

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

TESE DE DOUTORADO

**METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO PARA INSERÇÃO DE GERADORES
FOTOVOLTAICOS EM REDES ELÉTRICAS ISOLADAS E SUPRIDAS POR
GERADORES A DIESEL**

CLÁUDIO GONÇALVES

TD 10/2013

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil

2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CLÁUDIO GONÇALVES

**METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO PARA INSERÇÃO DE GERADORES
FOTOVOLTAICOS EM REDES ELÉTRICAS ISOLADAS E SUPRIDAS POR
GERADORES A DIESEL**

TD 10/2013

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil

2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CLÁUDIO GONÇALVES

***Metodologia de Planejamento para Inserção de
Geradores Fotovoltaicos em Redes Elétricas Isoladas
e Supridas por Geradores a Diesel***

Tese submetida à Banca Examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFPA para a obtenção do Grau de Doutor em Engenharia Elétrica

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil

2013

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UFPA

Gonçalves, Cláudio, 1959-

Metodologia de planejamento para inserção de geradores fotovoltaicos em redes elétricas isoladas e supridas por geradores a diesel / Cláudio Gonçalves. - 2013.

Orientador: João Paulo Abreu Vieira;

Coorientadora: Maria Emília de Lima

Teses.

Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2013.

1. Geração de energia fotovoltaica. 2. Energia elétrica - produção. 3. Geração distribuída de energia elétrica. I. Título.

CDD 22. ed. 621.31244

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

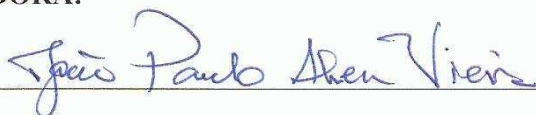
“METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO PARA INSERÇÃO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS EM REDES ELÉTRICAS ISOLADAS E SUPRIDAS POR GERADORES A DIESEL”

AUTOR: CLÁUDIO GONÇALVES

TESE DE DOUTