2012. Resultados preliminares. Elaboração: EPE, p.16.

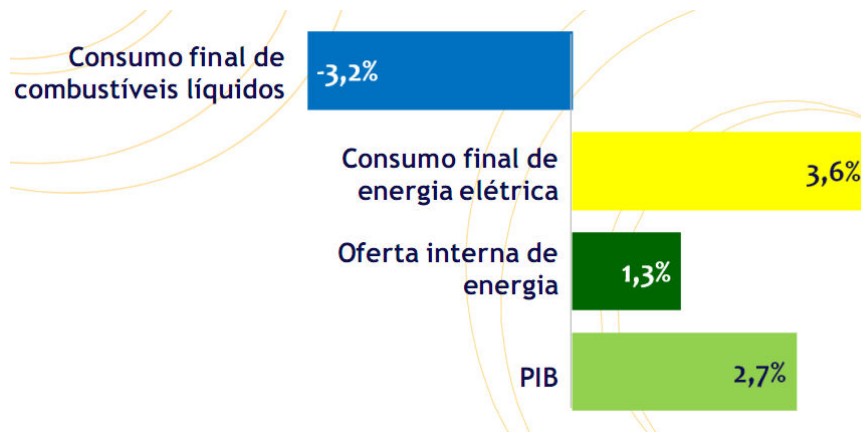
Figura 1.2 - *Consumo final de energia 2011.*

Observa-se (figuras 1.3 e 1.4) que o consumo de energia cresceu 2,4%, mas o consumo por energia elétrica teve um aumento ainda maior, cerca de 3,6%. Esses crescimentos foram maiores do que o crescimento da oferta interna (1,3%). Em 2011, a demanda por energia alcançou 228,7 MTep¹. A diferença de 43,7 MTep (em 2011) entre a oferta interna de energia² e o consumo final³ está associada às perdas e aos processos de transformação da energia primária em energia secundária (como nos usos destinados à geração de energia elétrica ou à produção de derivados de petróleo). Em 2010, a diferença entre a oferta interna e o consumo foi maior que em 2011, de 45,4 MTep. Isso indica uma redução nas perdas entre um ano e outro (NUTSTEEL, 2012).

¹MTep: mega tonelada equivalente de petróleo.

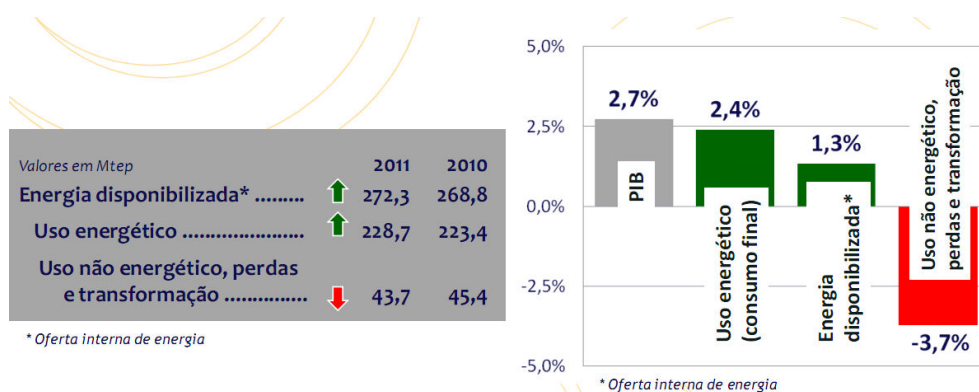
² Oferta Interna de Energia é a quantidade de energia que se disponibiliza para ser transformada ou para consumo final, incluindo perdas posteriores na distribuição. (RAIA, 2011)

³ Consumo Final de Energia é a quantidade de energia consumida pelos diversos setores econômicos para atendimento de usos finais (calor de processo, força motriz, iluminação etc.), não incluindo a utilização como matéria-prima para produção de outra forma de energia. (RAIA, 2011)



Fonte: Balanço energético nacional – 2012. Resultados preliminares. Elaboração: Empresa de Pesquisa Energética, p.15.

Figura 1.3 - Crescimento do consumo 2010/2011.



Fonte: Balanço energético nacional – 2012. Resultados preliminares. Elaboração: Empresa de Pesquisa Energética, p.09.

Figura 1.4 - Consumo de energia no Brasil em 2011.

Tendo em vista o aumento do consumo de energia (figura 1.3 e 1.4) é de suma importância o estudo de novas formas de geração. Nesse contexto, a inserção de unidades de GD em alimentadores é uma forma de suprir esse aumento do consumo.

Sendo a GD uma realidade como alternativa ou complementação do suprimento da demanda crescente, torna-se necessário realizar um estudo detalhado acerca da implantação de uma unidade de GD. Em geral, a inserção dessa unidade reduz consideravelmente as perdas totais no sistema de distribuição no qual ela está inserida.

No entanto, é preciso verificar se a escolha de uma barra específica, em relação às demais, dentro desse sistema influencia na redução de perdas, e principalmente, se essa escolha permite que os custos de implantação sejam reduzidos.

1.2 - JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS

Embora a utilização de geração próxima às cargas possa trazer uma série de benefícios, é importante saber se sua localização dentro do sistema de distribuição influencia na redução das perdas. Além disso, verificar se a redução das perdas que a GD proporciona realmente causa um impacto no custo evitado, em relação ao custo de implantação dessa unidade.

Dessa forma, o presente trabalho tem como objetivo desenvolver uma metodologia para alocação ótima de uma unidade de GD em um sistema de distribuição radial, de forma a calcular as perdas totais no alimentador em que ela está inserida, verificar a influência dessa localização na redução das perdas e realizar uma análise detalhada dos custos envolvidos: custos de implantação de uma GD, custos evitados devido à redução das perdas que a GD proporciona.

O algoritmo de alocação desenvolvido encontra a barra ótima do alimentador de forma que, ao se inserir uma unidade de GD (cujo valor de potência ativa também é otimizado), as perdas totais sejam as menores possíveis (minimização das perdas totais).

Além disso, também são calculados os custos de investimento dessa unidade de GD e é feita uma análise dos custos evitados devido à redução das perdas que a inserção dessa unidade impacta no sistema. Para que o estudo seja completo e detalhado, também são considerados valores, não somente da carga média, mas da curva de carga dos alimentadores em teste. Deve ficar claro que os custos são analisados do ponto de vista da distribuidora, uma vez que é ela quem lucra com a redução das perdas.

1.3 - ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

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

No capítulo 2, apresenta-se uma visão geral sobre a GD e a revisão bibliográfica sobre o assunto, abordando os artigos científicos pesquisados e a ênfase que eles dão à busca por diversos métodos de alocação para encontrar a barra ótima do sistema.

O capítulo 3 contém os modelos e os métodos matemáticos utilizados neste trabalho. 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 das perdas, métodos usados no algoritmo de alocação, como o da aproximação quadrática e descreve detalhadamente o método utilizado nos cálculos dos custos referentes à GD.

O capítulo 4 apresenta e discute os resultados obtidos da aplicação do algoritmo de alocação e a análise dos custos já citados em três alimentadores utilizados nas simulações computacionais: o primeiro é um alimentador de 10 barras, o segundo é um alimentador de 33 barras do IEEE e o terceiro possui 50 barras e foi fornecido pela CEB (Companhia Energética de Brasília).

Finalmente, o capítulo 5 destina-se à apresentação das conclusões finais do trabalho, das principais contribuições e das sugestões para o desenvolvimento de trabalhos futuros.

2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 - A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD)

Uma vez implantada corretamente e em locais adequados, a GD pode propiciar muitos benefícios aos consumidores, às concessionárias, à sociedade e ao sistema elétrico interligado, em comparação com as opções convencionais de geração (SEVERINO, 2008).

A utilização de uma geração próxima aos centros de consumo traz aspectos positivos e negativos (SEVERINO, 2008). Com relação aos aspectos positivos pode-se citar alguns benefícios:

Benefícios aos consumidores (ROMAGNOLI *et al.*, 2005 *apud* SEVERINO, 2008):

- a) Quando implantadas com arranjo e tecnologia adequados, unidades de GD podem ter índices de confiabilidade muito elevados, que podem se aproximar de 100%;
- b) unidades de GD podem suprir o consumidor com energia de ótima qualidade no que se refere a tensão, frequência, conteúdo harmônico, entre outros indicadores;
- c) em muitos casos, a GD pode ser a alternativa de suprimento elétrico mais viável para se evitarem os onerosos custos que têm a energia elétrica suprida por concessionária ou comercializador;
- d) quando utilizada como co-geração, a GD pode trazer benefícios de calor e frio distribuídos. Isso promove o importantíssimo aumento da eficiência de uso dos combustíveis, levando a considerável economia de energia primária. Por exemplo, a eficiência de conversão de gás natural em energia útil pode chegar a até 85% caso se empregue a co-geração; e
- e) a GD pode ser a única opção para o atendimento a comunidades isoladas quando a alimentação por meio da extensão de rede de transmissão ou de distribuição torna-se inviável por motivos econômicos, ambientais e(ou) legais.

Benefícios às concessionárias (ROMAGNOLI *et al.*, 2005 *apud* SEVERINO, 2008):

- a) A GD pode ser economicamente atraente em função das reduções de custos que ela possibilita. A GD reduz perdas ativas e reativas nas linhas de transmissão e de distribuição, proporciona maior estabilidade de tensão e adia investimentos em subestações transformadoras e em capacidade adicional de transmissão;
- b) considerando-se que a fonte de GD possui confiabilidade adequada e que as falhas da transmissão são evitadas, a GD pode aumentar a confiabilidade do sistema próximo ao local em que está instalada. A GD pode contribuir para a melhoria na qualidade da energia em áreas congestionadas, no final de linha de trechos longos e em locais em que se exige alta qualidade de energia; pode também prover capacidade de geração local sob o controle de consumidores que demandam serviço ininterrupto. Ademais, a GD pode proporcionar alívio para sistemas de distribuição e de transmissão em condições de sobrecarga ou congestionamento;
- c) a GD possibilita a redução de investimentos para o atendimento da demanda na ponta;
- d) unidades geradoras de menor porte minimizam os erros de planejamento, pois permitem incrementos de geração menores e ajustam-se melhor ao crescimento da demanda; além disso, facilitam o procedimento de re-despacho durante manutenções programadas porque reduzem o montante de capacidade instalada que se tornará indisponível;
- e) as fontes de GD apresentam maior modularidade e tempo de implantação reduzido;
- f) as fontes de GD estão sujeitas a menores entraves burocráticos devido a problemas políticos e ambientais relacionados a concessões de faixas de servidão para novas redes de transmissão, uma vez que essa necessidade está altamente associada ao surgimento de novas centrais elétricas convencionais;
- e
- g) as propriedades rurais e as comunidades isoladas brasileiras não-supridas por energia elétrica representam uma necessidade energética de grande magnitude. Sendo assim, as oportunidades de negócios dela decorrentes representam um grande mercado potencial para os agentes econômicos que

operam no setor, que, historicamente, está voltado para os grandes projetos e para as grandes concentrações de consumo.

Benefícios ao sistema elétrico interligado:

- a) Na redução do carregamento das redes e, conseqüentemente, em maior flexibilidade operativa;
- b) na melhoria no perfil de tensão dos ramais elétricos;
- c) na redução das perdas na rede;
- d) em maior eficiência energética obtida pela operação conjunta de GD e geração convencional;
- e) no aumento da estabilidade do sistema, caso as fontes de GD empreguem máquinas síncronas de porte apreciável;
- f) na possibilidade de prestação de serviços, tais como controle de frequência, reserva de potência e auto-restabelecimento, também conhecido como ilhamento. Segundo Dias, Bortoni e Haddad (2005), essa possibilidade está no escopo do conceito de microrredes, que consiste em um grupo de cargas e unidades de GD operando para aumentar, de forma controlada, a confiabilidade e a qualidade do sistema.

Benefícios à sociedade:

- a) A inserção de fontes 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;
- b) com a utilização de recursos locais, típica da GD, diminui-se a necessidade de importação de recursos;
- c) a utilização de fontes de GD aumenta a competição, tanto do ponto de vista mercadológico quanto do tecnológico, o que pode causar impactos positivos no que se refere a reduções nas tarifas de energia;
- d) a implantação de fontes de GD promove o desenvolvimento econômico local, devido ao uso dos recursos da região em que são instaladas, possibilitando a revitalização e (ou) a criação de atividades econômicas e o aumento do volume de serviços. Isso é especialmente importante no caso de comunidades isoladas, conforme descrito anteriormente neste trabalho nos casos de utilização de propósito social;

- e) a utilização de fontes de GD, principalmente as que utilizam fonte primária renovável, causa menores impactos ambientais devido à baixa emissão de poluentes. Com a menor emissão de poluentes, têm-se benefícios de caráter ambiental, como a redução de problemas decorrentes de chuvas ácidas e a menor contribuição para o aquecimento global, e de caráter social, como a redução da incidência de doenças respiratórias causadas pela poluição; e
- f) o aumento da energia gerada localmente por fontes de GD contribui para atender a eventuais aumentos na demanda, evitando a necessidade de construção de novas usinas hidrelétricas, reduzindo o impacto ambiental e social que sobrevêm como decorrência das grandes áreas alagadas.

Conforme mencionado anteriormente, a utilização de fontes de GD não apresenta apenas vantagens. As dificuldades de inserção em escala da GD estão, entre outras coisas, relacionadas aos problemas de compatibilidade com as redes elétricas de distribuição. Os aspectos negativos da GD incluem, segundo Rodrigues (2006):

- a) a grande complexidade, incluindo a técnica, no nível de operação do despacho centralizado;
- b) a existência de impactos importantes nos procedimentos de operação e de controle da rede de distribuição;
- c) a necessidade de integração e de gerenciamento da GD junto às redes de distribuição existentes, que têm grau de complexidade dependente da rede e da fonte de GD a ser instalada; e isso requer análise caso-a-caso e impõe custo adicional;
- d) o impacto que a presença de GD causa nos sistemas de proteção das atuais redes de distribuição;
- e) a necessidade de monitoração constante da qualidade da energia;
- f) a necessidade de novas configurações da rede de distribuição a fim de incorporar e explorar a GD já no seu planejamento;
- g) as dificuldades de se elaborarem normas claras e abrangentes face às especificidades de cada rede e da própria GD; e
- h) os elevados custos envolvidos, que, apesar de decrescentes com o desenvolvimento das tecnologias de GD, notadamente são maiores que os custos da maioria das opções de geração centralizada.

Do ponto de vista da localização, os autores têm diferentes visões. A maioria deles define a localização da GD no lado da rede de distribuição, alguns autores também a incluem no lado do consumidor e outros até mesmo na rede de transmissão (SEVERINO, 2008).

Para Ackermann, Andersson e Söder (2001) a localização da GD é definida como a instalação e operação das unidades geradoras de energia elétrica conectadas diretamente à rede de distribuição ou conectadas à rede do lado do consumidor. Contudo a ideia central da GD é localizar a geração próxima à carga, daí a localização dar-se na rede de distribuição ou no lado do consumidor.

Quanto à especificação da potência das unidades de GD, há diferenças encontradas na literatura. Ackermann, Andersson e Söder (2001) apresentam os seguintes exemplos: (a) para o EPRI⁴ – de uns poucos quilowatts até 50 MW; (b) para o *Gas Research Institute*, de Chicago – EUA: tipicamente de 25 kW a 25 MW; (c) para o CIGRE : inferior a 50 – 100 MW; (d) para outros autores: de poucos kW até 100 MW ou de 500 kW a 1 MW. Para Willis e Scott (2000), a potência da GD está geralmente na faixa de 15 kW a 10 MW.

Adicionalmente, a máxima potência que pode ser conectada a um sistema de distribuição depende da capacidade deste, que é vinculada ao nível de tensão nominal. Uma vez que cada sistema de distribuição tem projeto técnico único, em razão das diversas peculiaridades dele, nenhuma definição de máxima capacidade de geração que pode ser conectada a um sistema de distribuição pode ser dada. Conforme citado por Ackermann, Andersson e Söder (2001), há literatura sugerindo que unidades geradoras com potências superiores a 100 MW – 150 MW não podem ser conectadas a linhas elétricas de 110 kV devido a restrições técnicas. Considerando que a tensão de 110 kV é, na maioria dos casos, o máximo nível de tensão de linhas pertencentes e operadas por companhias de distribuição, a máxima capacidade para usinas de GD parece estar na faixa de 100 MW a 150 MW.

⁴EPRI – *Electric Power Research Institute*

No Brasil, há concessionárias de distribuição de energia elétrica que utilizam tensões superiores a 110 kV. A CEB, por exemplo, possui diversas linhas de distribuição de 138 kV alimentando subestações abaixadoras em áreas urbanas (SEVERINO, 2008).

Essa possibilidade de larga variação de potência traz consigo um problema a ser enfrentado: os aspectos técnicos relacionados à GD variam substancialmente com a variação da potência. Desse modo, é apropriado, para muitas aplicações, o estabelecimento de categorias de potência de GD.

Ackermann, Andersson e Söder (2001) propõem a seguinte classificação, seguida por El-Khattam e Salama (2004):

- micro GD – de aproximadamente 1 W a 5 kW;
- pequena GD – de 5 kW a 5 MW;
- média GD – de 5 MW a 50 MW; e
- grande GD – de 50 MW a aproximadamente 300 MW.

Para Severino(2008), uma melhor classificação seria:

- micro GD – menor do que 10 kW;
- pequena GD – de 10 kW a 500 kW;
- média GD – de 500 kW a 30 MW; e
- grande GD – acima de 30 MW.

Na literatura especializada da área, observa-se que, muitas vezes, os conceitos de GD, de fontes renováveis de energia e de fontes alternativas de energia são confundidos e, às vezes, até mesmo tidos por sinônimos, conforme identifica Rodrigues (2006), que propõe como forma de resolver essas dúvidas, algumas definições adequadas ao seu próprio contexto:

- Fontes alternativas de energia: são fontes de energia relativamente novas (no que se refere à exploração como fontes de energia elétrica), não-utilizadas tradicionalmente e que não produzem energia em grande escala, tais como, solar, eólica, células a combustível e biomassa;
- fontes renováveis de energia: são aquelas que não queimam combustível fóssil para a produção de energia elétrica, não causando, assim, um grande dano

ambiental, tais como hídrica (produção de energia em hidrelétricas), solar e eólica.

Com relação à tecnologia, existem diversos tipos disponíveis atualmente para a GD, podendo ser renovável ou não-renováveis, e bastante diferentes entre si (quadro 2.1).

Quadro 2.1 - *Tecnologia para GD*

Tecnologia	Capacidade típica disponível por módulo
Não-renováveis	
Turbina a gás de ciclo combinado	35 MW – 400 MW
Motores a combustão interna	5 kW – 10 MW
Turbina a combustão	1 MW – 250 MW
Microturbina	35 kW – 1 MW
Renováveis	
Pequena hidrelétrica	1 MW – 100 MW
Micro-hidrelétrica	25 kW – 1 MW
Turbina eólica	200 W – 3 MW
Arranjo fotovoltaico	20 W – 100 kW
Térmica-solar	1 MW – 80 MW
Biomassa (exemplo: gaseificação)	100 kW – 20 MW
Célula a combustível: PAFC	200 kW – 2 MW
Célula a combustível: MCFC	250 kW – 2 MW
Célula a combustível: PEMFC	1 kW – 250 kW
Célula a combustível: SOFC	250 kW – 5 MW
Geotérmica	5 MW – 100 MW
Energia dos oceanos	100 kW – 1 MW
Motor <i>stirling</i>	2 kW – 10 kW
Bateria	500 kW – 5 MW

Fonte: ACKERMANN, Thomas; Andersson, Göran; Söder, Lennart. *What is distributed generation?* In: *International Symposium on Distributed Generation: Power Systems and Market Aspects*, Estocolmo, Suécia, jun. 2001.

Nas últimas décadas, a realidade do setor energético dos países latino-americanos estava associada com empresas estatais que tinham o monopólio no fornecimento de energia, portanto era o Estado quem tinha o controle sobre as decisões de investimentos na expansão do sistema.

Da legislação em vigor pode-se destacar algumas Leis, Decretos e Resoluções que afetam direta ou indiretamente o desenvolvimento da GD no Brasil.

Em julho de 1995, com a publicação da Lei nº 9.074, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, foi criada a figura do produtor independente de energia elétrica, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

A regulamentação da Lei nº 9.074 se deu em 10 de setembro de 1996, quando foi publicado o Decreto nº 2.003, que regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor. O produtor independente recebe autorização ou concessão para produzir para o mercado, enquanto que o autoprodutor recebe autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo. (ARMANDO, 2005)

Está determinado no artigo 13 do Decreto nº 2.003, de 1996 que o produtor independente e o autoprodutor, para garantir a utilização e a comercialização da energia produzida, terão assegurado o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, mediante o ressarcimento de custo de transporte envolvido.

A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, instituiu incentivos à geração elétrica de pequenas centrais hidrelétricas – PCH's. Estabeleceu que o potencial hidráulico de potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, destinado a produção independente ou autoprodução, pode ser autorizado pela ANEEL, sem caráter oneroso e ainda concedeu percentual de redução não inferior a 50% a ser aplicado aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição. Além disso, permitiu a comercialização de energia elétrica com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.

A criação do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) em 26 de abril de 2002, pela Lei nº 10.438, inspirada em legislações bem sucedidas da Alemanha e Dinamarca, é um marco no fomento à GD de eletricidade com fontes renováveis de energia no Brasil.

Em dezembro de 2010, a Assembleia Geral das Nações Unidas declarou o ano de 2012 como o “Ano Internacional da Energia Sustentável para Todos”, em reconhecimento ao

fato de que o acesso às formas modernas de produção de energia é fundamental para o desenvolvimento sustentável e o alcance dos objetivos de desenvolvimento do milênio (SILVA, 2012).

A ONU (Organização das Nações Unidas), na ocasião, estabeleceu três objetivos principais para serem alcançados até o ano de 2030: garantir o acesso universal a serviços de energia moderna, dobrar a taxa de implementação da eficiência energética e dobrar a proporção de energia renovável na matriz energética global. A ONU espera, com essa iniciativa, estimular governos, o setor privado e a sociedade civil a elaborar leis e projetos que contribuam para o desenvolvimento de energias sustentáveis.

Um relatório publicado pelo IPPC (Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas) em maio de 2011 indica que se até 2050 as fontes renováveis alcançarem uma participação superior a 50% na produção de energia primária do mundo, será possível conter o aquecimento global. O principal efeito seria a redução da emissão de dióxido de carbono entre 220 Gt (gigatoneladas) e 560 Gt entre 2010 e 2050 (Silva, 2012)

O desenvolvimento da humanidade está diretamente relacionado ao uso da energia. Para que este desenvolvimento se consolide deve haver fonte de energia garantida e que esteja disponível em níveis suficientes, e da mesma forma, acessível para alimentar a demanda de energia existente (PAULA, 2011).

Desde a revolução industrial até os dias de hoje estima-se que a temperatura média da superfície terrestre aumentou 0,7°C devido a estes gases do efeito estufa, principalmente o gás carbônico. E este aumento de temperatura tende a aumentar exponencialmente com o passar dos anos, se não for feito nada para reverter este quadro (PAULA, 2011).

O aumento da temperatura provoca vários riscos não só ao meio ambiente, mas também aos seres vivos. Estima-se que o aumento de 2°C aumenta bastante os riscos de transmissão de doenças como a malária, além de falta de água potável no mundo, de fome, de extinção de ecossistemas, e também como já vem sendo notado o aumento dos níveis dos oceanos.

A GD pode também desempenhar um papel importante na otimização do consumo de energia de empresas que possuem uma ampla demanda tanto por aquecimento, quanto por eletricidade. Além disso, a maioria das políticas governamentais objetiva promover o uso da energia renovável estimulando o emprego das tecnologias que utilizam este tipo de energia (SANTOS, 2009).

2.1.1 - As perspectivas e os estudos em geração distribuída

O racionamento de energia ocorrido em 2001 no Brasil expôs a fragilidade do sistema de geração abrindo espaço para que a discussão sobre fontes alternativas de energia ganhasse força. Adicionalmente, restrições ambientais têm cada vez mais dificultando a abertura de novas faixas de servidão de linhas de transmissão.

Os sistemas de GD acrescentarão 30 mil MW de capacidade instalada à matriz energética até 2020. Segundo a COGEN (Associação da Indústria de Cogeração de Energia), cerca de 10 mil MW desse total serão provenientes da biomassa e 7,5 mil MW de energia solar (SELTEC, 2012).

Na ocasião, Silvestrin afirmou que há potencial para a exploração da GD por diversas fontes, como solar, gás natural, cogeração, biomassa, mas que algumas condições ainda precisam de aperfeiçoamentos regulatórios e de procedimentos financeiros e tarifários para induzir os investimentos.

O empresário lembrou que a GD apresenta grande potencial também por reduzir custos de transmissão a longas distâncias, em especial por que o potencial hidrelétrico remanescente está localizado principalmente na região Norte, longe dos principais centros consumidores.

Além disso, a atenção e o investimento em projetos de geração de energia elétrica distribuída são complementares aos planos e projetos que visam reforçar e ampliar o SIN (Sistema Interligado Nacional).

Percebe-se, dessa forma, que a localização de uma unidade de GD em determinadas barras, conjugada com o seu tamanho ótimo, permite uma maior redução das perdas do que em outras. Encontram-se na literatura, alguns trabalhos que tratam da melhor localização da GD em um sistema de distribuição radial.

A capacidade de a GD prover satisfatoriamente serviço aos seus proprietários e usuários depende da avaliação objetiva de suas capacidades e limitações, da cuidadosa seleção de quando, onde, como e com que finalidade ela será usada e da criteriosa avaliação de todas as suas opções de projetos, tecnologias, fontes de energia e configurações (ABREU *et al.*, 2010).

O problema de alocação ótima foi e está sendo estudado utilizando diversos métodos matemáticos. Em seu artigo, Kasemi e Sadeghi (2009a) escolhe a melhor localização de unidades de GD levando em consideração manter a tensão das barras dentro de limites aceitáveis. Seu método se baseia em fluxos de carga. Primeiro, classificam-se as barras que possuem a menor tensão. Depois, coloca-se uma unidade de GD de um determinado valor não mencionado, em todas as barras e verifica-se o perfil de tensão. Em seguida, cruzam-se as informações e classificam-se as melhores barras. O mesmo autor, em outro artigo (KASEMI; SADEGHI, 2009b), escolhe a melhor barra e as injeções de potência ativa e reativa de forma a obter as menores perdas do sistema. Para tanto, a cada incremento de potência ativa (dentro de uma faixa estabelecida) varia-se a potência reativa de 0 a 80% da potência ativa e calculam-se as perdas. Depois, escolhe-se a barra que resultou em menores perdas e suas respectivas potências ativa e reativa. Ele (KASEMI; SADEGHI, 2009c), ainda apresenta um algoritmo para alocação de geração GD para minimizar as perdas na rede. O método utilizado é analítico, onde para cada valor de potência ativa (percorrendo de um valor mínimo até um máximo) varia-se o valor da potência reativa de zero a 80% da potência ativa. Faz-se isso com todas as barras, escolhendo o conjunto de valores que resulta nas menores perdas.

Já Carpinelli *et al.* (2005) propõe uma metodologia que maximiza o desempenho da rede através da otimização de alguns indicadores de qualidade de energia como tensão e distorção harmônica. Além disso, minimiza os custos da rede com perdas de energia e de investimentos. Dessa forma, o problema de dimensionamento e localização de GD foi reformulado como não-diferenciável e com restrições multiobjetivo. Segundo o

autor, o uso do procedimento *double trade-off*⁵ traz benefícios como permitir uma extensa faixa de valores possíveis para uma boa localização e dimensionamento de unidades de GD.

Cano (2007) utiliza a lógica *fuzzy*⁶ multiobjetivo para alocação de unidades de GD. A formulação considera como objetivos: redução de tensão, aumento da capacidade de curto-circuito, redução dos custos de operação e diminuição das perdas do sistema. Os resultados foram comparados com um algoritmo analítico, possuindo respostas semelhantes. Segundo o autor, seu trabalho possui considerações técnicas e econômicas negligenciadas por outros estudos.

Gomes (2010) propõe utilizar uma metodologia baseada em lógica *fuzzy* para encontrar a melhor barra do sistema a ter inserida uma unidade de GD. Os ajustes do conjunto de regras nebulosas foram baseados nos resultados de uma série de simulações de fluxo de potência, utilizando para tanto o pacote PSAT (*power system analysis toolbox*), para utilização no ambiente MATLAB[®]. Além disso, a metodologia utilizada procura minimizar as perdas de potência ativa na rede elétrica. Para tanto, obteve-se um índice que associa graus de pertinências para as variáveis de magnitude da tensão e potência ativa da carga em cada uma das barras e, a partir de regras nebulosas, definir um valor numérico para o índice. Segundo o autor, uma das vantagens dessa metodologia é que tais variáveis podem ser classificadas em conjuntos nebulosos, os quais traduzem linguisticamente os conhecimentos humanos e, assim, pode-se mais facilmente utilizar a experiência humana adquirida na operação de uma rede de distribuição. Além disso, esse método apresenta a vantagem de não necessitar de execuções consecutivas de fluxos de potência, sendo necessária apenas a obtenção do estado de operação da rede por meio de um único fluxo de potência no caso base. As simulações foram feitas considerando topologias radial e malhada.

⁵define uma situação entre escolhas conflitantes. Por exemplo, quando uma ação cujo objetivo é solucionar um problema acaba por acarretar outros problemas.

⁶É a lógica que suporta os modos de raciocínio que são aproximados ao invés de exatos. Modelagem e controle fuzzy de sistemas são técnicas para o tratamento de informações qualitativas de uma forma rigorosa.(GOMIDE et at., 1995)

Uma meta-heurística⁷ relativamente recente foi usada por Alinejad-beromi (2008), chamada otimização por enxame de partículas (PSO, do inglês *particles swarm optimization*⁸). No artigo, utiliza-se a alocação de GD para redução das perdas, melhoria do perfil de tensão e redução da distorção harmônica total. Foram feitas simulações e os resultados, comparando situação com e sem GD, mostram que a inserção de duas unidades há uma melhoria da magnitude de tensão e uma redução da distorção harmônica total e nas perdas do sistema.

Keane e O'Malley (2006) apresenta um método que calcula fatores de ajuste de perdas (LAF, do inglês *loss adjustment factors*), como fator de carga e fator de carga efetiva, que maximiza a quantidade de energia que supre a carga. Esse fator é calculado para cada barra do sistema. A programação inteira mista foi usada para otimizar a utilização dos recursos energéticos disponíveis. A função objetivo considera o LAF juntamente com fatores de carga individual de geração, considerando diferentes tipos de carga e facilitando a determinação da combinação ótima unidades de GD em um ponto de rede. A metodologia é testada em dois sistemas representativos, obtendo um bom resultado. Em outro artigo Keane e O'Malley (2005) utiliza programação linear para determinar a localização ótima de unidades de GD, considerando suas respectivas restrições: como manter a tensão entre níveis aceitáveis, a máxima taxa de curto-circuito e a máxima capacidade de geração. A metodologia é implementada e testada em uma parte do sistema de distribuição irlandês.

Já Alhajiri e El-Hawary (2008) estuda o impacto do modelo de GD e da carga estática e sua resposta na tensão e nas perdas. As cargas estáticas são representadas com potência constante, corrente constante e impedância constante. Além disso, ele modela as unidades de GD como barras PV e PQ. Como resultado, observa-se que o modelo de GD-PV resulta em maiores valores para GD, porém há maior redução de perdas e melhor perfil de tensão. O modelo de carga com impedância constante resulta em

⁷uma meta-heurística pode ser vista como uma estrutura algorítmica geral que pode ser aplicada a diferentes problemas de otimização com relativamente poucas modificações que possam adaptá-la a um problema específico. (Sucupira, 2004)

⁸Algoritmicamente, tem-se um conjunto de partículas que percorrem o espaço de busca apresentando comportamentos aleatórios em relação à individualidade e à sociabilidade. A individualidade de uma partícula está relacionada à ênfase dada, em seus movimentos, à melhor solução já encontrada por ela mesma, enquanto sua sociabilidade reflete o grau de importância dado por ela à melhor solução já encontrada por seus vizinhos. (Sucupira, 2004)

maiores perdas, em contrapartida, o modelo de potência constante resultou nas menores perdas do sistema.

Vallem e Mitra (2005) em seu artigo, desenvolve uma técnica para determinação da localização e tamanho ótimos de unidades de GD e o calor e potência requeridos em vários pontos de carga. A função objetivo é o custo total por ano, que inclui custos como o de desenvolvimento e custo de compensação térmica. O método é baseado no *simulated annealing*⁹. São consideradas saídas de calor e unidades de CHP (potência e calor combinados). Além disso, o consumo de energia é dividido em demanda por calor e demanda elétrica, podendo, desta forma, modelar o uso da cogeração a partir da GD. A técnica *simulated annealing* utilizada se mostra muito prática em aplicações para sistemas de grande porte.

Khalesi e Haghifam (2009) propõe alocar GD considerando uma função multiobjetivo e a curva de carga durante um ano. A função objetivo aumenta os benefícios no que diz respeito à redução das perdas, aumento da confiabilidade do sistema e redução da compra de energia. Para tanto, é utilizada programação dinâmica como ferramenta de otimização. As unidades de GD consideradas nas simulações eram entre 1MW e 5MW com 0,9 de fator de potência. Os resultados demonstraram melhorias significativas em todas as grandezas, conforme esperado.

Vovos *et al.* (2004) demonstra um método de alocação de GD utilizando o fluxo de carga ótimo. Os geradores são modelados como uma função de custo quadrática. A programação quadrática sequencial¹⁰ é utilizada para resolver o fluxo de carga ótimo. A solução usando fluxo de carga ótimo coincide com a alocação ótima de uma nova geração considerando restrições da rede.

Carpaneto *et al.* (2006) desenvolveu um método que utiliza a decomposição das correntes da linha, feito especificamente para sistemas de distribuição radial com GD. A técnica proposta é simples e eficaz e se baseia apenas nas informações fornecidas pela rede e pela solução de fluxo de potência.

⁹ É um método em que em cada iteração sorteia-se uma solução da vizinhança da solução corrente e atualiza-se a solução corrente de acordo com uma função de probabilidade. (Sucupira, 2004)

¹⁰ É uma abordagem para resolver problemas gerais de programação não-linear, que consiste em resolver uma sequência de problemas de programação quadrática (FRIENDLANDER, 1994).

Kashem *et al.* (2006) apresenta uma técnica que minimiza perdas na distribuição otimizando o modelo com unidades de GD em termos de tamanho, localização e ponto de operação. O índice de sensibilidade proposto indica a mudança nas perdas para a respectiva injeção de corrente da GD. A técnica proposta foi desenvolvida considerando as características da carga, utilizando tanto o modelo com impedância constante, quanto o de corrente constante.

Em outro artigo, Le *et al.* (2007) utiliza programação sequencial quadrática para encontrar o melhor dimensionamento e localização das unidades de GD no sistema. Além disso, ele considerou como restrições o número de unidade a serem inseridas e a quantidade de unidades a ser utilizada. Foram desenvolvidos dois modelos de GD, um com saída não-controlada, onde a potência era constante durante todo o tempo de utilização, outro onde a potência de saída é mantida apenas durante condições de carga pesada e desligada no restante do tempo. Nas simulações onde houve a inserção de uma e de duas unidades, após a comparação de preços de investimento dos geradores, o autor concluiu que a utilização de apenas uma unidade de GD no sistema é mais vantajosa, uma vez que apresenta preços menores. Para as simulações realizadas com o intuito de comparar os dois modelos de GD, o autor conclui que apesar do custo do gerador que possuía saída de potência controlada ser maior, a mesma máquina trazia o benefício de proporcionar uma maior redução das perdas percentuais.

Hussein *et al.* (2006) propõe um modelo para a otimização do tamanho e localização de GD de forma a minimizar seus custos de operação, custos de compensação das perdas e custos da energia economizada com a GD, de forma a satisfazer restrições térmicas, de tensão e conservação da energia. Segundo o autor, o estudo apresentado mostrou que a utilização de geradores fotovoltaicos fica mais caro do que micro turbinas e geradores eólicos.

Jabr e Pal (2009) apresenta um método de otimização ordinal¹¹(OO, do inglês, *ordinal optimization*) para especificar o tamanho e a localização de unidades de GD. Este

¹¹ É uma generalização de otimizações tradicionais, onde alguns conceitos são simplificados e baseia-se no conceito que é mais fácil estimar se $A > B$, do que $A - B = ?$. Em OO, há a noção de “bom o suficiente”: se G é o conjunto de soluções ideais obtidas com otimizações tradicionais, S é um subconjunto de G com alta probabilidade de estar entre as melhores soluções. Uma noção relacionada, é a curva de desempenho

método possui três fases principais. Primeiro, reduz o espaço de potenciais combinações em um número relativamente pequeno de combinações. Em seguida, o valor da função objetivo é calculado usando um modelo de programação linear. Finalmente, as melhores alternativas são simuladas utilizando o fluxo de potencia ótimos.

Rahman *et al.* (2004) utiliza um método de sensibilidade baseado na análise da variação de tensão em relação a variação das potências ativa e reativa injetadas na barra. Para determinar a localização e dimensionamento das unidades de GD foi utilizada programação evolucionária¹² com o objetivo de minimizar as perdas na distribuição e as restrições de tensão. Segundo o autor, o trabalho proposto obteve bons resultados.

Kumar e Gao (2010) utilizam programação não-linear inteira mista¹³ para encontrar a localização e a quantidade de unidades de GD. Para a alocação ótima, primeiramente, ele identifica uma zona apropriada encontrada baseando-se no preço da energia ativa e na sensibilidade das perdas considerando critérios econômicos e operacionais. Após a identificação desta zona, ele aplica a programação não-linear inteira mista para encontrar o local e o número de GD a serem inseridas. Ele observou que com a utilização de GD, o preço da energia e as perdas se reduzem consideravelmente. Além disso, ele analisou a variação da curva de carga e percebeu que o preço e as perdas aumentam com o aumento da carga e que se reduzem quando um ou mais unidades de GD são inseridas.

Lee e Park (2009) apresentam um método para a localização ótima de múltiplas unidades de GD considerando perdas de potência. Além disso, a capacidade ótima da GD é determinada usando o algoritmo do filtro de Kalman. Segundo o autor, as simulações apresentaram bons resultados.

ordenada (OPC, do inglês, *ordered performance curve*), onde o desempenho é ordenado de forma monotonicamente crescente.

¹²É uma das técnicas de Computação Evolucionária, que tem como característica fundamental o fato de se basear unicamente no operador de mutação para pesquisar o espaço de busca de soluções. Ela tipicamente considera as diferentes alternativas de solução, codificadas em estruturas, como analogia a espécies distintas que não se cruzam para produzir novos indivíduos ou espécies. (Roseinberg, Barreto e Azevedo, 1999)

¹³Um problema de Programação inteira (PI) é um caso particular de problema de otimização no qual as variáveis só podem assumir valores inteiros (ou discretos); um problema de Programação inteira Mista (PIM) é outro caso particular no qual apenas uma parte das variáveis está restrita a valores inteiros. Os problemas de otimização também podem ser lineares ou não-lineares, dependendo das expressões da sua função objetivo e das suas restrições.

Lezama e Feltrin (2009) apresenta uma metodologia para alocação de unidades de GD onde as localizações candidatas são identificadas com base no preço marginal locacional¹⁴, obtida através do fluxo de carga ótimo. O problema é formulado com dois objetivos: maximização do fator social associado ao bem-estar e à maximização do lucro. As simulações para a localização das unidades de GD foram feitas para cada um dos casos. As unidades de GD consideradas foram turbinas a gás, microturbinas e motores alternativos, com potência variando desde alguns kW até 10MW. Os resultados obtidos mostraram que para os dois objetivos citados, as unidades de GD foram de capacidades diferentes. Notou-se que no caso da maximização do lucro, o valor foi negativo para elevados níveis de GD.

Um dos métodos mais utilizados para alocação ótima de unidades de GD é o algoritmo genético¹⁵. Singh e Goswami (2008) apresentam uma metodologia utilizando algoritmos genéticos para alocação de unidades de GD. As cargas do sistema não são controladas e dependentes da tensão e da frequência do sistema, isso porque, segundo o autor, modelos de carga constantes apresentam resultados imprecisos. As simulações foram feitas considerando apenas uma unidade de GD e também múltiplas unidades. O autor conclui que a utilização de várias pequenas unidades geradoras traz mais benefícios do que uma unidade geradora de grande porte. Além disso, múltiplas unidades de GD aumentam a penetração no sistema.

Sharma *et al.*(2008) determina a capacidade e localização de unidades de GD usando uma aproximação heurística. A técnica adota algoritmos genéticos e fluxo de carga ótimo para auxiliar no processo de decisão. Além disso, pode-se escolher o número de unidades de GD a serem inseridas, restrições de potência máxima. As simulações

¹⁴O modelo de sistemas elétricos que utilizam fluxo de carga ótimo como recurso para alocar de forma eficiente os níveis de geração de cada usina, visando ao menor custo, proporciona uma alocação ótima, mesmo no caso de haver restrições no sistema de transmissão. Neste caso, não é necessária uma cobrança de custo extra para os agentes quando da ocorrência de congestionamento, dado que os preços nodais resultantes da otimização já incorporam o custo da operação de unidades geradoras fora da ordem de mérito. Esse é o modelo de sistemas com preços marginais locacionais (LMP) ou discriminatórios. (Silva, 2008)

¹⁵Algoritmos genéticos são um conjunto de algoritmos de busca baseados no mecanismo de seleção natural e genética natural, tendo como objetivo evoluir a partir de um conjunto de soluções iniciais pobres para um conjunto de soluções aceitáveis. A evolução geralmente se inicia a partir do conjunto de soluções criado aleatoriamente e é realizada por meio de gerações. A cada geração, a adaptação de cada solução na população é avaliada, alguns indivíduos são selecionados para a próxima geração, e recombinados (processo de mutação) para formar uma nova população. A nova população então é utilizada como entrada para a próxima iteração do algoritmo (Gomes, 2010).

mostram comparações de resultados obtidos com a inserção de 2, 3,4 e 5 unidades de GD para as potências ativa 1 MW, 1,5 MW e 2MW.

Celli *et al.* (2008) usa uma aproximação multiobjetivo para alocar unidades de GD. Ele usa o método algoritmo genético de ordenação não dominante, para alocar diferentes tipos de GD: turbina a vento, CHP (produção combinada de potência e calor) e turbina a gás. O autor considerou a curva diária de cada tipo e também 4 topologias de carga: residencial, industrial, terciária e agrícola, um modelo para cada. Ele considera também restrições ambientais. O resultado é um conjunto de soluções que permite selecionar a mais adequada para cada objetivo. Em outro artigo, Celli (2005) usa uma metodologia para decidir a melhor solução entre custos de melhoria da rede, custo de energia perdida, custos de energia não suprida e custos de energia requerida por alguns clientes. O algoritmo de otimização escolhe diferentes tipos de capacidade de GD em tamanhos pré-definidos: 200-400-600kW. Além dos mencionados, em outro artigo (Celli, 2003), o autor usa o algoritmo multiobjetivo para encontrar uma boa localização para unidades de GD e sua capacidade de forma a minimizar algumas funções objetivo: o custo da energia perdida, o perfil de tensão e a THD (distorção harmônica total) em todas as barras do sistema.

Sedighzadeh (2008) também utiliza algoritmos genéticos para alocar unidades de GD. As restrições consideradas são redução das perdas e melhoria no perfil de tensão. Tendo em vista a sensibilidade dos valores quando utilizado algoritmos genéticos, houve a necessidade de aplicar fluxo de carga para tomar a melhor decisão. Para tanto, foi utilizado o pacote *Matpower*[®] do aplicativo *Matlab*[®]. A metodologia foi implementada em uma parte do sistema de distribuição de Teerã. Os resultados obtidos mostraram que a escolha apropriada da primeira população afeta o algoritmo de convergência. Além disso, considerando o fluxo de carga, uma desvantagem do algoritmo genético é o aumento do tempo computacional.

Nerves e Roncesvalles (2009) usa algoritmos evolucionários para encontrar a melhor unidade de GD, no que diz respeito a localização e dimensionamento. Para tanto, ele considera a curva de carga durante um período de 24 horas. Os resultados das simulações foram comparados com os do Rahman, Rahim e Musirin (2004) e apresentou resultados melhores na minimização das perdas.

Pisica *et al.* (2009) propõe uma comparação entre otimização não linear e algoritmos genéticos para alocação e dimensionamento ótimos de unidades de GD. A função objetivo considera perdas de potência e custo de investimento. Os resultados obtidos mostram que o algoritmo de otimização não-linear não consegue enfrentar a alta complexidade problema de alocação de mais de duas unidades de GD, em comparação com algoritmos genéticos. As perdas no caso do uso de algoritmos genéticos foram ligeiramente maiores do que as obtidas com a otimização não-linear. Mas ainda assim, segundo o autor, a superioridade da otimização utilizando algoritmos genéticos é comprovada quando o problema aumenta o grau de complexidade e o algoritmo de otimização não-linear não consegue fornecer uma solução adequada.

Tautiva *et al.* (2008) propõe um método heurístico baseado em algoritmos genéticos para obter a localização ótima e o tamanho da unidade de GD de forma a maximizar os benefícios da rede para o custo de serviço público de distribuição. Aspectos técnicos com perdas, níveis de tensão, confiabilidade e aspectos econômicos como preço da energia, investimentos, custo de operação da GD, custo das perdas e da energia não-suprida também são considerados.

Souza e Albuquerque (2006) apresentam um algoritmo para alocação e dimensionamento de unidades de GD de forma a maximizar a redução do custo do suprimento da carga. Além disso, é feito o despacho operacional dos geradores para cada nível de carga (leve, média e pesada). Segundo o autor, o método utilizado para a inserção das unidades de GD apresentou bons resultados, reduzindo consideravelmente os custos de suprimento da carga.

Alinejad-Beromi *et al.*(2007) usa algoritmos genéticos para redução de perdas e melhoria no perfil de tensão. O autor utilizou o *Matlab*[®] para o algoritmo de fluxo de carga e desenvolveu seu próprio algoritmo para a implementação do algoritmo genético.

Coelho Neto (2006) apresenta duas metodologias para planejamento de redes de distribuição: reconfiguração e alocação ótima de GD. Os fatores que foram considerados para a localização de unidades de GD foram: atender o nível de demanda sem violar restrições operacionais da rede e minimizar custos de interrupção. Esses objetivos foram satisfeitos minimizando-se a relação custo/benefício entre os custos

instalação/operação da GD e os custos associados com interrupções, energia não-faturada, compra de energia e perdas elétricas. As simulações foram feitas em uma rede de distribuição da CEMAR. O autor observa redução dos custos devido à instalação de GD, isso porque como a unidade geradora injeta potência ativa no sistema próximo aos pontos de carga, havendo uma redução das perdas. Além disso, devido à capacidade de operação isolada, ela melhora a confiabilidade do sistema.

Lezama (2008) propõe uma metodologia para alocação e dimensionamento ótimo de GD onde pontos candidatos para alocar GD são identificados utilizando-se preços marginais locais. Os preços marginais locais são os multiplicadores de Lagrange associados com as equações de potência ativa em cada barra do sistema. Além disso, foram considerados dois objetivos: a maximização do benefício social líquido e a maximização do lucro. A função de benefício da demanda indica o tanto que estão dispostos a pagar os consumidores pela energia. A maximização do lucro é considerada do ponto de vista do proprietário da GD e consiste em um processo iterativo. O problema é iterativo dado que os preços marginais locais são também dependentes da penetração da GD. Quando se aloca GD em uma barra do sistema, a carga líquida desta barra é reduzida, diminuindo as perdas e a geração líquida. Portanto, os preços marginais serão reduzidos ao incrementar a GD no sistema. Então, em um passo dado não se deve instalar grandes quantidades de GD em uma só barra. Conseqüentemente, o processo de alocação de GD deve ser feito de forma incremental. Neste caso aloca-se um MW em cada iteração e verifica-se o valor do lucro. Quando este valor começa a diminuir (indicando que não é mais rentável alocar GD desde o ponto de vista do proprietário), o processo iterativo termina. Foi observado que tanto para o caso da maximização do benefício social líquido quanto para o caso da maximização do lucro, observou-se que a melhor alocação para a GD é a barra que apresente o maior custo marginal local, porém, a penetração da GD não é necessariamente máxima nesta barra.

Santos (2009) apresenta um método simples e rápido para identificar a melhor localização de unidades de GD em sistemas de distribuição radiais, visando minimizar as perdas técnicas. O método proposto realiza um estudo de sensibilidade das barras que compõe o sistema de distribuição, de forma a avaliar o comportamento das perdas ativas totais da rede. Para isso, utiliza-se o ITL (*Incremental Transmission Losses*), que indica a sensibilidade da mudança das perdas ativas totais em função da variação incremental

da potência ativa injetada em cada uma das barras do sistema analisado. Os coeficientes formados por esta relação indicam as barras mais susceptíveis a receber uma unidade de GD.

2.2 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diversos trabalhos científicos abordam a questão da alocação e dimensionamento da GD, utilizando para isso os mais variados métodos de otimização que vão desde buscas simples que envolvem análise combinatória, métodos de sensibilidade até métodos mais complexos como PSO, algoritmos genéticos, *simulated annealing*, dentre outros. Muitos desses métodos buscam encontrar a barra ótima para alocação de GD com a finalidade de redução das perdas, no entanto, nenhum deles considerou os aspectos econômicos que envolvem essa alocação, e especialmente nos custos que são evitados relativos às perdas quando uma unidade de GD é inserida em um alimentador.

Realizada a revisão bibliográfica, o próximo capítulo apresenta os métodos utilizados neste trabalho para a alocação, dimensionamento e análise dos custos evitados devido à GD.

3 - MATERIAIS E MÉTODOS

A localização ótima de uma unidade de GD deve ser feita de forma a minimizar as perdas totais do alimentador. Para que esse estudo seja realizado, bem como o da análise dos custos de investimento envolvidos, torna-se necessário desenvolver um algoritmo computacional com este objetivo. Deste modo, neste capítulo são demonstrados todos os modelos, métodos utilizados e considerações feitas para este trabalho.

3.1 - O ALIMENTADOR E O FLUXO DE CARGA

A alocação de unidades de GD exige que sejam feitos vários testes a fim de achar a barra ótima. Dessa forma, há uma grande possibilidade de combinações que devem ser analisadas. Foi escolhida a topologia radial para modelar o alimentador uma vez que é o tipo mais comumente utilizado em redes de distribuição.

São utilizados três alimentadores radiais como dados de entrada das simulações executadas pelo algoritmo de alocação: o primeiro alimentador possui 10 barras (MONTICELLI, 1983), o segundo é um alimentador de testes do IEEE de 33 barras e o terceiro é um alimentador real, da cidade satélite de Ceilândia Norte, que possui 50 barras e que foi fornecido pela CEB.

Para o cálculo do fluxo de carga, a ferramenta utilizada neste trabalho foi um pacote desenvolvido para o *MATLAB*[®], o *MATPOWER*[®]. O método utilizado pelo *MATPOWER*[®] para encontrar a solução para o fluxo de potência da rede é o de Método de Newton. Além disso, este pacote modela as cargas fixas como injeção de potência constante (ativa e reativa) (ZIMMEMAN; SÁNCHEZ; GAN, 2007).

A configuração do computador em que foram realizadas as simulações incluem um processador Core 2 duo de 1,67 GHz e memória RAM de 2GB. Esse é uma informação relevante uma vez que possui uma influência direta no tempo de execução do algoritmo de alocação.

3.1.1 - O método de Newton

Ao tentar resolver um problema de fluxo de potência pelo método de Newton, se está buscando uma solução para um sistema de n dimensões, do tipo $\underline{G}(\underline{x}) = 0$, onde \underline{x} é um vetor de incógnitas de dimensões $(n \times 1)$ e $G(\underline{x})$ é uma função vetorial do tipo: $[G_1(\underline{x}), G_2(\underline{x}), \dots, G_{1n}(\underline{x})]$.

Para resolver este problema, é necessário linearizar a função $G(\underline{x})$ no ponto $\underline{x} = \underline{x}^v$ onde v é o número de iterações do problema. Após a linearização é necessário encontrar um vetor de correção $\Delta \underline{x}$ daquela iteração fazendo (MONTICELLI, 1983):

$$\underline{G}(\underline{x}^v) + J(\underline{x}^v)\Delta \underline{x}^v = 0 \quad (3.1)$$

Onde J é a matriz Jacobiana.

O método de Newton pode ser utilizado na resolução de qualquer sistema algébrico. Aqui o interesse é encontrar uma solução para um problema de fluxo de potência, neste caso:

$$\underline{G}(\underline{x}^v) = \begin{bmatrix} \Delta P^v \\ \Delta Q^v \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

A dimensão deste vetor é $(2N_{PQ} + N_{PV}, 1)$, onde:

N_{PQ} é o número de barras PQ da rede;

N_{PV} é o número de barras PV da rede;

ΔP^v é o vetor das variações das injeções de potência ativa nas barras PQ e PV;

ΔQ^v é o vetor das variações das injeções de potência reativa nas barras PQ.

$$\Delta(\underline{x}^v) = \begin{bmatrix} \Delta \Theta^v \\ \Delta V^v \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

A dimensão deste vetor também é $(2N_{PQ} + N_{PV}, 1)$, onde:

$\Delta \Theta^v$ é o vetor das variações dos ângulos das tensões nas barras PQ e PV;

ΔV^v é o vetor das variações dos ângulos das tensões nas barras PQ.

E por fim define-se:

$$J(x^v) = \begin{bmatrix} \frac{dP}{d\Theta} & \frac{dP}{dV} \\ \frac{dQ}{d\Theta} & \frac{dQ}{dV} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Onde:

$\frac{dP}{d\Theta}$ é a derivada das injeções de potência ativa nas barras em relação aos ângulos das tensões, que também é chamada de matriz H;

$\frac{dP}{dV}$ é a derivada das injeções de potência ativa nas barras em relação aos módulos das tensões, que também é chamada de matriz N;

$\frac{dQ}{d\Theta}$ é a derivada das injeções de potência reativa nas barras em relação aos ângulos das tensões, que também é chamada de matriz M;

$\frac{dQ}{dV}$ é a derivada das injeções de potência reativa nas barras em relação aos módulos das tensões, que também é chamada de matriz L;

A dimensão desta matriz jacobiana é: (2NPQ+NPV, 2NPQ+NPV)

$$\begin{bmatrix} \Delta P^v \\ \Delta Q^v \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{dP}{d\Theta} & \frac{dP}{dV} \\ \frac{dQ}{d\Theta} & \frac{dQ}{dV} \end{bmatrix}^v \cdot \begin{bmatrix} \Delta \Theta^v \\ \Delta V^v \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Para iniciar o método de Newton, na iteração zero ($v=0$), devem-se determinar os valores iniciais dos ângulos das tensões, no caso das barras PQ e PV, e o módulo da tensão nas barras PQ. Em seguida, calculam-se os valores das injeções de potência ativa nas barras PQ e PV, e os valores das injeções de potência reativa para as barras PQ.

Com isso, pode-se calcular ΔP^v e ΔQ^v . Nesse momento, deve ser feito o teste de convergência, no qual se confere a cada elemento destes dois vetores, também conhecidos com vetores de resíduos, é menor ou igual a uma tolerância máxima

especificada previamente. Em caso positivo, o processo iterativo do método de Newton convergiu e encontrou uma solução para o problema de fluxo de carga. Em caso negativo, deve ser feito o cálculo da matriz jacobiana para determinar a nova solução: que consiste em dois novos vetores com os valores do módulo e o ângulo da tensão em todas as barras do sistema. Então se faz $v=v+1$ e volta a etapa na qual calculam-se as injeções de potência ativa e reativa nas barras da rede.

3.2 - REPRESENTAÇÃO DAS UNIDADES DE GD

Quando as unidades de GD estão conectadas nas barras do sistema de distribuição, o sistema opera com mais de um tipo de geração. Neste caso, há duas possibilidades de se tratar o sistema (KAGAN; OLIVEIRA; GUARALDO, 2003):

- representação de unidades de GD como cargas negativas, isto é, as potências ativa e reativa injetadas por cada unidade são supostamente conhecidas; e
- representação de unidades de GD como barras de geração, ou seja, para cada unidade, potência ativa e magnitude da tensão são conhecidos.

No presente trabalho, escolheu-se a modelagem que considera a GD como uma carga negativa e, além disso, a modelagem da GD como carga negativa consegue suprir a carga onde é conectada e fornecer o excedente para o sistema, se for o caso.

É relevante ressaltar que o presente trabalho considera que o tipo de GD utilizada é uma unidade solar, conectada à rede. Além disso, para fins de simulação computacional, adotou-se que esta unidade somente produz energia entre os horários de 6:00 hs e 18:00 hs. No entanto, a o valor da potência gerada pela unidade solar não está limitado à valores padronizados, pois é um valor otimizado pelo algoritmo de alocação, podendo assim, assumir qualquer valor dentro dos limites do alimentador em que será inserido.

A escolha do tipo de GD facilita e norteia o entendimento da análise econômica que se deseja abordar neste trabalho, mas as contribuições não ficam limitadas a este único tipo de geração.

3.3 - A CURVA DE CARGA

O presente trabalho considera que as barras de carga dos alimentadores analisados estão modeladas com sua carga média. No entanto, para uma melhor análise dos resultados e das discussões apresentadas no capítulo 4, em uma das simulações considerou-se a curva de carga para cada barra do alimentador. Dessa forma, faz-se necessário explicar como a curva de carga foi modelada e todas as considerações feitas para este trabalho.

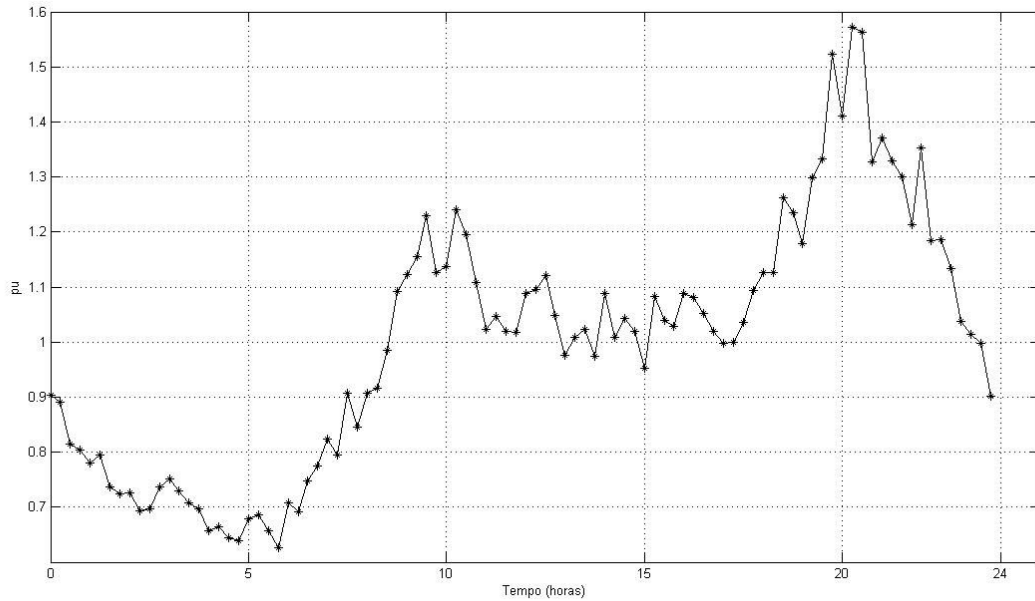
Os dados utilizados para a curva de carga foram obtidos a partir de leituras realizadas a cada 15 minutos por medidores eletrônicos, coletados para dias úteis, sábados e domingos. Dessa forma, ao final de 24 horas de medição tem-se 96 leituras de demanda de energia normalizadas em p.u.

Para fins de simulação foram considerados apenas os dados obtidos de consumidores residenciais, cujas leituras foram realizadas em dias úteis e com faixa de consumo acima de 1.000 kWh/mês. Os dados foram fornecidos pelo professor Figueiredo e constam de 96 leituras ao longo de 24 horas, já normalizados em p.u. (gráfico 3.1)(FIGUEIREDO, 2008).

Os alimentadores radiais utilizados nas simulações possuem as cargas modeladas considerando somente um valor, o da carga média. Dessa forma, para se obter a curva de carga para cada barra, os valores médios foram multiplicados pelos dados fornecidos (96 pontos normalizados), resultando em uma matriz de valores para o alimentador em teste de dimensão ($nb^{16} \times 96$).

É importante ressaltar que neste trabalho adotou-se valores típicos de consumidores residenciais e com consumo acima de 1.000 kWh/mês.

¹⁶ nb: número de barras do alimentador



Fonte: Figueiredo, 2008

Gráfico 3.1 - *Curva de carga normalizada de consumidor residencial*

A curva do gráfico 3.1 representa o comportamento, em 24 horas, do consumidor residencial típico cujas características de consumo (em p.u.) foram usadas nesta tese.

3.4 - CÁLCULO DAS PERDAS

As perdas no alimentador em teste foram obtidas através das simulações realizadas com o pacote do *MATLAB*[®], o *MATPOWER*[®]. Uma vez carregado o arquivo com os dados do alimentador em teste, o comando *runpf* retorna valores de módulo e ângulo das tensões, potências ativa e reativa e perdas.

3.5 - RELAÇÃO ENTRE A VARIAÇÃO DA POTÊNCIA ATIVA E AS PERDAS

Embora o ajuste da potência ativa injetada seja um problema não-linear, pode-se observar que a relação entre a potência ativa e as perdas em uma barra é uma curva relativamente bem comportada.

Observa-se (gráfico 3.2) que variando a potência ativa injetada por uma unidade de GD de um valor menor para um valor maior (em uma determinada barra de carga), as perdas

totais no alimentador em teste também variam de forma a se aproximar de uma função polinomial do 2º grau.

É importante frisar que, quanto ao gráfico 3.2, os valores negativos no eixo das abscissas são devidos à convenção de que a potência injetada em uma barra de carga possui sinal negativo (item 3.2). Além disso, os valores mostrados nos eixos das ordenadas e abscissas só tem o objetivo de mostrar a semelhança do comportamento da relação perdas x potência ativa com uma função do polinomial do 2º grau e possuem unidades expressas em MW.

Dessa forma, o ponto do vértice dessa parábola indica o valor da potência ativa de uma unidade de GD de maneira que as perdas sejam minimizadas.

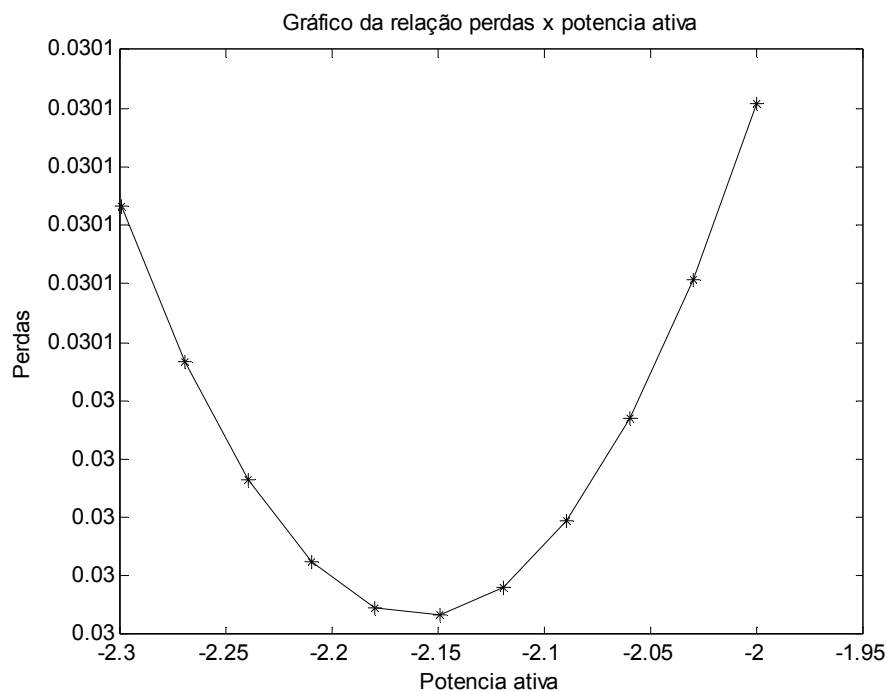


Gráfico 3.2 - Relação entre perdas e potência ativa

3.6 - MÉTODO DA APROXIMAÇÃO QUADRÁTICA

No item 3.5, observou-se a variação da potência ativa acarreta uma variação quadrática nas perdas. Essa relação permitiu a utilização de um método chamado de “método da aproximação quadrática” para encontrar a potência ativa ótima a ser injetada pela GD, de forma a resultar na menor perda total possível do alimentador considerado.

Este método realiza uma aproximação da função por uma curva quadrática através de três pontos dados. Esta técnica tem a vantagem de não requerer qualquer informação de derivadas. Dados x_1, x_2, x_3 e os seus correspondentes valores $f(x_1)=f_1, f(x_2)=f_2, f(x_3)=f_3$ é feita uma aproximação por uma função do segundo grau passando através destes pontos. (LUENBERGER, 1973)

$$\begin{aligned} f_1 &= ax_1^2 + bx_1 + c \\ f_2 &= ax_2^2 + bx_2 + c \\ f_3 &= ax_3^2 + bx_3 + c \end{aligned} \quad (3.6)$$

A partir desses três pontos, determina-se um quarto. Este quarto ponto é onde a derivada de $f(x)$ desaparece. Então:

$$x_4 = -\frac{b}{2a} = \frac{1}{2} \frac{(x_2^2 - x_3^2)f_1 + (x_3^2 - x_1^2)f_2 + (x_1^2 - x_2^2)f_3}{(x_2 - x_3)f_1 + (x_3 - x_1)f_2 + (x_1 - x_2)f_3} \quad (3.7)$$

Sendo que $x_3 > x_2 > x_1$.

Esta pesquisa iterativa consiste em uma série de testes, e cada teste consiste nos seguintes passos:

1. escolhem-se 3 valores de x_k de forma que $x_3 > x_2 > x_1$ e então calculados $f(x_1), f(x_2)$ e $f(x_3)$.
2. a partir da equação 3.7, determina-se o valor de x_4 .
3. verifica-se a distância entre x_1, x_2, x_3 e x_4 . O ponto que possuir a maior distância é eliminado. Com os 3 pontos restantes, volta-se ao passo 2.
4. Repete-se o procedimento até que diferença entre as iterações n -ésima e a n -ésima+1 seja menor que δ (tolerância ao erro), ou até um número fixo de iterações.

Como a função original não é uma função do 2º grau, a aproximação só se justifica em intervalos muito pequenos.

No presente trabalho, utilizou-se esse método para determinar a potência ativa ótima injetada pela unidade de GD para cada barra de carga.

Para cada barra variou-se a potência ativa injetada (x_1 , x_2 e x_3), e através do fluxo de carga realizado pelo *Matpower*[®], encontraram-se as perdas totais do alimentador ($f(x_1)$, $f(x_2)$ e $f(x_3)$). A partir desses dados, realizou-se as iterações descritas nos passos acima a fim de encontrar o ponto do vértice da parábola. A cada iteração, o novo valor de potência ativa injetada pela unidade de GD (cada vez mais próximo do vértice) é calculado e o valor das respectivas perdas totais fornecidas pelo *Matpower*[®].

É importante enfatizar que este método para encontrar a potência ativa ótima e sua perda total para o alimentador em teste, também foi utilizado para as simulações onde se considerou a curva de carga. Ou seja, todo o método e suas iterações se repetiram para cada um dos 96 pontos de leitura do alimentador analisado, para cada barra de carga.

3.7 - MÉTODO PARA ALOCAÇÃO DAS UNIDADES DE GD

Para cada barra de carga é feita a otimização da potência ativa injetada de forma a minimizar as perdas totais no alimentador. A barra cuja inserção da GD produzir a menor perda total é definida como a barra escolhida.

Para que tenha certeza de qual é a melhor barra, todas elas foram testadas, uma a uma. Além disso, uma vez que o tempo de execução do algoritmo é relativamente baixo, torna-se viável testar todas as barras do alimentador.

Existem outros métodos de otimização para encontrar esse ponto ótimo, como algoritmos genéticos ou *simulated annealing* mas como são métodos probabilísticos, podem acabar encontrando um mínimo local e não o mínimo global como solução do problema. Além disso, o problema é polinomial, portanto não se justifica o uso de um método metaheurístico, como Algoritmos Genéticos ou *simulated annealing*, por exemplo.

Além disso, deseja-se explorar todas as possibilidades de forma a conhecer e verificar o comportamento do alimentador na presença de uma unidade de GD. O procedimento utilizado para a localização das unidades de GD é apresentado na figura 3.1.

Pode-se observar que o dados do arquivo de entrada com as informações do alimentador são lidos. Inicialmente são calculadas as perdas através do *Matpower*[®] antes de qualquer unidade de GD e, em seguida, começam os testes em todas as barras.

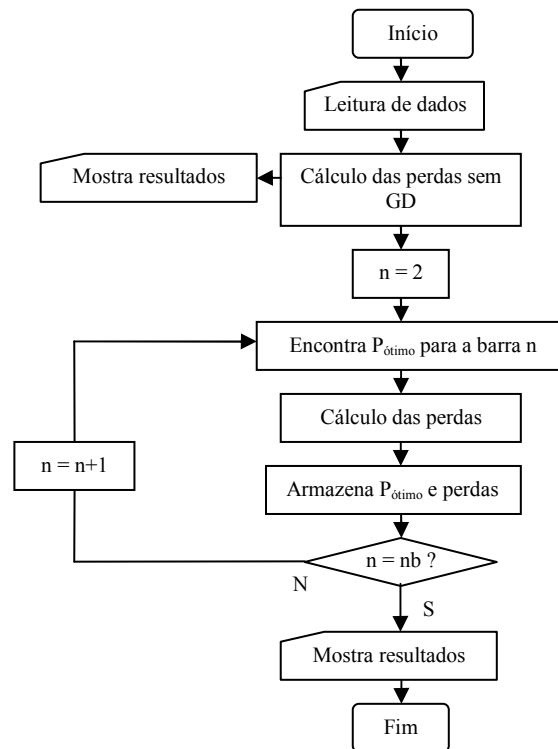


Figura 3.1 - Fluxograma do programa de alocação

O programa de alocação varre da barra 2 até a última barra do alimentador em teste (nb). Para cada barra é feita a otimização do valor da potência ativa de forma a minimizar as perdas. Esses resultados são mostrados e os resultados analisados.

Para as simulações onde foram utilizadas as curvas de carga, a estrutura de repetição que varre as barras se repete 96 vezes, ou seja, para cada barra são feitas 96 otimizações de forma a encontrar a potência ótima da GD e suas respectivas perdas.

3.8 - ANÁLISE ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE UMA UNIDADE DE GD

O aumento da demanda torna necessário o investimento em geração para seu suprimento. Isso pode ser feito de duas formas: implantando-se uma unidade de geração centralizada ou implantando-se uma nova unidade de GD.

Para a implantação de uma unidade centralizada considera-se o custo de investimento na própria geração e também o custo de expansão no sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica. Dependendo da abordagem, em algumas análises também são considerados custos com O&M, dentre outros.

O objetivo deste trabalho é a análise da implantação de GD, então os custos envolvidos são custos de investimento na compra do equipamento e na mão de obra para instalação, custos com O&M e outros. Como discutido no capítulo 2, muitos pesquisadores desenvolvem diversos métodos para encontrar a barra ótima e também o valor da GD de forma a minimizar perdas. Dessa forma, imagina-se que a redução das perdas que a GD proporciona deve impactar na redução dos custos de investimento da GD.

Para este trabalho considera-se que os custos que envolvem a inserção de uma unidade de GD são o custo de investimento e o custo evitado das perdas devido à GD.

O custo de investimento de uma unidade solar conectada à rede, para potências acima de 10 kW é de 3,6 \$/Wp a 4,8 \$/Wp (IEA-PVPS, 2011). Supondo o custo de investimento em 3,5 \$/Wp, que \$1,00 dólar seja R\$2,00 reais e obtendo o valor em R\$/MW:

$$CI = 7.000.000,00 \text{ R\$/MW}$$

Dessa forma, o custo de 1 MW de energia solar conectada ao sistema de distribuição é de R\$ 7.000.000,00 reais.

Para análise do custo evitado das perdas devido à GD, desenvolveu-se um método baseado em um índice utilizado pelas concessionárias e padronizado pela ANEEL, comumente denominado MIX.

O MIX é a média dos custos de aquisição de energia ponderada pelas quantidades adquiridas nas diferentes modalidades: leilões de energia nova ou existente, contratos bilaterais e outros. (BARROS; MELLO; SOUZA, 2008). O MIX considerado pela ANEEL é calculado de acordo com a equação 3.8 (ANEEL, 2011).

$MIX = \frac{\text{Despesa com compra de energia}(CB, CL, IT, Proinfa, CCEAR)}{\text{Energia total comprada}} \text{ [$/MWh]} \quad (3.8)$
--

Onde as despesas com compra de energia são classificadas nas modalidades a seguir (ANEEL, 2011):

- **CB: Contratos Bilaterais:** são os contratos firmados a partir da livre negociação entre os agentes, antes da Lei nº 10.848/2004. As contratações de energia de GD por meio de chamada pública, realizadas após a Lei nº 10.848/2004 também são classificadas como contratos bilaterais, assim como aquelas oriundas das licitações realizadas pelas próprias concessionárias com mercado menor a 500 GWh/ano. A Resolução Normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005 estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de GD.
- **CL: Contratos de Leilões:** são os contratos de compra e venda de energia anteriores ao Decreto nº 5.163/2004, decorrentes de leilão público de montantes de energia, realizados no âmbito do antigo MAE (Mercado Atacadista de Energia, atualmente CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica).
- **IT: Contratos de ITAIPU:** referem-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das quotas partes da produção disponibilizada para o Brasil, conforme o disposto na Resolução Normativa nº 218, de 11 de abril de 2006.
- **PROINFA:** O Decreto nº 5.025/2004, que regulamenta o Art. 3º da Lei nº 10.438/2002, determina que a Eletrobrás elabore o PAP (Plano Anual do PROINFA). As diretrizes para elaboração do PAP foram estabelecidas pela Resolução nº 127/2004 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O PAP é o instrumento legal por meio do qual a Eletrobrás apresenta os montantes anuais de energia e de custeio do PROINFA, que deverão ser rateados pela ANEEL, por meio de quotas referentes às concessionárias de distribuição e de transmissão.
- **CCEAR** – são contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado, decorrentes de leilões definidos com base no Decreto nº 5.163/2004.

A energia total que deve ser comprada (denominador da equação 3.14) por uma distribuidora deve ser suficiente de forma a atender (ANEEL, 2011):

- a) mercado próprio;
- b) suprimento (outras distribuidoras), se for o caso;
- c) perdas (perdas técnicas, perdas não técnicas, perdas na rede básica causadas pelas perdas na distribuição e Perdas na rede básica causadas pelo mercado na distribuição; e
- d) percentual de sobra de segurança.

No que diz respeito ao item “perdas” considera-se, conforme já foi mencionado (ANEEL, 2011):

- a) Perdas técnicas: são o montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição decorrente dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica;
- b) Perdas não técnicas: são aquelas apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas, tais como fraude e furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, dentre outros;
- c) Perdas na rede básica causadas pelas perdas na distribuição: são as perdas na distribuição que, conseqüentemente, causam perdas na alta tensão;
- d) Perdas na rede básica causadas pelo mercado na distribuição: são as alterações no mercado de energia que implica em perdas na rede básica.

Cabe à ANEEL, a cada novo ciclo tarifário, definir limites para o repasse das perdas elétricas de distribuição das concessionárias. Denominam-se perdas elétricas na distribuição o somatório de perdas técnicas e não técnicas dissipadas no sistema de distribuição de uma concessionária de energia.

Assim, com a finalidade de calcular os montantes de energia que a concessionária deve comprar, o Regulador determina, para cada ano de um período tarifário, o nível máximo de perdas a ser admitido em relação à energia injetada em seu sistema distribuição. Com o valor “regulatório” de perdas determinado dessa forma, adicionado ao valor das

perdas de energia na rede básica, calcula-se o montante de energia a ser considerado na parcela das tarifas da concessionária.

Dessa forma, a ANEEL estimou o valor do MIX para uma determinada concessionária no ano de 2011 o valor:

$$MIX = 100,94 [R\$/MWh]$$

Isso significa que para cada 1 MWh de aumento da energia relacionada às perdas há um custo envolvido de R\$ 100,94 reais.

Dessa forma, ao se inserir uma unidade de GD no sistema de distribuição há uma redução das perdas, cujo custo é estimado através deste índice utilizado pela ANEEL.

Observa-se que não foi mencionado o nome da concessionária, uma vez que essa informação é desnecessária para a realização das análises pertinentes a este trabalho.

O custo evitado que a inserção de uma unidade de GD proporciona à rede no que diz respeito à redução das perdas é calculado através do MIX (equação 3.9).

$C'_{evitado} = E(P_d - P_{após\ GD}) * MIX$	(3.9)
--	-------

Onde:

$C'_{evitado}$: Custo evitado relacionado às perdas na distribuição proporcionado pela inserção de uma unidade de GD.

P_d : Perdas na distribuição [MW].

$P_{após\ GD}$: Perdas na distribuição após a inserção de uma unidade de GD [MW].

$E(P_d - P_{após\ GD})$: Energia relacionada à diferença entre as perdas na distribuição antes e após a inserção de uma unidade de GD [MWh].

A análise econômica do presente trabalho considerou o prazo de 25 anos e uma taxa de juros de 7,5% a.a., assim a anualização do $C'_{evitado}$, se torna:

$$C_{evitado} = C'_{evitado} * \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \quad (3.10)$$

Dessa forma, o custo total que envolve a inserção de uma unidade de GD é dado pela equação 3.11.

$$C_{total} = CI - C_{evitado} \quad (3.11)$$

3.8.1 - Considerações sobre o cálculo dos custos realizado pelo algoritmo de alocação.

O custo total que envolve a inserção de uma unidade de GD no sistema distribuição é calculado da seguinte forma:

- a) Através do algoritmo de alocação (item 3.7), encontra-se a barra ótima para inserção de uma unidade de GD, bem como o valor de sua potência (em MW), de forma que as perdas totais do alimentador em teste sejam minimizadas;
- b) através do fluxo de carga, calculado pelo *MATPOWER*®, determinam-se as perdas totais antes e após a inserção da unidade de GD obtida no item 1;e
- c) utilizando os valores da potência da GD e das perdas antes e após a inserção da GD, calcula-se o custo de investimento e o custo evitado das perdas devido à GD.
- d) todas etapas descritas são realizadas para cada uma das barras do alimentador em teste.

3.9 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme já mencionado, o objetivo final desta tese é avaliar os custos envolvidos na inserção de uma unidade de GD ao sistema de distribuição, analisando o impacto que a redução das perdas tem sobre os custos da GD.

Dessa forma, este capítulo descreveu todos os materiais utilizados e métodos considerados e desenvolvidos, necessários para a análise e execução das simulações computacionais que envolvem o algoritmo de alocação e o cálculo dos custos que relacionados à GD.

4 - RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são apresentados e analisados os resultados das simulações realizadas em alimentadores de distribuição radiais de 10, 33 e 50 barras.

O primeiro alimentador possui 10 barras (MONTICELLI, 1983), possui uma topologia e dados de linha e carga conforme apêndice A.

O segundo é um alimentador de testes do IEEE de 33 barras, cujos dados e topologia encontram-se no apêndice B.

O terceiro é um alimentador real, da cidade satélite de Ceilândia Norte, que possui 50 barras e que foi gentilmente fornecido pela CEB, cujos dados e topologia encontram-se no apêndice C.

Os alimentadores atendem ao propósito de realizar as análises de alocação de GD, bem como permitem a discussão dos aspectos econômicos que envolvem a minimização das perdas.

4.1 - ALIMENTADOR DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL DE 10 BARRAS

Para uma melhor descrição deste alimentador, o somatório das cargas é de 12,37 MW. Como as perdas deste alimentador são de 0,7842 MW, o percentual das perdas em relação ao somatório das cargas é de 6,34%.

4.1.1 - Análise da otimização da potência da GD e minimização das perdas

Inicialmente, o algoritmo percorre todas as barras do alimentador, simulando a alocação de uma unidade de GD em cada barra, cuja potência ativa é tal que minimize as perdas totais. Executando o algoritmo para o alimentador em questão, observa-se que a barra cuja inserção de GD que resulta na minimização das perdas é a barra 9.

A tabela 4.1 mostra o resultado do algoritmo de alocação, ou seja, encontrou-se para cada barra a potência ativa ótima de forma a minimizar as perdas totais do alimentador em teste.

Observa-se que para as barras 2 e 3 a potência ótima da GD é maior do que a soma de todas as cargas do alimentador (12,37 MW), e mesmo inserido esta alta potência nas barras 2 ou 3 o percentual de redução das perdas é muito baixo, em torno de 6,0 %.

Inserindo 11,2 MW na barra 4, um valor também muito próximo à soma de todas as barras, o percentual de redução das perdas aumenta para 29%. Porém a potência da unidade de GD ainda está muito alta para um percentual de redução das perdas não tão significativo.

Tabela 4.1 - Potência ativa da GD e perdas antes e após a inserção da GD

Barra	Potência da GD (MW)	Perdas antes da alocação da GD (MW)	Perdas após a alocação da GD (MW)	Percentual de redução das perdas (%)
2	14,1	0,7842	0,7372	6,0
3	13,8		0,7326	6,6
4	11,2		0,5568	29,0
5	9,9		0,4527	42,3
6	7,9		0,2796	64,3
7	7,2		0,2463	68,6
8	6,1		0,2049	73,9
9	4,6		0,1924	75,5
10	3,6		0,2262	71,1

Ao se inserir uma unidade de GD de 4,6 MW na barra 9, as perdas se reduzem em 75,5%. Este é um percentual relativamente alto na redução das perdas, indicando que a barra 9 é realmente ótima quando o objetivo é a redução das perdas.

A escolha da barra é algo, em princípio, relevante, uma vez que ao se inserir uma GD em uma barra em que a sensibilidade é pequena (SANTOS, 2009), as perdas não se reduzem consideravelmente. Para o alimentador em teste, as barras 2 e 3 são pouco sensíveis à redução de perdas.

Para se ter uma noção dessa sensibilidade e de sua relação com a redução nas perdas, simulou-se a inserção da potência de 4,6 MW em todas as barras do alimentador (tabela 4.2).

Tabela 4.2 – *Percentual de redução das perdas ao ser inserir uma GD de 4,6 MW em todas as barras.*

Barra	Potência da GD (MW)	Perdas antes da alocação da GD (MW)	Perdas após a alocação da GD (MW)	Percentual de redução das perdas (%)
2	4,6	0,7842	0,7585	3,3
3			0,7555	3,7
4			0,6339	19,2
5			0,5448	30,5
6			0,3607	54,0
7			0,3102	60,4
8			0,2357	69,9
9			0,1924	75,5
10			0,2526	67,8

Observa-se que as barras 2 e 3 deste alimentador são realmente menos sensíveis e a redução percentual das perdas totais é bem menor do que quanto se insere GD nas demais barras (3,3% e 3,7%, respectivamente).

Percebe-se também que ao se inserir nas barras uma potência que não foi otimizada para aquela barra (tabela 4.1), a redução das perdas encontrada é menor (tabela 4.2). Por exemplo, ao se inserir uma potência de 9,9 MW na barra 5 (tabela 4.1) a redução percentual das perdas é de 42,3%. Ao se inserir nesta mesma barra 5 uma potência de 4,6 MW (tabela 4.2) a redução é de somente 30,5%.

Pode-se imaginar inicialmente que quanto maior a potência da GD, maior a redução percentual das perdas. No entanto, ao analisar a barra 10, a potência ótima desta barra é de 3,6 MW, que resulta numa redução percentual das perdas de 71,1% (tabela 4.1). Ao se aumentar a potência inserida nesta mesma barra para 4,6 MW, o percentual de redução das perdas se reduz para 67,8% (tabela 4.2).

Supondo que um estudo de mercado fez uma previsão de maneira a inserir uma potência de 3,0 MW no alimentador em teste, realizou-se um estudo para este caso simulando a inserção desta potência em todas as barras (tabela 4.3).

Tabela 4.3 – *Percentual de redução das perdas ao ser inserir uma GD de 3,0 MW em todas as barras.*

Barra	Potência da GD (MW)	Perdas antes da alocação da GD (MW)	Perdas após a alocação da GD (MW)	Percentual de redução das perdas (%)
2	3,0	0,7842	0,7663	2,3
3			0,7642	2,6
4			0,6769	13,7
5			0,6103	22,2
6			0,4634	40,9
7			0,4178	46,7
8			0,3411	56,5
9			0,2532	67,7
10			0,2404	69,3

Verifica-se que como o valor de 3,0 MW não é a potência ótima para nenhuma das barras, os valores da redução de perdas percentual foram menores do que aqueles encontrados para a situação de inserção da potência ótima (tabela 4.1). Para este valor de potência, a barra ótima para se inserir uma unidade de GD é a barra 10, uma vez que ao se alocar 3,0 MW de potência ativa, o percentual de redução das perdas é o maior, 69,3%. Ainda assim, a barra 9 continua sendo uma forte candidata a receber uma unidade de GD.

Esses resultados demonstram o cuidado que se deve ter ao projetar a potência e a localização de uma unidade de GD conectada ao sistema de distribuição, quando o objetivo é aproveitar o benefício da GD de reduzir as perdas.

E realmente, a importância na escolha da barra ótima para a inserção de uma unidade de GD é tal que muitos pesquisadores têm desenvolvido trabalhos que utilizam diversas ferramentas de otimização, onde muitas são bastante complexas, para encontrar essa barra ótima, conforme discutido no capítulo 2.

4.1.2 - Análise dos custos que envolvem a inserção de GD

Quando é feita a análise econômica, os resultados apresentados são bastante diferentes dos discutidos anteriormente.

Realizando os cálculos dos custos (item 3.8) que envolvem a inserção de uma unidade de GD em todas as barras do alimentador em teste e considerando seus valores ótimos de potência inserida, resulta nos valores mostrados na tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Custos relacionados à inserção da GD para todas as barras do alimentador.

Barra	Potência da GD (MW)	Custo de Investimento da GD (R\$)	VP do custo Evitado devido à GD (R\$)	Relação VP do custo evitado/Custo de Investimento
2	14,1	98.700.000,00	462.761,19	0,005
3	13,8	96.600.000,00	508.355,33	0,005
4	11,2	78.400.000,00	2.241.211,49	0,029
5	9,9	69.300.000,00	3.267.058,09	0,047
6	7,9	55.300.000,00	4.973.321,94	0,090
7	7,2	50.400.000,00	5.301.673,02	0,105
8	6,1	42.700.000,00	5.709.552,02	0,134
9	4,6	32.200.000,00	5.833.246,24	0,181
10	3,6	25.200.000,00	5.499.489,90	0,218

Para este alimentador de 10 barras também foi calculada a relação entre o VP do custo evitado devido à GD e o custo de investimento. Observa-se que o maior valor é o da barra 10, ou seja, onde possui a melhor relação indicando que a barra 10 é onde se tem um menor investimento proporcionalmente, para a maior VP do custo evitado.

Inicialmente observa-se que o maior custo evitado devido à GD é com a inserção de uma potência de 4,6 MW na barra 9. Isso porque o cálculo desta parcela se baseia na energia relacionada à redução das perdas. Como as perdas se reduzem mais significativamente na barra 9, é esperado que o maior custo evitado seja nesta barra.

A baixa sensibilidade quanto à redução das perdas nas barras 2 e 3 refletem no valor presente do custo evitado, uma vez que ao se inserir uma alta potência (para o contexto deste alimentador em teste) nessas barras, o resultado do valor presente do custo evitado

(VP do custo evitado) são os menores dentre todas as possibilidades de barras para a alocação.

Além disso, o VP do custo evitado analisado no período de 25 anos é muito menor do que o custo de investimento da GD. Na barra 9, por exemplo, o VP do custo evitado devido às perdas é 5,5 vezes menor do que o valor de investimento, ou seja, investe-se R\$ 32,2 milhões de reais para que o custo evitado das perdas seja 5,5 milhões. E esses resultados do VP do custo evitado devido às perdas podem ser ainda menores com relação ao custo de investimento como no caso da barra 4, em que ele representa 35 vezes menor ou para casos extremos como na barra 2, onde a o VP do custo evitado devido às perdas pode chegar a 213 vezes menor.

Realizando-se a comparação dos valores da coluna do VP do custo evitado devido à GD percebe-se que ao se escolher uma barra, dentre todas as barras possíveis de um alimentador, o VP do custo evitado resulta em uma diferença muito pequena. Assim, ao se colocar uma unidade de GD (dimensionada de forma a minimizar as perdas totais) na barra 9 ou na barra 8, por exemplo (que também possui um alto VP do custo evitado no contexto da análise deste alimentador), a diferença entre os custos é de R\$ 123.694,22 reais. Um valor muito pequeno se comparado ao custo de investimento em torno de 32 ou 42 milhões de reais.

Simulando-se outra situação de inserção de uma unidade de GD de 4,6 MW (tabela 4.5) em todas as barras, a análise dos resultados é algo muito semelhante ao caso anterior.

Ao analisar os resultados da tabela 4.5, observa-se que a variação do VP do custo evitado devido à GD nas barras 6,7,8,9 e 10 são muito próximos entre si, evidenciando que, do ponto de vista de custos evitados relativo à GD, não há vantagem alguma em se realizar grandes esforços computacionais para a escolha da barra ótima.

Reduzindo-se a potência da GD para 3,0 MW (tabela 4.6), supondo a mesma situação deste valor ter sido determinado por um estudo de mercado, verifica-se que o custo de investimento da GD que antes era de R\$ 32.200.000,00 (para 4,6 MW - tabela 4.5), nesta nova simulação se torna R\$ 21.000.000,00 e que o VP do custo evitado devido à GD praticamente não se alterou.

Tabela 4.5 - Custos relacionados à inserção de uma unidade de GD de 4,6 MW em todas as barras do alimentador.

Barra	Potência da GD (MW)	Custo de Investimento da GD (R\$)	VP do custo evitado devido à GD (R\$)
2	4,6	32.200.000,00	253.667,32
3			282.953,76
4			1.481.586,30
5			2.359.884,32
6			4.174.382,87
7			4.672.132,15
8			5.406.042,41
9			5.833.246,24
10			5.239.533,62

Tabela 4.6 - Custos relacionados à inserção de uma unidade de GD de 3,0 MW em todas as barras do alimentador.

Barra	Potência da GD (MW)	Custo de Investimento da GD (R\$)	VP do custo evitado devido à GD (R\$)
2	3,0	21.000.000,00	176.777,97
3			197.501,76
4			1.058.074,68
5			1.713.638,67
6			3.162.442,93
7			3.611.722,60
8			4.367.894,47
9			5.233.348,49
10			5.359.517,34

Ao se inserir no alimentador uma unidade de GD cujo valor de potência ativa é obtido através de um processo de otimização, encontra-se que a solução ótima é se inserir uma GD com potência de 4,6 MW na barra 9 o que proporciona um VP do custo evitado devido às perdas de cerca de R\$ 5,8 milhões de reais (tabela 4.4). No entanto, simulando um estudo de mercado, a inserção de 3,0 MW de potência ativa implica em VP do custo evitado devido às perdas de cerca de R\$ 5,2 milhões de reais (tabela 4.6). Ou seja, a diferença entre o VP do custo evitado entre essas duas situações é de apenas

cerca de R\$ 600 mil reais. Isso também reforça o fato de não ser necessário desenvolver um algoritmo complexo para otimização da potência e/ou da barra escolhida para se inserir uma unidade de GD, uma vez que o impacto que este estudo proporciona no VP do custo evitado devido às perdas é muito pequeno.

Dessa forma, realiza-se um estudo para o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para otimização da potência da GD e para encontrar a barra ótima para sua inserção no alimentador. No entanto, existe um cenário em que a potência da GD é estimada através de um estudo de mercado. Para os dados do alimentador em análise, considerando a primeira possibilidade, a GD é dimensionada com uma potência de 4,6 MW (tabela 4.5). Para a segunda possibilidade, a potência estipulada é de 3,0 MW (tabela 4.6). O custo dos 1,6 MW resultantes da diferença entre as duas possibilidades é muito alto, uma vez que, fazendo a análise para a barra 9, por exemplo, o custo de investimento de R\$ 32,2 milhões de reais se reduziram para R\$ 21 milhões, uma diferença de 11,2 milhões de reais. Já para o VP do custo evitado devido à GD, a diferença foi de R\$ 599.897,15 reais. Dessa forma, torna-se inviável realizar todo o desenvolvimento de uma ferramenta para otimização, uma vez que se implementada a alocação de uma unidade de 4,6 MW ao invés de uma de 3,0 MW, o custo seria de R\$11,2 milhões de reais a mais, para que se economize algo em torno de R\$ 600 mil reais.

Todas essas análises realizadas demonstram que os esforços de se desenvolver uma ferramenta computacional para escolher a barra ótima e a potência da GD a ser inserida em um alimentador é algo secundário do ponto de vista do custo que a inserção desta unidade de GD evita em um sistema de distribuição. Dessa forma, todo o esforço que muitos pesquisadores tiveram em determinar ou elaborar um método de otimização de forma a encontrar a barra ótima em um sistema de distribuição que minimizasse as perdas, resulta em algo que torna a escolha da barra (e sua potência) algo irrelevante, do ponto de vista econômico.

4.1.3 - Análise das perdas e dos custos considerando a curva de carga

Nesse momento, torna-se importante verificar se as mesmas conclusões são obtidas ao se considerar, não um alimentador com carga média, como observado nos resultados obtidos até agora, mas considerando-se a curva de carga.

Conforme descrito no item 3.3, considera-se uma curva de carga tipicamente residencial, com faixa de consumo acima de 1.000 kWh/mês. Além disso, partindo-se do princípio de que a unidade de GD escolhida para este trabalho é do tipo solar, adotou-se que esta unidade somente produz energia entre os horários de 6:00 hs e 18:00 hs.

Além disso, no algoritmo desenvolvido para esta simulação, considerou-se como potência da GD o máximo valor obtido durante despacho de geração diário. Admitiu-se também, da mesma forma que para as simulações anteriores, uma taxa de 7,5% a.a. e um período de análise de 25 anos.

Ao observar a tabela 4.7, verifica-se que as potências das unidades de GD são maiores do que ao se considerar carga média. Isso se deve ao fato de que agora há momentos durante o dia que a carga a ser suprida é maior do que antes (demanda máxima ou demanda de ponta). Da mesma forma, as perdas possuem valores maiores, uma vez que representam a soma de todas as 24 horas (96 pontos), em detrimento das simulações anteriores, cujos valores de perdas representavam somente 1 valor de leitura durante o dia (o valor médio).

Verifica-se que o percentual de redução das perdas ainda é maior quando há a inserção de uma unidade de GD na barra 9 (76,4%). Mas do ponto de vista do custo evitado que a utilização da GD proporciona, os valores continuam significativamente menores do que o custo de investimento. Além disso, a comparação do VP do custo evitado devido às perdas entre as 9 barras de carga do alimentador, demonstra que as barras em que ocorre o maior percentual de redução das perdas (barras 6 a 10) proporcionam valores muito próximos entre si para o VP do custo evitado, algo em torno de R\$ 6 milhões de reais.

Tabela 4.7 - Comparação de perdas e custos envolvidos considerando a curva de carga

Barra	Máxima potência da GD (MW)	Perdas antes da alocação da GD (MW)	Perdas após a alocação da GD (MW)	Percentual de redução das perdas (%)	Custo de Investimento da GD (R\$)	VP do custo evitado devido à GD (R\$)
2	25,1	81,46	76,49	6,1	175.700.000,00	510.874,00
3	24,4	81,46	75,98	6,7	170.800.000,00	563.022,10
4	19,3	81,46	57,34	29,6	135.100.000,00	2.477.653,31
5	16,9	81,46	46,39	43,1	118.300.000,00	3.601.993,60
6	13,0	81,46	28,34	65,2	91.000.000,00	5.455.499,69
7	11,8	81,46	24,88	69,5	82.600.000,00	5.811.500,55
8	9,9	81,46	20,58	74,7	69.300.000,00	6.252.690,47
9	7,4	81,46	19,26	76,4	51.800.000,00	6.388.238,14
10	5,8	81,46	22,73	72,1	40.600.000,00	6.031.952,07

Dessa forma, mesmo considerando que a demanda possui uma variação ao longo do dia de acordo com a curva de carga, o esforço computacional para determinar a barra ótima e a potência ótima do alimentador ainda é algo secundário, conforme demonstrado pela análise do VP do custo evitado devido às perdas.

Uma vez que foi feita a opção por testar todas as barras do alimentador, torna-se necessário medir o tempo de execução do algoritmo de alocação desenvolvido no âmbito desta tese de doutorado.

Para esse alimentador de 10 barras, considerando carga média, o tempo foi de 9,28 segundos. Ao considerar os 96 pontos da curva de carga, o tempo de execução aumentou para 336,5 segundos (cerca de 5,6 minutos), não sendo ainda um tempo de execução alto para simulações computacionais.

4.2 - ALIMENTADOR DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL DE 33 BARRAS

Para uma melhor descrição deste alimentador, o somatório das cargas é de 3,715 MW. Como as perdas são de 0,2110 MW, o percentual das perdas em relação ao somatório das cargas é de 5,68%.

4.2.1 - Análise da otimização da potência da GD e minimização das perdas

A tabela 4.8 mostra o resultado do algoritmo de alocação, ou seja, encontrou-se para cada barra a potência ativa ótima de forma a minimizar as perdas totais do alimentador em teste.

Tabela 4.8 - Potência ativa da GD e perdas antes e após a inserção da GD

Barra	Potência da GD (MW)	Perdas antes da alocação da GD (MW)	Perdas após a alocação da GD (MW)	Percentual de redução das perdas (%)
2	4,15	0,2110	0,2010	4,7
3	3,65		0,1605	23,9
4	3,18		0,1479	29,9
5	2,91		0,1358	35,6
6	2,59		0,1110	47,4
7	2,46		0,1120	46,9
8	1,79		0,1181	44,0
9	1,56		0,1214	42,5
10	1,40		0,1237	41,4
11	1,37		0,1242	41,1
12	1,32		0,1252	40,6
13	1,16		0,1294	38,7
14	1,11		0,1310	37,9
15	1,05		0,1335	36,7
16	0,98		0,1368	35,2
17	0,88		0,1426	32,4
18	0,82		0,1458	30,9
19	1,73		0,2062	2,3
20	0,47		0,2084	1,2
21	0,41		0,2085	1,2
22	0,32		0,2089	1,0
23	2,47		0,1698	19,5
24	1,71		0,1738	17,6
25	1,30		0,1794	15,0
26	2,45		0,1129	46,5
27	2,28		0,1153	45,3
28	1,86		0,1210	42,7
29	1,65		0,1233	41,6
30	1,54		0,1251	40,7
31	1,35		0,1312	37,8
32	1,30		0,1336	36,7
33	1,23		0,1373	34,9

Observa-se que a barra 2 possui uma baixa sensibilidade com relação à redução das perdas, uma vez que uma unidade de GD de 4,15 MW, um valor muito próximo ao do somatório de todas as cargas do alimentador (3,715 MW), resulta em um percentual de redução das perdas de apenas 4,7%. As barras 19 a 22 também possuem uma baixa sensibilidade com relação à redução das perdas, cujos valores percentuais são somente cerca de 1% a 2,3% .

Por outro lado, as barras 6 a 12 e 26 a 30 possuem percentuais de redução das perdas acima de 40%, indicando serem boas opções para alocação de unidades de GD. No entanto, a barra ótima é a 6, uma vez que inserindo-se 2,59 MW de potência, o percentual de redução das perdas é de 47,4%.

Observa-se que para cada uma das 33 barras, o algoritmo de alocação determina o valor ótimo de GD de forma a minimizar as perdas totais. Para verificar o comportamento das perdas, supõe-se uma potência de 2,59 MW (a mesma potência inserida para a barra ótima) para todas as barras (tabela 4.9).

Neste caso, observa-se que em algumas barras o percentual de redução das perdas resultou em um valor negativo, significando que as perdas aumentaram ao se inserir uma GD com potência de 2,59 MW. Na barra 18, por exemplo, as perdas passaram de 0,2110 MW para 0,3380 MW, um aumento de 60,2% nas perdas. No entanto, para as barras 6, 7, 26 e 27 as perdas ainda se reduziram a um percentual acima de 40%. De qualquer forma, para uma GD de 2,59 MW a barra ótima continua sendo a 6, com um percentual de redução das perdas de 47,4%.

Supondo agora que um estudo de mercado fez uma previsão de maneira a inserir uma potência de 1,0 MW no alimentador em teste, realizou-se um estudo para este caso simulando a inserção desta potência em todas as barras (tabela 4.10).

Para esta simulação observa-se que na hipótese de inserir uma unidade de GD de 1,0 MW no alimentador em teste os percentuais de redução das perdas são menores, assim como o aumento das perdas ocorre em uma menor quantidade de barras do que na simulação anterior (tabela 4.9).

Tabela 4.9 - *Percentual de redução das perdas ao ser inserir uma GD de 2,59 MW em todas as barras.*

Barra	Potência da GD (MW)	Perdas antes da alocação da GD (MW)	Perdas após a alocação da GD (MW)	Percentual de redução das perdas (%)
2	2,59	0,2110	0,2024	4,1
3			0,1647	21,9
4			0,1500	28,9
5			0,1367	35,2
6			0,1110	47,4
7			0,1123	46,8
8			0,1342	36,4
9			0,1539	27,1
10			0,1752	17,0
11			0,1794	15,0
12			0,1878	11,0
13			0,2233	-5,9
14			0,2376	-12,6
15			0,2543	-20,5
16			0,2757	-30,7
17			0,3161	-49,8
18			0,3380	-60,2
19			0,2074	1,7
20			0,2552	-21,0
21			0,2687	-27,4
22			0,2933	-39,0
23			0,1699	19,5
24			0,1830	13,3
25			0,2075	1,6
26			0,1132	46,3
27			0,1169	44,6
28			0,1334	36,8
29			0,1478	29,9
30			0,1586	24,9
31			0,1859	11,9
32			0,1961	7,1
33			0,2098	0,6

Tabela 4.10 – Percentual de redução das perdas ao ser inserir uma GD de 1,0 MW em todas as barras.

Barra	Potência da GD (MW)	Perdas antes da alocação da GD (MW)	Perdas após a alocação da GD (MW)	Percentual de redução das perdas (%)
2	1,0	0,2110	0,2068	2,00
3			0,1869	11,41
4			0,1771	16,04
5			0,1676	20,56
6			0,1476	30,06
7			0,1456	30,97
8			0,1352	35,91
9			0,1322	37,33
10			0,1302	38,27
11			0,1301	38,35
12			0,1300	38,40
13			0,1309	37,95
14			0,1318	37,54
15			0,1337	36,62
16			0,1368	35,18
17			0,1433	32,08
18			0,1474	30,15
19			0,2070	1,87
20			0,2113	-0,16
21			0,2129	-0,92
22			0,2165	-2,60
23			0,1842	12,68
24			0,1801	14,65
25			0,1810	14,20
26			0,1462	30,73
27			0,1445	31,53
28			0,1391	34,06
29			0,1360	35,54
30			0,1350	36,00
31			0,1362	35,44
32			0,1373	34,92
33			0,1397	33,80

Além disso, embora ainda exista algumas barras com um percentual de redução das perdas relativamente alto para este alimentador (acima de 30%), a barra 6 não é mais a ótima, mas a barra 12, com um percentual de redução das perdas de 38,40%.

Esses resultados confirmam a necessidade da escolha da barra ótima para alocação de uma unidade de GD em um sistema de distribuição, bem como o valor de sua potência ativa, uma vez que essas decisões podem implicar inclusive o aumento das perdas do alimentador em questão.

4.2.2 - Análise dos custos que envolvem a inserção de GD

Realizando os cálculos dos custos que envolvem a inserção de uma unidade de GD em todas as barras do alimentador em teste e considerando seus valores ótimos de potência inserida, resulta nos valores mostrados na tabela 4.11.

O maior VP do custo evitado devido à GD é com a inserção de uma potência de 2,59 MW na barra 6, a mesma barra que proporcionou a maior redução das perdas. Isso porque o cálculo desta parcela se baseia na energia relacionada à redução das perdas. Como as perdas se reduzem mais significativamente na barra 6, é esperado que o maior custo evitado seja nesta barra. Por esta mesma razão, os maiores valores do VP do custo evitado devido à GD acontecem nas barras de maior redução das perdas.

Da mesma forma que o observado para o alimentador de 10 barras, o VP do custo evitado devido à GD é muito menor do que o custo de investimento da GD. Na barra 6, por exemplo, o VP do custo evitado devido à GD é 18,4 vezes menor do que o valor de investimento, ou seja, investe-se cerca de R\$ 18,1 milhões de reais para que o custo evitado das perdas seja por volta de 986 mil reais. E esses resultados do VP do custo evitado devido às perdas podem ser ainda menores com relação ao custo de investimento como no caso da barra 19, em que ele representa 256 vezes menor ou para casos extremos como na barra 2, onde a o VP do custo evitado devido às perdas pode chegar a 295 vezes menor.

Tabela 4.11 - Custos relacionados à inserção da GD para todas as barras do alimentador.

Barra	Potência da GD (MW)	Custo de Investimento da GD (R\$)	VP do custo Evitado devido à GD (R\$)
2	4,15	29.050.000,00	98.443,06
3	3,65	25.550.000,00	497.631,83
4	3,18	22.260.000,00	621.823,90
5	2,91	20.370.000,00	741.087,70
6	2,59	18.130.000,00	985.529,22
7	2,46	17.220.000,00	975.672,71
8	1,79	12.530.000,00	915.547,98
9	1,56	10.920.000,00	883.021,49
10	1,4	9.800.000,00	860.351,51
11	1,37	9.590.000,00	855.423,25
12	1,32	9.240.000,00	845.566,74
13	1,16	8.120.000,00	804.169,39
14	1,11	7.770.000,00	788.398,97
15	1,05	7.350.000,00	763.757,68
16	0,98	6.860.000,00	731.231,19
17	0,88	6.160.000,00	674.063,41
18	0,82	5.740.000,00	642.522,57
19	1,73	12.110.000,00	47.189,19
20	0,47	3.290.000,00	25.504,86
21	0,41	2.870.000,00	24.519,21
22	0,32	2.240.000,00	20.576,60
23	2,47	17.290.000,00	405.966,26
24	1,71	11.970.000,00	366.540,21
25	1,3	9.100.000,00	311.343,74
26	2,45	17.150.000,00	966.801,85
27	2,28	15.960.000,00	943.146,22
28	1,86	13.020.000,00	886.964,10
29	1,65	11.550.000,00	864.294,12
30	1,54	10.780.000,00	846.552,39
31	1,35	9.450.000,00	786.427,66
32	1,3	9.100.000,00	762.772,03
33	1,23	8.610.000,00	726.302,93

Comparando-se os valores da coluna do VP do custo evitado devido à GD percebe-se que, para melhores barras, o este valor resulta em uma diferença muito pequena. Assim, do ponto de vista do VP do custo evitado, ao se colocar uma unidade de GD (dimensionada de forma a minimizar as perdas totais) na barra 6,7, 8, 26 ou 27 (que possuem um VP do custo evitado acima de R\$ 900.000,00), a diferença seria muito pequena, chegando a R\$ 69.981,24 reais entre as barras 6 e 8, por exemplo . Um valor

muito pequeno se comparado ao custo de investimento em torno de 12,5 ou 18,1 milhões de reais.

Simulando-se outra situação de inserção de uma unidade de GD de 2,59 MW (tabela 4.12) em todas as barras, a análise dos resultados é algo muito semelhante ao caso anterior.

Os resultados desta simulação mostram que em algumas barras o VP do custo evitado devido à GD é negativo, significando um gasto e não uma economia. Obviamente, como em algumas barras a inserção de uma potência de 2,59 MW resultou em um aumento das perdas (tabela 4.9), é natural haja um acréscimo no custo devido ao aumento das perdas no alimentador, representado na tabela 4.12 pelo sinal negativo. Dessa forma, as barras cujo VP do custo evitado devido à GD possuam valor negativo devem ser evitadas como candidatas a receber a unidade de GD, neste caso as barras 13,14,15,16,17,18, 20,21 e 22.

Entretanto, excluindo-se da análise as barras cujas perdas aumentaram com presença da GD de 2,59MW, a diferença entre o VP do custo evitado devido à GD para as melhores barras ainda é relativamente pequena se comparado ao custo de investimento. Por exemplo, as barras 6,7,26 e 27 são fortes candidatas a receber uma unidade de GD de 2,59 MW, pois o VP do custo evitado devido à GD são os maiores dentre todas as barras do alimentador em teste, acima de R\$ 900 mil reais. No entanto, esse ainda é um valor pequeno quando comparado a um investimento de R\$18,13 milhões de reais.

Analisando-se ainda o VP do custo evitado devido à GD para as barras citadas (6, 7, 26 e 27), a maior diferença de custo ocorre entre as barras 6 e 27, resultando no valor de R\$58.239,39. Ou seja, gasta-se um grande esforço desenvolvendo e utilizando ferramentas computacionais sofisticadas para se encontrar a barra 6 como ótima a se receber uma unidade de GD de 2,59 MW, no entanto a economia que se tem com esse estudo é de cerca de R\$ 985,5 mil reais num contexto de um custo de investimento de R\$18,13 milhões de reais.

Tabela 4.12 - Custos relacionados à inserção de uma unidade de GD de 2,59 MW em todas as barras do alimentador.

Barra	Potência da GD (MW)	Custo de Investimento da GD (R\$)	VP do custo evitado devido à GD (R\$)
2	2,59	18.130.000,00	84.344,43
3			456.364,80
4			601.365,36
5			732.286,77
6			985.529,22
7			973.035,10
8			756.768,73
9			562.629,69
10			352.757,10
11			311.524,77
12			229.006,01
13			-121.769,68
14			-262.667,55
15			-427.143,80
16			-638.317,21
17			-1.035.778,21
18			-1.251.785,19
19			35.443,25
20			-435.724,65
21			-568.952,56
22			-811.654,32
23			404.806,49
24			276.001,50
25			33.976,25
26			963.670,23
27			927.289,84
28			764.472,68
29			622.813,23
30			516.814,42
31			247.169,01
32			147.153,94
33			11.634,69

Dessa forma, verifica-se uma necessidade de realizar um estudo na alocação da GD, mas mais no sentido de se excluir as barras ruins (aquelas que promovem um aumento

das perdas) do que em se encontrar a ótima. Para isso, basta um simples estudo de sensibilidade e não os complexos métodos de alocação.

Reduzindo-se a potência da GD para 1,0 MW (tabela 4.13), supondo a mesma situação deste valor ter sido determinado por um estudo de mercado, verifica-se que as barras 20, 21 e 22 resultam em um VP do custo evitado das perdas devido à GD negativo, demonstrando o aumento das perdas (tabela 4.10).

Assim, a exemplo da análise realizada para o alimentador de 10 barras, realizou-se um estudo para o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para otimização da potência da GD e para encontrar a barra ótima para sua inserção no alimentador. No entanto, deve ser considerada a possibilidade de que a potência da GD pode ser estimada através de um estudo de mercado.

Para os dados do alimentador em análise, a GD é dimensionada com uma potência de 2,59 MW (tabela 4.12). Para a possibilidade de um estudo de mercado, a potência estipulada é de 1,0 MW (tabela 4.13). O custo dos 1,59 MW resultantes da diferença entre as duas possibilidades é muito alto, uma vez que, fazendo a análise para a barra 6, por exemplo, o custo de investimento de R\$ 18,13 milhões de reais se reduziram para R\$ 7 milhões, uma diferença de R\$ 11,13 milhões de reais. Já para o VP do custo evitado devido à GD, a diferença foi de R\$ 360,4 mil reais. Assim, a análise realizada para este alimentador confirma a inviabilidade de se desenvolver uma ferramenta para otimização, uma vez que se implementada a alocação de uma unidade de 2,59 MW ao invés de uma de 1,0 MW, o custo seria de R\$11,13 milhões de reais a mais, para que se economize algo em torno de R\$ 360,4 mil reais.

Tabela 4.13 - Custos relacionados à inserção de uma unidade de GD de 1,0 MW em todas as barras do alimentador.

Barra	Potência da GD (MW)	Custo de Investimento da GD (R\$)	VP do custo Evitado devido à GD (R\$)
2	1,00	7.000.000,00	41.691,58
3			237.323,23
4			333.591,33
5			427.565,54
6			625.139,44
7			644.141,10
8			746.826,56
9			776.347,78
10			795.818,45
11			797.627,52
12			798.630,53
13			789.293,95
14			780.699,75
15			761.536,53
16			731.628,57
17			667.238,30
18			626.937,76
19			38.881,94
20			-3.362,40
21			-19.216,60
22			-54.059,29
23			263.605,20
24			304.584,97
25			295.352,88
26			638.978,38
27			655.718,68
28			708.244,32
29			739.189,72
30			748.592,70
31			737.113,72
32			726.267,41
33			702.848,65

Conforme já analisado na tabela 4.10, para a inserção de uma unidade de GD de 1,0 MW, a barra ótima é a 12 (e não mais a barra 6), cujo VP do custo evitado devido à GD é de R\$ 798.630,53 reais. Além disso, observando a tabela 4.13, há cerca de 15 barras

que resultam em um VP do custo evitado devido à GD acima de R\$ 700 mil reais, o que acarreta uma diferença entre o valor máximo e mínimo (dentre essas 15 barra) de cerca de R\$95,7 mil reais (entre as barras 12 e 33).

4.2.3 - Análise das perdas e dos custos considerando a curva de carga

Nesse momento, ainda é importante verificar se as mesmas conclusões são obtidas ao se considerar a curva de carga, que para este trabalho é tipicamente residencial, com faixa de consumo acima de 1.000 kWh/mês. Além disso, como o tipo de GD solar, adotou-se que esta unidade somente produz energia entre os horários de 6:00 hs e 18:00 hs e que a potência da GD é o valor máximo valor obtido durante despacho de geração diário. Admitiu-se também, da mesma forma que para as simulações anteriores, uma taxa de 7,5% a.a. e um período de análise de 25 anos.

Ao observar a tabela 4.14, verifica-se que as potências das unidades de GD são maiores do que ao se considerar carga média. Isso se deve ao fato de que agora há momentos durante o dia que a carga a ser suprida é maior do que antes (demanda máxima ou demanda de ponta). Da mesma forma, as perdas possuem valores maiores, uma vez que representam a soma de todas as 24 horas (96 pontos), em detrimento das simulações anteriores, cujos valores de perdas representavam somente 1 valor de leitura durante o dia (o valor médio).

Verifica-se que o percentual de redução das perdas ainda é maior quando há a inserção de uma unidade de GD na barra 6 (48,3%). Mas do ponto de vista do custo evitado que a utilização da GD proporciona, os valores continuam significativamente menores do que o custo de investimento. Na barra 6, por exemplo, o custo de investimento da GD é de R\$ 28,7 milhões de reais e o VP do custo evitado devido à GD é de apenas R\$ 1,04 milhões de reais.

Tabela 4.14 - Comparação de perdas e custos envolvidos considerando a curva de carga.

Barra	Máxima potência da GD (MW)	Perdas antes da alocação da GD (MW)	Perdas após a alocação da GD (MW)	Percentual de redução das perdas (%)	Custo de Investimento da GD (R\$)	VP do custo evitado devido à GD (R\$)
2	6,790	21,125	20,104	4,8	47.530.000,00	104.769,80
3	5,899		15,961	24,4	41.293.000,00	530.313,80
4	5,120		14,667	30,6	35.847.000,00	663.167,09
5	4,666		13,436	36,4	32.662.000,00	789.600,66
6	4,109		10,912	48,3	28.770.000,00	1.048.810,43
7	3,896		11,010	47,9	27.279.000,00	1.038.768,52
8	2,845		11,626	45,0	19.915.000,00	975.547,73
9	2,484		11,956	43,4	17.395.000,00	941.632,38
10	2,223		12,192	42,3	15.568.000,00	917.412,58
11	2,182		12,239	42,1	15.274.000,00	912.524,58
12	2,106		12,347	41,6	14.749.000,00	901.500,54
13	1,852		12,774	39,5	12.964.000,00	857.601,47
14	1,771		12,937	38,8	12.397.000,00	840.906,45
15	1,686		13,188	37,6	11.809.000,00	815.052,03
16	1,590		13,521	36,0	11.137.000,00	780.920,01
17	1,435		14,115	33,2	10.052.000,00	719.869,67
18	1,360		14,438	31,7	9.527.000,00	686.747,59
19	2,817		20,635	2,3	19.719.000,00	50.309,18
20	0,767		20,862	1,2	5.369.000,00	26.927,77
21	0,671		20,874	1,2	4.697.000,00	25.781,88
22	0,531		20,909	1,0	3.724.000,00	22.145,40
23	4,000		16,916	19,9	28.007.000,00	432.188,81
24	2,754		17,331	18,0	19.285.000,00	389.639,78
25	2,095		17,899	15,3	14.672.000,00	331.254,74
26	3,890		11,106	47,4	27.230.000,00	1.028.923,95
27	3,627		11,351	46,3	25.396.000,00	1.003.706,97
28	2,946		11,927	43,5	20.629.000,00	944.589,41
29	2,616		12,159	42,4	18.312.000,00	920.729,55
30	2,447		12,352	41,5	17.136.000,00	900.960,47
31	2,150		12,968	38,6	15.050.000,00	837.676,47
32	2,063		13,208	37,5	14.441.000,00	812.993,63
33	1,960		13,588	35,7	13.720.000,00	773.969,05

Além disso, a comparação do VP do custo evitado devido à GD entre as 33 barras de carga do alimentador demonstra que as barras em que ocorre o maior percentual de redução das perdas (acima de R\$ 1 milhão de reais) são as barras 6, 7, 26 e 27, e elas proporcionam valores muito próximos entre si para o VP do custo evitado devido à GD.

Dessa forma, mesmo considerando que a demanda possui uma variação ao longo do dia de acordo com a curva de carga, o esforço computacional para determinar a barra ótima e a potência ótima do alimentador ainda é algo secundário, conforme demonstrado pela análise do VP do custo evitado devido às perdas.

Para esse alimentador de 33 barras, considerando carga média, o tempo foi de 23,9 segundos. Ao considerar os 96 pontos da curva de carga, o tempo de execução aumentou para cerca de 35,5 minutos.

4.3 - Alimentador de distribuição radial de 50 barras

Para uma melhor descrição deste alimentador de 50 barras, o somatório das cargas é de 2,1576 MW. Como as perdas são de 0,0575 MW, o percentual das perdas em relação ao somatório das cargas é de 2,66%.

4.3.1 - Análise da otimização da potência da GD e minimização das perdas

Realizando-se a execução do algoritmo de alocação para o alimentador de 50 barras da Ceilândia Norte, obteve-se os resultados mostrados na tabela 4.15. Observe que os valores das potências da GD não variaram muito, sendo que a maior diferença ocorre entre as barras 2 (potência de 2,244 MW) e 40 (potência de 1,411 MW). Da mesma forma, os percentuais de redução das perdas para a maior parte das barras ficaram acima de 40%. Isso indica que este é um alimentador cuja natureza é diferente dos demais alimentadores analisados anteriormente e isso o torna interessante para a realização de novas simulações.

Tabela 4.15 - Potência ativa da GD e perdas antes e após a inserção da GD

Barra	Potência da GD (MW)	Perdas antes da alocação da GD (MW)	Perdas após a alocação da GD (MW)	Percentual de redução das perdas (%)
2	2,244	0,0575	0,0454	21,10
3	2,239		0,0436	24,27
4	2,226		0,0398	30,81
5	2,216		0,0379	34,11
6	2,211		0,0370	35,60
7	2,190		0,0323	43,87
8	2,179		0,0294	48,90
9	2,169		0,0266	53,68
10	2,128		0,0255	55,62
11	2,071		0,0237	58,86
12	2,027		0,0230	60,05
13	2,017		0,0228	60,38
14	1,985		0,0222	61,42
15	1,898		0,0228	60,35
16	1,829		0,0234	59,38
17	1,804		0,0237	58,83
18	1,724		0,0251	56,38
19	1,672		0,0261	54,69
20	2,201		0,0438	23,86
21	2,205		0,0400	30,53
22	2,083		0,0382	33,54
23	2,118		0,0331	42,42
24	2,115		0,0302	47,47
25	2,108		0,0272	52,64
26	1,864		0,0301	47,73
27	1,666		0,0325	43,45
28	1,500		0,0348	39,47
29	2,108		0,0258	55,09
30	2,023		0,0243	57,69
31	1,799		0,0276	52,07
32	1,622		0,0303	47,33
33	1,447		0,0332	42,22
34	2,014		0,0232	59,66
35	1,943		0,0227	60,53
36	1,780		0,0248	56,92
37	1,639		0,0267	53,50
38	1,597		0,0274	52,33
39	1,505		0,0292	49,32
40	1,411		0,0307	46,62
41	1,776		0,0250	56,59
42	1,818		0,0235	59,10
43	1,784		0,0241	58,13
44	1,750		0,0247	57,13
45	1,716		0,0253	56,09
46	1,795		0,0238	58,60
47	1,762		0,0243	57,70
48	1,730		0,0249	56,77
49	1,697		0,0254	55,78
50	1,681		0,0259	55,06

Para esse alimentador de 50 barras, a barra cuja inserção de GD que resulta na minimização das perdas é a barra 14, cujo valor da potência ativa da GD de 1,985 MW, resultam em uma redução percentual das perdas de 61,42 %.

Supondo que um estudo de mercado fez uma previsão de maneira a inserir uma potência de 1,0 MW no alimentador em teste, realizou-se um estudo para este caso simulando a inserção desta potência em todas as barras (tabela 4.16).

Verifica-se que como o valor de 1,0 MW não é a potência ótima para nenhuma das barras, os valores da redução de perdas percentual foram menores do que aqueles encontrados para a situação de inserção da potência ótima (tabela 4.15). Para este valor de potência, a barra ótima para se inserir uma unidade de GD é a barra 16, uma vez que ao se alocar 1,0 MW de potência ativa, o percentual de redução das perdas é o maior, 47,44%. Ainda assim, a barra 14 continua sendo uma forte candidata a receber uma unidade de GD, pois nela há um percentual de redução das perdas de 46,57%.

4.3.2 - Análise dos custos que envolvem a inserção de GD

Realizando os cálculos dos custos que envolvem a inserção de uma unidade de GD em todas as barras do alimentador em teste e considerando seus valores ótimos de potência inserida, resulta nos valores mostrados na tabela 4.17.

Tabela 4.16 – Percentual de redução das perdas ao ser inserir uma GD de 1,0 MW em todas as barras.

Barra	Potência da GD (MW)	Perdas antes da alocação da GD (MW)	Perdas após a alocação da GD (MW)	Percentual de redução das perdas (%)
2	1,0	0,0575	0,0491	14,65
3			0,0478	16,88
4			0,0451	21,54
5			0,0438	23,92
6			0,0431	25,01
7			0,0397	31,05
8			0,0375	34,75
9			0,0355	38,29
10			0,0344	40,22
11			0,0326	43,38
12			0,0317	44,90
13			0,0315	45,30
14			0,0307	46,57
15			0,0304	47,10
16			0,0302	47,44
17			0,0303	47,39
18			0,0307	46,65
19			0,0310	46,04
20			0,0479	16,79
21			0,0452	21,48
22			0,0434	24,55
23			0,0398	30,73
24			0,0377	34,43
25			0,0355	38,30
26			0,0359	37,64
27			0,0365	36,63
28			0,0373	35,17
29			0,0345	40,10
30			0,0327	43,18
31			0,0334	41,99
32			0,0342	40,52
33			0,0355	38,29
34			0,0318	44,80
35			0,0308	46,53
36			0,0309	46,22
37			0,0313	45,55
38			0,0315	45,19
39			0,0323	43,91
40			0,0329	42,77
41			0,0311	46,02
42			0,0303	47,38
43			0,0304	47,15
44			0,0306	46,87
45			0,0308	46,54
46			0,0303	47,35
47			0,0304	47,14
48			0,0306	46,89
49			0,0307	46,58
50			0,0309	46,22

Tabela 4.17 - Custos relacionados à inserção da GD para todas as barras do alimentador.

Barra	Potência da GD (MW)	Custo de Investimento da GD (R\$)	Valor presente do custo evitado devido à GD (R\$)
2	2,244	15.708.000,00	119.628,47
3	2,239	15.680.000,00	137.590,93
4	2,226	15.582.000,00	174.694,38
5	2,216	15.512.000,00	193.386,47
6	2,211	15.484.000,00	201.869,73
7	2,190	15.337.000,00	248.761,52
8	2,179	15.260.000,00	277.261,91
9	2,169	15.190.000,00	304.349,59
10	2,128	14.896.000,00	315.375,30
11	2,071	14.497.000,00	333.720,05
12	2,027	14.196.000,00	340.498,55
13	2,017	14.119.000,00	342.341,06
14	1,985	13.895.000,00	348.225,21
15	1,898	13.293.000,00	342.199,43
16	1,829	12.803.000,00	336.694,96
17	1,804	12.628.000,00	333.536,89
18	1,724	12.075.000,00	319.667,13
19	1,672	11.711.000,00	310.053,02
20	2,201	15.414.000,00	135.273,77
21	2,205	15.442.000,00	173.124,76
22	2,083	14.581.000,00	190.141,09
23	2,118	14.826.000,00	240.486,13
24	2,115	14.812.000,00	269.144,86
25	2,108	14.756.000,00	298.439,51
26	1,864	13.048.000,00	270.627,23
27	1,666	11.662.000,00	246.326,39
28	1,500	10.500.000,00	223.762,28
29	2,108	14.756.000,00	312.361,51
30	2,023	14.168.000,00	327.103,54
31	1,799	12.593.000,00	295.231,94
32	1,622	11.354.000,00	268.371,34
33	1,447	10.129.000,00	239.369,51
34	2,014	14.098.000,00	338.253,23
35	1,943	13.608.000,00	343.188,82
36	1,780	12.460.000,00	322.719,83
37	1,639	11.480.000,00	303.337,98
38	1,597	11.179.000,00	296.686,67
39	1,505	10.542.000,00	279.660,63
40	1,411	9.884.000,00	264.353,31
41	1,776	12.432.000,00	320.842,26
42	1,818	12.733.000,00	335.082,92
43	1,784	12.488.000,00	329.605,58
44	1,750	12.250.000,00	323.897,43
45	1,716	12.012.000,00	318.013,91
46	1,795	12.565.000,00	332.231,09
47	1,762	12.334.000,00	327.145,80
48	1,730	12.110.000,00	321.885,16
49	1,697	11.879.000,00	316.233,58
50	1,681	11.774.000,00	312.159,04

Conforme esperado, observa-se que o maior custo evitado devido à GD é com a inserção de uma potência de 1,985 MW na barra 14. Isso porque o cálculo desta parcela se baseia na energia relacionada à redução das perdas. Como as perdas se reduzem mais significativamente na barra 14, é esperado que o maior custo evitado seja nesta barra.

Além disso, o VP do custo evitado é muito menor do que o custo de investimento da GD. Na barra 14, por exemplo, o VP do custo evitado devido às perdas é 39,9 vezes menor do que o valor de investimento, ou seja, investe-se R\$ 13,89 milhões de reais para que o custo evitado das perdas seja 348,2 mil reais.

E esses resultados do VP do custo evitado devido às GD são muito semelhantes para a grande maioria das 50 barras do alimentador analisado, confirmando o resultado das análises realizadas para os alimentadores de 10 e 33 barras.

Supondo que o valor da potência de unidade de GD de 1,0 MW ter sido determinada por um estudo de mercado, observa-se que o custo de investimento da GD, para esta situação, é de R\$ 7 milhões de reais (tabela 4.18).

Para esta situação onde o valor de potência de 1,0 MW não é o valor ótimo para nenhuma das barras, a barra que promove o maior VP do custo evitado devido à GD é a barra 16, e não mais a barra 14 (quando foi otimizada a potência da GD). Mas mesmo na barra 16, enquanto o custo de investimento é de R\$ 7 milhões de reais, o VP do custo evitado devido à GD é de R\$ 268.983,37 reais. Conforme já discutido para os outros alimentadores, este é um valor muito pequeno em relação ao custo de investimento, cerca de 26 vezes menor.

Tabela 4.18 - Custos relacionados à inserção de uma unidade de GD de 1,0 MW em todas as barras do alimentador.

Barra	Potência da GD (MW)	Custo de Investimento da GD (R\$)	VP do custo evitado devido à GD (R\$)
2	1,0	7.000.000,00	83.045,52
3			95.693,24
4			122.101,67
5			135.646,30
6			141.810,11
7			176.068,37
8			197.047,33
9			217.098,45
10			228.030,10
11			245.932,27
12			254.551,05
13			256.843,87
14			264.048,63
15			267.060,31
16			268.983,37
17			268.689,31
18			264.486,00
19			261.050,69
20			95.218,73
21			121.789,52
22			139.213,02
23			174.240,04
24			195.237,86
25			217.151,06
26			213.434,74
27			207.695,10
28			199.421,51
29			227.336,66
30			244.806,99
31			238.088,58
32			229.722,79
33			217.078,41
34			253.982,11
35			263.831,95
36			262.060,47
37			258.268,81
38			256.221,66
39			248.949,89
40			242.515,85
41			260.896,10
42			268.634,75
43			267.315,05
44			265.723,04
45			263.873,29
46			268.465,60
47			267.282,77
48			265.846,69
49			264.091,97
50			262.038,56

Dessa forma, através da análise de mercado, a potência da GD seria de 1,0 MW (tabela 4.18) com um custo de investimento de R\$ 7 milhões de reais, fazendo com que o VP do custo evitado devido à GD seja algo em torno de R\$ 264,1 mil reais (barra 14). Considerando os resultados do algoritmo de alocação, a potência da GD é 1,985 MW com um custo de investimento de R\$ 13,9 milhões de reais (tabela 4.17) e um VP do custo evitado devido à GD de aproximadamente R\$ 348,2 mil reais (barra 14). A análise realizada para este alimentador também confirma a inviabilidade de se desenvolver uma ferramenta para otimização, uma vez que se implementada a alocação de uma unidade de 1,985 MW ao invés de uma de 1,0 MW, o custo seria de R\$ 6,9 milhões de reais a mais, para que se economize algo em torno de R\$ 84,1 mil reais.

Os resultados obtidos com as simulações e cálculos para este alimentador confirmam o fato de que a escolha da barra é algo secundário do ponto de vista dos custos envolvidos, já que ao se inserir uma unidade de GD de 1 MW o VP do custo evitado devido à GD não se modifica muito na maioria das barras desse alimentador (tabela 4.18). Dessa forma, sob o ponto de vista do VP do custo evitado devido à redução das perdas que esta unidade proporciona ao sistema de distribuição, não há vantagem em se desenvolver um método complexo de alocação para encontrar a barra ótima para se inserir um unidade de GD.

4.3.3 - Análise das perdas e dos custos considerando a curva de carga

Da mesma forma que realizado anteriormente, com a finalidade de se confirmar as conclusões obtidas sobre a alocação de unidades de GD, também foi realizada uma simulação considerando a modelagem da curva de carga (tabela 4.19).

Verifica-se que o percentual de redução das perdas ainda é maior quando há a inserção de uma unidade de GD na barra 14 (62,53%). E a exemplo dos alimentadores de 10 e 33 barras, do ponto de vista do VP do custo evitado que a utilização da GD proporciona, os valores continuam significativamente menores do que o custo de investimento. Além disso, a comparação do VP do custo evitado devido às perdas entre as 50 barras de carga do alimentador demonstra os valores são muito próximo entre si, confirmando o fato de que a escolha da barra não altera significativamente os custos que envolvem a alocação de unidades de GD.

Tabela 4.19 - Comparação de perdas e custos envolvidos considerando a curva de carga.

Barra	Máxima potência da GD (MW)	Perdas antes da alocação da GD (MW)	Perdas após a alocação da GD (MW)	Percentual de redução das perdas (%)	Custo de Investimento da GD (R\$)	VP do custo evitado devido à GD (R\$)
2	3,558	5,715	4,485	21,52	24.906.000,00	126.292,63
3	3,547		4,301	24,75	24.829.000,00	145.235,26
4	3,519		3,920	31,41	24.640.000,00	184.347,08
5	3,500		3,728	34,77	24.507.000,00	204.044,15
6	3,492		3,641	36,29	24.451.000,00	212.981,65
7	3,452		3,160	44,70	24.164.000,00	262.362,66
8	3,430		2,868	49,81	24.010.000,00	292.358,92
9	3,410		2,591	54,67	23.870.000,00	320.856,97
10	3,343		2,478	56,65	23.408.000,00	332.460,87
11	3,250		2,290	59,93	22.757.000,00	351.759,81
12	3,182		2,220	61,15	22.274.000,00	358.892,73
13	3,164		2,201	61,48	22.155.000,00	360.831,14
14	3,114		2,141	62,53	21.798.000,00	367.020,44
15	2,979		2,203	61,46	20.860.000,00	360.697,20
16	2,870		2,259	60,47	20.097.000,00	354.917,92
17	2,832		2,291	59,91	19.824.000,00	351.600,51
18	2,709		2,433	57,42	18.970.000,00	337.026,56
19	2,629		2,532	55,70	18.410.000,00	326.921,79
20	3,488		4,324	24,33	24.416.000,00	142.792,62
21	3,488		3,936	31,13	24.416.000,00	182.693,46
22	3,292		3,761	34,18	23.044.000,00	200.631,50
23	3,338		3,245	43,22	23.373.000,00	253.655,73
24	3,331		2,951	48,36	23.317.000,00	283.822,88
25	3,314		2,651	53,61	23.198.000,00	314.644,44
26	2,935		2,936	48,63	20.545.000,00	285.398,61
27	2,626		3,185	44,27	18.389.000,00	259.831,34
28	2,367		3,416	40,22	16.576.000,00	236.082,44
29	3,312		2,508	56,11	23.184.000,00	329.293,55
30	3,177		2,357	58,75	22.246.000,00	344.808,59
31	2,830		2,684	53,04	19.810.000,00	311.311,23
32	2,555		2,959	48,23	17.892.000,00	283.063,90
33	2,283		3,256	43,03	15.981.000,00	252.550,18
34	3,161		2,243	60,75	22.127.000,00	356.534,04
35	3,049		2,193	61,63	21.350.000,00	361.732,03
36	2,796		2,402	57,97	19.572.000,00	340.230,89
37	2,578		2,600	54,50	18.046.000,00	319.860,74
38	2,512		2,668	53,31	17.584.000,00	312.868,37
39	2,370		2,843	50,26	16.590.000,00	294.966,12
40	2,224		2,999	47,51	15.568.000,00	278.864,74
41	2,790		2,421	57,63	19.530.000,00	338.258,91
42	2,854		2,275	60,18	19.985.000,00	353.224,44
43	2,801		2,331	59,20	19.614.000,00	347.469,85
44	2,748		2,390	58,18	19.243.000,00	341.471,94
45	2,696		2,450	57,13	18.879.000,00	335.288,94
46	2,818		2,305	59,67	19.726.000,00	350.228,69
47	2,767		2,357	58,76	19.376.000,00	344.885,71
48	2,717		2,410	57,82	19.026.000,00	339.357,79
49	2,666		2,468	56,81	18.669.000,00	333.418,33
50	2,643		2,510	56,08	18.501.000,00	329.136,01

Para esse alimentador de 50 barras, considerando carga média, o tempo foi de 34,5 segundos. Ao considerar os 96 pontos da curva de carga, o tempo de execução aumentou para cerca de 1 hora.

O tempo de execução para os alimentadores que consideram a curva de carga é maior, especialmente para outros alimentadores que possuem um número maior de barras. No entanto, deve-se ressaltar que o objetivo principal deste trabalho não é encontrar um método ótimo para a escolha da barra a se inserir uma unidade de GD, mas exatamente questionar as diversas escolhas dos métodos de otimização, diante dos resultados já discutidos até agora.

4.4 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DO CUSTO DE INVESTIMENTO DA GD

Se em uma projeção futura de mercado os custos de investimento da GD caíssem pela metade, ainda assim, o VP do custo evitado devido à GD seria tão pequeno que ainda inviabilizaria o esforço em se desenvolver uma ferramenta de alocação que minimizasse as perdas.

Tomando como exemplo o alimentador de 10 barras (item 4.1), e supondo que o custo de investimento de uma unidade solar seja, não mais os R\$ 7 milhões de reais por MW, mas R\$ 3,5 milhões de reais por MW, então o custo de investimento para uma unidade de GD de 4,6 MW (barra 9) seria de R\$ 16,1 milhões de reais. Já o VP do custo evitado devido à GD não se alteraria, resultando ainda no valor de R\$ 5.833.246,24 reais. Ou seja, o custo de investimento ainda seria 2,7 vezes maior do que o custo evitado devido à GD.

4.5 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo descreveu os resultados obtidos com as simulações de três alimentadores de forma detalhada para permitir o entendimento dos métodos descritos no capítulo 3, bem com que se tirassem conclusões pertinentes aos aspectos de alocação da GD com a minimização de perdas e potência, bem como da análise dos custos que envolvem a inserção de uma unidade de GD no sistema de distribuição.

Apesar de não se esperar que o VP do custo evitado devido à GD seja próximo do custo de investimento, deseja-se mostrar que ele é bem menor. Isso porque quando realiza-se a alocação de unidade de GD e verificam-se altos percentuais de redução das perdas, imagina-se que o custo que ela evita é bastante alto. No entanto, esta tese mostrou que o VP do custo evitado devido à GD não é tão alto como imaginado.

O desenvolvimento de uma metodologia para calcular o VP do custo evitado devido à GD para todas as barras do alimentador mostrou que não é necessário desenvolver métodos complexos para encontrar a barra ótima a se inserir uma unidade de GD de forma a minimizar as perdas. Muitas vezes, a solução encontrada por essa alocação resulta em unidades de GD com potências mais altas, conseqüentemente mais caras, cujo custo evitado é muito pequeno quando comparado entre as barras do alimentador em questão.

No entanto, os métodos de otimização são importantes ferramentas para a alocação de unidades de GD. O que esta tese vem questionar é o desenvolvimento de ferramentas complexas para a escolha da barra ótima. Primeiro porque por serem métodos probabilísticos, correm o risco de não encontrar a solução global do problema de alocação. Segundo porque métodos mais simples como o de sensibilidade são relativamente fáceis de desenvolver e encontram as soluções rapidamente. Além disso, métodos mais simples para alocação de GD são mais fáceis de serem normatizados e utilizados pelos interessados em se beneficiar com a redução das perdas no alimentador.

5 - CONCLUSÕES

O presente trabalho desenvolveu um algoritmo de alocação de unidades de GD que encontra a barra ótima do alimentador de forma a minimizar as perdas totais. Esse algoritmo de alocação considerou duas modelagens para as cargas: carga média e curva de carga.

As seguintes contribuições foram apresentadas:

- Desenvolvimento um algoritmo de alocação que encontra a barra ótima de um alimentador a se inserir uma unidade de GD que minimize as perdas totais. O algoritmo também encontra o valor ótimo de potência ativa a ser injetada pela GD para a minimização das perdas.
- Utilização nas simulações da curva de carga diária típica de consumidores residenciais, tornando os resultados mais reais e confirmando as análises realizadas para carga média;
- Desenvolvimento de uma metodologia de custos de investimento em GD, principalmente na parcela referente aos custos evitados devido à redução das perdas com a utilização do MIX, utilizado pela ANEEL;
- Comprovação de que o desenvolvimento de métodos complexos e das incansáveis buscas por métodos mais eficientes para encontrar a barra ótima em um sistema de distribuição que minimize as perdas tem importância secundária do ponto de vista de custos relacionados à inserção de GD, conforme abordado neste trabalho;
- Constatação de que a localização da barra ótima em que se insere uma unidade de GD proporciona uma diminuição maior no percentual de redução das perdas, mas que a escolha dessa barra não tem praticamente nenhuma influência no que tange a maximização dos custos evitados devido à redução das perdas. Ou seja, os custos evitados devido à redução das perdas que a GD proporciona é praticamente o mesmo para todas as barras do alimentador.
- Os resultados obtidos permanecem válidos mesmo considerando outros tipos de GD, como eólica etc.
- Embora não tenham sido considerados os custos de O&M, eles viriam reforçar os resultados obtidos nesta tese, tendo em vista que este custo se somaria ao

investimento da GD, fazendo com que o percentual de redução das perdas fossem ainda menores em relação à esse custos da GD.

Como atividades próximas, pretende-se:

- Verificar outros métodos de alocação que consideram alocação de potência reativa para o controle da tensão, além da redução das perdas, a fim de verificar se ainda representam interesse tendo em vista os resultados obtidos nesta tese;
- Realizar simulações que consideram a alocação de diversas unidades de GD;
- Considerar na análise econômica o custo com a energia vendida e verificar se esta parcela influencia nos resultados obtidos nesta tese;
- Realizar simulações considerando que a GD gera potência durante as 24 horas do dia e verificar se o VP do custo evitado devido à GD é maior do que os encontrados neste trabalho;
- Verificar se os resultados obtidos são válidos também para GDs de outros tipos e especialmente aquelas que utilizam combustível que possuem um alto custo; e
- Considerar outras curvas de carga com diferentes perfis de consumo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABREU, Y. V.; OLIVEIRA, M. A. G.; GUERRA, S. M. *Energia, sociedade e meio ambiente*. Palmas, 2010.

ACKERMANN, T. *Distributed resources in a re-regulated market environment*. 2004. 461 f. Tese (Doctoral Dissertation)–Department of Electrical Engineering, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, 2004.

AGÊNCIA AMBIENTE ENERGIA. *Geração Distribuída: 30 mil MW até 2020*. Maio, 2012. Disponível em: <<http://www.power.inf.br/site/todas-as-noticias-de-eletricidade/11040-geracao-distribuida-30-mil-mw-ate-2020>>. Acesso em: 29/07/2012.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. *Distributed Generation: A definition*. Elsevier: Electric Power Systems Research 57, p.195 -204. 2001.

ALHAJRI, M. F.; EL-HAWARY, M. E. *The effect of distributed generation modeling and static load representation on the optimal integrated sizing and network losses*. Electrical and Computer Engineering. CCECE 2008. Canadian Conference on Niagara Falls, 2008.

ALINEJAD-BEROMI, Y.; SEDIGHIZADEH, M.; BAYAT, M. R.; KHODAYAR, M. E. *Using genetic alghoritm for distributed generation allocation to reduce losses and improve voltage profile*. Universities Power Engineering Conference. UPEC 2007.42nd International, p.954-959. Brighton, 2007.

ALINEJAD-BEROMI, Y.; SEDIGHIZADEH, M.; SADIGHI, M. *A particle swarm optimization for sitting and sizing of distributed generation in distribution network to improve voltage profile and reduce THD and losses*. Universities Power Engineering Conference, 43rd International, p.1-5. Padova 2008.

ANNEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=182>> Acesso em 28/06.

_____. Nota técnica nº 126/2010 – SRD/SRE/ANEEL, de 25 de novembro de 2010. *Estrutura tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica*. Disponível em <www.aneel.com.br>. Acesso em 11/07/2012.

_____. Nota técnica nº 159, de 08 de junho de 2011. *Homologação das tarifas de suprimento e de fornecimento de energia elétrica e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, fixação da receita anual das instalações de conexão e estabelecimento do valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica*. Disponível em <www.aneel.com.br>. Acesso em 10/07/2012.

_____. Nota técnica nº 269/2005. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10 de Janeiro, 2006.

_____. Nota técnica nº 360, de 06 de dezembro de 2010. *Proposta de aprimoramento da metodologia da estrutura tarifária aplicada ao setor de distribuição de energia elétrica*. Disponível em <www.aneel.com.br>. Acesso em 09/07/2012.

ARMANDO FILHO, S. *Análise regulatória das condições de interconexão da geração distribuída: requisitos para os procedimentos de distribuição*. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá, Dezembro, 2005.

ASSEMBLÉIA LEGISLATIVA DO PARANÁ. *Deputados aprovam Política Estadual de Geração Distribuída com Energias Renováveis*. 2012. Disponível em: <<http://www.alep.pr.gov.br/imprensa/noticias/noticia/21372/deputados-aprovam-politica-estadual-de-geracao-distribuida-com-energias-renovaveis/>>. Acesso em: 02/07/2012.

BARROS, M.; MELLO, M. F.; SOUZA, R. C. *Aquisição de energia no mercado cativo brasileiro: simulações dos efeitos da regulação sobre o risco das distribuidoras*. Pesquisa Operacional Scielo. Vol.29, n.2, pp. 303-322. ISSN 0101-7438, 2009.

BRASIL. Decreto n.º 4.873, de 11 de novembro de 2003. Institui o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – “LUZ PARA TODOS” e dá

outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 9 fev. 2011.

_____. Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 9 fev. 2011.

_____. Lei n.º 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 9 fev. 2011.

_____. Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 9 fev. 2011.

_____. Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis 9.427, de 26/12/1996, 9.648, de 27/5/1998, 3.890-A, de 25/4/1961, 5.655, de 20/5/1971, 5.899, de 5/7/1973, 9.991, de 24/7/2000, e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 9 fev. 2011.

_____. Presidência da República. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 20 maio 2011.

CANO, E. B. *Utilizing fuzzy optimization for distributed generation allocation*. TENCON 2007 - 2007 IEEE Region 10 Conference, p.1-4. Taipei, 2007.

CARPANETO, E.; CHICCO, G.; AKILIMALI, J. S. *Branch current decomposition method for loss allocation in radial distribution systems with distributed generation*. Power Systems, IEEE Transactions on, p 1170-1179. Atlanta, GA 2006.

CARPINELLI, G.; CELLI, G.; MOCCI, S.; PILO, F.; RUSSO, A. *Optimization of embedded generation sizing and siting by using a double trade-off method*. Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings, p.503-513. 2005.

CELLI, G.; GHIANI, E.; MOCCI, S.; PILO, F. *A Multi-objective Formulation for the optimal sizing and siting of embedded generation in distribution networks*. Power Tech Conference Proceedings, IEEE, 8 pp. vol.1. Bologna 2003.

CELLI, G.; MOCCI, S.; PILO, F.; SOMA, G. G. *A multi-objective approach for the optimal distributed generation allocation with environmental constraints*. Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2008. PMAPS '08. Proceedings of the 10th International Conference on, p.1-8. Rincon 2008.

CELLI, G.; GHIANI, E.; MOCCI, S.; PILO, F. *A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation*. IEEE Trans Power Syst, pp. 750-757, 2005.

COELHO NETO, A. *Análise da confiabilidade em redes de distribuição radiais: Reconfiguração e alocação de geração distribuída*. PPGEE/UFMA, 2006.

DIAS, M. V. X. D.; BOROTNI, E. C.; HADDAD, J. *Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras*. SBPE: Sociedade Brasileira de Planejamento Energético. Revista Brasileira de Energia, Vol. 11, nº 2. 2005.

DPCA, *Distributed Power Coalition of America, Benefits of Distributed Power to Utilities*. Novembro, 2005. Disponível em: <http://www.distributed-generation.com/dpca/utilities.html>. Acesso em 05/07/2012

EL-KHATTAM, W; SALAMA, M.M.A. *Distributed generation technologies, definitions and benefits*. In: Electric Power Systems Research, Elsevier Science, Oxford, UK, v. 71, n. 2, p. 119–128, 2004.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_26/NT_MetodologiaCalculoCME_2011.pdf>. Acesso 15/04/2013.

_____. *Custo Marginal de Expansão: Metodologia de Cálculo*. RJ, 2011.

FIGUEIREDO, F. M. Arquivo pessoal. Universidade de Brasília. 2008.

FRIENDLANDER, A. *Elementos de programação não-linear*. Unicamp. 1994.

GOMES, L. A., MURARI, C. A.F.; PAVANI, A. P.G. *Método Baseado em Lógica Nebulosa para Inserção de Geração Distribuída sob a Óptica do Perfil de Tensão*. XVIII Congresso Brasileiro de Automática (CBA), Bonito – MS, 2010.

GOMIDE, F. A. C.; GUDWIN, R. R.; TANSCHKEIT, R. *Conceitos fundamentais da teoria de conjuntos fuzzy - lógica fuzzy e aplicações*. Proceedings of 6th International Fuzzy Systems Association World Congress - IFSA95, Tutorials, pp. 1-38, 1995.

HUSSEIN, D. N.; EL-SAYED, M. A. H.; ATTIA, H. A. *Optimal sizing and siting of distributed Generation*. Power Systems Conference, 2006. MEPCON 2006. Eleventh International Middle East , p.19-21, vol 2. El-Minia 2006.

JABR, R. A.; PAL, B. C. *Ordinal optimization approach for locating and sizing of distributed generation*. Generation, Transmission & Distribution, IET, p.713-723. 2009.

IEA-PVPS - International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme. Trends in Photovoltaic Applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2011. Report IEA-PVPS T1-21: 2012. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: 03/03/2013.

KAGAN, N., OLIVEIRA, C. C. B.; GUARALDO, J.C. *Avaliação Técnico-Econômica da Viabilidade de Projetos de Geração Distribuída*. II CITEL, Salvador, BA, pp. 297-299, 2003.

KASHEM, M. A.; LE, AN D. T.; NEGNEVITSKY, M.; LEDWICH, G. *Distributed generation for minimization of power losses in distribution systems*. Power Engineering Society General Meeting, IEEE, 8pp. Montreal 2006.

KAZEMI, A; SADEGHI, M. *A Load flow based method for optimal location of dispersed generation units*. Power Systems Conference and Exposition-IEEE/PES, p. 1-5. Seattle 2009a.

KAZEMI, A.; SADEGHI, M. *Distributed generation allocation for loss reduction and voltage improvement*. Power and Energy Engineering Conference, 2009.APPEEC. Asia-Pacific, p.1-6. Wuhan 2009b.

KAZEMI, A.; SADEGHI, M. *Siting and sizing of distributed generation for loss reduction*. Power and Energy Engineering Conference, 2009.APPEEC 2009. Asia-Pacific, p.1-4. Wuhan, 2009c.

KEANE, A; O'MALLEY, M. *Optimal allocation of embedded generation on distribution networks*. Power Systems, IEEE Transactions on, p.1640-1646. 2005.

KEANE, A.; O'MALLEY, M. *Optimal distributed generation plant mix with novel loss adjustment factors*. Power Engineering Society General Meeting, 6 pp. Montreal 2006.

KHALESI, N.E.; HAGHIFAM, M. *Application of dynamic programming for distributed generation allocation*. Electrical Power & Energy Conference (EPEC), IEEE, p.1-6. Montreal, QC, Canada 2009.

KUMAR, A.; GAO, W. *Optimal distributed generation location using mixed integer non-linear programming in hybrid electricity markets*. Generation, Transmission & Distribution, IET, p.281-298. 2010.

LE. AN D. T.; KASHEM,M.A.; NEGNEVITSKY, M.; LEDWICH,G. *Optimal distributed generation parameters for reducing losses with economic consideration*. Power Engineering Society General Meeting, IEEE, p.1-8. Tampa, FL 2007.

LEE, S.E e PARK, J. *Selection of optimal location and size of multiple distributed generations by using kalman filter algorithm*. Power Systems, IEEE Transactions on, p.1393-1400.Atlanta, 2009.

LEZAMA, J.M.L.; FELTRIN, A. P. *Placement and sizing evaluation of distributed generation in electric power systems*. Electricity Distribution. CIRED 2009.20th International Conference and Exhibition on, p.1-4. Prague, Czech Republic, 2009.

LEZAMA, J. L. M.; FELTRIN, A. P. *Alocação e dimensionamento ótimo de geração distribuída em sistemas com mercados elétricos*. XVII Congresso Brasileiro de Automática, Juiz de Fora, Minas Gerais, 2008.

LUENBERGER, G.D. *Introduction to Linear and Nonlinear Programming*. Addison-Wesley Publishing Company Inc, 356p, 1973.

MARTINS, C.C. *Avaliação de Determinados Aspectos Estáticos e Dinâmicos da Presença de Geração Distribuída numa Rede de Distribuição*. Tese de Mestrado, UFRJ, 2004.

MENDONÇA, K. R. S. *Ajuste ótimo da potência inserida por unidades de geração distribuída em alimentadores de média tensão*. Dissertação de mestrado. Universidade de Brasília. Maio, 2006.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA (MME), EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço Energético Nacional 2012, resultados preliminares: ano base 2011*. Rio de Janeiro, 2012.

MONTICELLI, A. Jr. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. São Paulo,1983.

- MORTADA, V. *Notas sobre Geração Distribuída*. Fórum de Cogeração. 2001.
- NERVES, A. C.; RONCESVALLES, J. C. K. *Application of evolutionary programming to optimal siting and sizing and optimal scheduling of distributed generation*. TENCON 2009 - 2009 IEEE Region 10 Conference, p.1-6. Singapore 2009.
- NUTSTEEL. *Aumenta a participação das renováveis na matriz elétrica brasileira*. Junho, 2012. Disponível em: <http://www.nutsteel.com.br/nutnews_jun12_03.cfm>. Acesso em: 19/08/2012.
- PAULA, R. C. *Análise do Impacto Conjunto da Geração Distribuída e Veículos Elétricos plug-in em Sistemas Elétricos*. Monografia em Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2011.
- PAINULY, J.P. *Barriers to Renewable Energy Penetration: a Framework for Analysis Renewable Energy*. Elsevier, n° 24-2001, Dinamarca, pp.73-89, 2000.
- PAYYALA, S. L.; GREEN, T. C. *Sizing of distributed generation plant through techno-economic feasibility assessment*. Power Engineering Society General Meeting, IEEE, 8 pp. Montreal, 2006.
- PISICĂ, I.; BULAC, C.; EREMIA, M. *Optimal distributed generation location and sizing using genetic algorithms*. Intelligent System Applications to Power Systems, 2009. ISAP '09. 15th International Conference on, p.1-6. Curitiba 2009.
- RAHMAN, T. K. A.; RAHIM, S. R. A.; MUSIRIN, I. *Optimal allocation and sizing of embedded generators*. Power and Energy Conference. PECon 2004. Proceedings National, p.288-294. 2004.
- RAIA, M. R. F. *Eficiência Energética I: balanço energético nacional e matriz energética*. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. 2011.

RODRIGUES, F. F.C. *Programação da contratação de energia considerando geração distribuída no novo modelo do setor elétrico brasileiro*. 2006. 171 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica) – Programas de Pós-graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006

ROSEINBERG, M.; BARRETO, J. M.; AZEVEDO, F. M. Um ambiente evolucionário para geração de redes neurais em agentes autônomos, IV Congresso Brasileiro de redes neurais, pp 204-208. São José dos Campos, SP, 1999.

SANTOS, F. A. C. M.; SANTOS F. M. S. M. Geração distribuída versus centralizada. Revista do Instituto Politécnico de Viseu nº 35. Novembro, 2008.

SANTOS, E. C. *Utilização dos Coeficientes De Sensibilidade das Perdas (Itl) na determinação das Melhores Barras para Localização de uma Unidade de Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição Radiais*. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. Universidade de Brasília, 2009.

SEDIGHIZADEH, M; REZAZADEH, A. *Using Genetic Alghoritm for Distributed Generation Allocation to Reduce Losses and Improve Voltage Profile*. World Academy of Science, Engineering and Technology. 2008

SELTEC – *Soluções Elétricas e Tecnológicas. Geração distribuída: 30 mil MW até 2020*. Disponível em: <<http://seltecminas.com.br/blog/?p=35>>. Acesso em: 03/07/2012.

SEVERINO, M.M. *Avaliação técnico-econômica de um sistema híbrido de geração distribuída Para atendimento a comunidades Isoladas da Amazônia*. Tese de doutorado. Universidade de Brasília. Brasília, 2008.

SHARMA, K. MANJUNATHA; VITTAL, K.P.; SESHAGIRI, P. *A Heuristic approach for distributed generation sources location and capacity evaluation in distribution systems*. TENCON 2008 - 2008 IEEE Region 10 Conference. Hyderabad , p.1-6. November 2008.

SILVA, D.2012: *Ano Internacional da Energia Sustentável para Todos*. Instituto Ressoar. Disponível em:<http://www.ressoar.org.br/dicas_sustentabilidade_2012_ano_energia_sustentavel_para_todos.asp>. Acesso em: 02/07/2012.

SILVA, J. O. F. *Alocação de custos de congestionamento em redes de transmissão de energia elétrica baseada no princípio usuário-pagador*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade de Brasília, Brasília, 2008.

SINGH, R. K.; GOSWAMI, S. K. *Optimal siting and sizing of distributed generations in radial and networked systems considering different voltage dependent static load models*. Power and Energy Conference, PECon 2008.IEEE.2nd International, p.1535-1540. Johor Bahru 2008.

SOUZA, B. A; ALBUQUERQUE, J. M. C. *Optimal placement of distributed generators networks using evolutionary programming*. Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America. TDC '06.IEEE/PES, p.1-6.Caracas, 2006

SUCUPIRA, I. R. *Métodos heurísticos genéricos: meta-heurísticas e hiper-heurísticas*. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

TAUTIVA, C; CADENA, A; RODRIGUEZ, F. *Optimal placement of distributed generation on distribution networks*. Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, IEEE/PES, p.1-5. Bogota 2008.

VALLEM, M.R.; MITRA,J. *Siting and Sizing of Distributed Generation for Optimal Microgrid Architecture*. Power Symposium, 2005. Proceedings of the 37th Annual North American, p. 611-616. 2005.

VOVOS, P.N.; BIALEK, J. W.; HARRISON, G.P. *Optimal generation capacity allocation and network expansion signaling using OPF*. Universities Power Engineering Conference, UPEC. 39th International, p. 1327-1331 vol. 2. 2004.

WILLIS, H. Lee; SCOTT, Walter G. *Distributed power generation: planning and evaluation*. New York: Marcel Dekker, 2000.

ZIMMERMAN, Rayd, MURILLO-Sánchezz, CARLOS E.; GAN, David. MATPOWER: “*A Matlab Power System Simulation Package*”.Cornell University ,Ithaca , NY, setembro de 2007.

ZUMARÁN, D. R. O. *Avaliação Econômica da Geração de Energia Elétrica Fotovoltaica Conectada à Redes em Mercados Elétricos Desregulados*. Programa de Pós-Graduação em Energia, USP, 2000.

APÊNDICE

APÊNDICE A – DADOS DO ALIMENTADOR DE 10 BARRAS

O formato dos arquivos de entrada que contém os dados das linhas é o mostrado nesses apêndices. São esses arquivos em formato texto que servem de entrada do programa de alocação desenvolvido nesse trabalho. Os vetores *ifr* e *ito* são as referências para a numeração das barras. Os vetores *rl* e *xl* são respectivamente valores de resistência e reatância de linha. Os vetores *Pl* e *Ql* são respectivamente valores de potência ativa e reativa de carga.

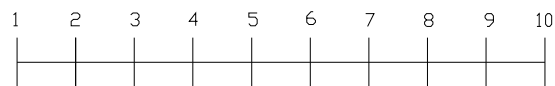


Figura A.1 – *Topologia do alimentador de 10 barras.*

Tensão de base (kV)

13.0636

Potência de base (MVA)

1

Vetor *ifr* (barra de origem)

[1 2 3 4 5 6 7 8 9]

Vetor *ito* (barra de destino)

[2 3 4 5 6 7 8 9 10]

rl (ohms)

[0,1233 0,0140 0,7463 0,6984 1,9831 0,9053 2,0552 4,7953 5,3434]

xl (ohms)

[0,4127 0,6051 1,2050 0,6084 1,7276 0,7886 1,1640 2,7160 3,0264]

PI (MW)

[1,84 0,98 1,79 1,598 1,61 0,78 1,15 0,98 1,64]

QI (MVAr)

[0,460 0,340 0,466 1,840 0,600 0,110 0,060 0,130 0,200]

APÊNDICE B – DADOS DO ALIMENTADOR DE 33 BARRAS

O formato dos arquivos de entrada que contém os dados das linhas é o mostrado nesses apêndices. São esses arquivos em formato texto que servem de entrada do programa de alocação desenvolvido nesse trabalho. Os vetores ifr e ito são as referências para a numeração das barras. Os vetores rl e xl são respectivamente valores de resistência e reatância de linha. Os vetores Pl e Ql são respectivamente valores de potência ativa e reativa de carga.

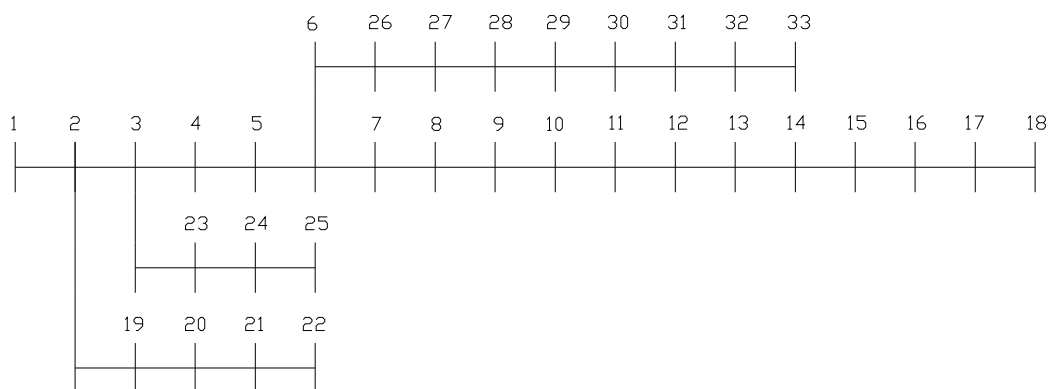


Figura B.1 – Topologia do alimentador de 33 barras.

Tensão de base (kV)

12,66

Potência de base (MVA)

100

Vetor ifr (barra de origem)

[1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 2 19 20 21 3 23 24 6 26 27 28 29 30
31 32]

Vetor ito (barra de destino)

[2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32
33]

rl (ohms)

[0,057526 0,307595 0,228357 0,237778 0,510995 0,116799 1,067786
0,642643 0,648882 0,122664 0,233598 0,915922 0,337918 0,36874
0,465635 0,80424 0,456713 0,102324 0,938508 0,255497 0,442301
0,281515 0,560285 0,559037 0,126657 0,17732 0,660737 0,501761
0,316642 0,607953 0,193729 0,212759]

xl (ohms)

[0,029761 0,156668 0,1163 0,121104 0,441115 0,386085 0,77061 0,461705
0,461705 0,040555 0,077242 0,720634 0,444796 0,328185 0,340039
1,073775 0,358133 0,097644 0,845668 0,298486 0,584805 0,192356
0,442425 0,437434 0,064514 0,090282 0,582559 0,437122 0,161285
0,60084 0,225799 0,330805]

Pl (MW)

[0 0,1 0,09 0,12 0,06 0,06 0,2 0,2 0,06 0,06 0,045 0,06 0,06 0,12 0,06
0,06 0,06 0,09 0,09 0,09 0,09 0,09 0,09 0,42 0,42 0,06 0,06 0,06 0,12
0,2 0,15 0,21 0,06]

Ql (MVAr)

[0 0,06 0,04 0,08 0,03 0,02 0,1 0,1 0,02 0,02 0,03 0,035 0,035 0,08 0,01
0,02 0,02 0,04 0,04 0,04 0,04 0,04 0,05 0,2 0,2 0,025 0,025 0,02 0,07 0,6
0,07 0,1 0,04]

APÊNDICE C – DADOS DO ALIMENTADOR DE 50 BARRAS

O formato dos arquivos de entrada que contém os dados das linhas é o mostrado nesses apêndices. São esses arquivos em formato texto que servem de entrada do programa de alocação desenvolvido nesse trabalho. Os vetores ifr e ito são as referências para a numeração das barras. Os vetores rl e xl são respectivamente valores de resistência e reatância de linha. Os vetores Pl e Ql são respectivamente valores de potência ativa e reativa de carga.

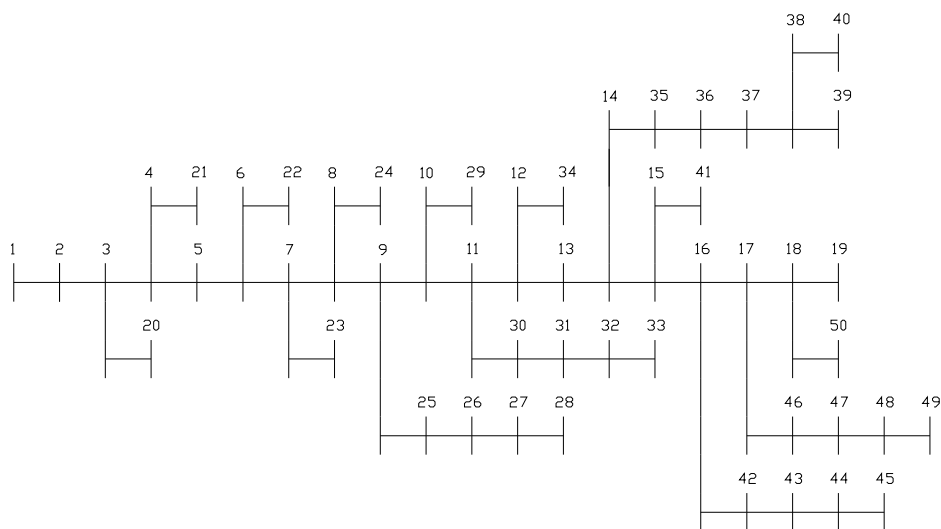


Figura C.1 – Topologia do alimentador de 50 barras.

Tensão de base (kV)

13,8

Potência de base (MVA)

1

Vetor ifr (barra de origem)

[1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 3 4 6 7 8 9 25 26 27 10 11 30 31 32 12 14
35 36 37 38 38 15 16 42 43 44 17 46 47 48 18]

Vetor ito (barra de destino)

[2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32
33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50]

rl (ohms)

[0,4492 0,0680 0,1436 0,0748 0,0340 0,1894 0,1159 0,1099 0,0872 0,1441 0,0872
0,0232 0,0729 0,1162 0,1009 0,0322 0,0897 0,0602 0,0089 0,0062 0,0482 0,0334
0,0330 0,0461 0,1991 0,2017 0,1995 0,0123 0,0379 0,2097 0,1999 0,2306 0,0100
0,0451 0,2012 0,2015 0,0638 0,1314 0,3031 0,1260 0,0120 0,0398 0,0398 0,0395
0,0115104 0,039792 0,0392672 0,0404256 0,0537418]

xl (ohms)

[0,5896 0,0893 0,1339 0,0981 0,0446 0,1959 0,1134 0,1443 0,1145 0,1289 0,1145
0,0304 0,0957 0,1374 0,1324 0,0422 0,1177 0,0789 0,0117 0,0082 0,0147 0,0233
0,0153 0,0261 0,0606 0,0614 0,0607 0,0161 0,0254 0,0638 0,0609 0,0702 0,0131
0,0273 0,0612 0,0613 0,0194 0,0496 0,0923 0,0383 0,0158 0,0522 0,0522 0,0518
0,0151074 0,052227 0,051538201 0,0530586 0,0163562]

Pl (MW)

[0 0,012 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0,18 0 0 0 0 0 0,004 0,036 0 0 0 0,18 0,0896 0,12 0,12 0
0,024 0,09 0,12 0 0 0,036 0,09 0,12 0,12 0 0,09 0,06 0,036 0,06 0,06 0,09 0,09 0,06
0,06 0,12 0,09]

Ql (Mvar)

[0 0,009 0 0 0 0 0 0 0 0 0,135 0 0 0 0 0 0,003 0,027 0 0 0 0,135 0,0672 0,09 0,09 0
0,018 0,0675 0,09 0 0 0,027 0,0675 0,09 0,09 0 0,0675 0,045 0,027 0,045 0,045 0,0675
0,0675 0,045 0,045 0,09 0,0675]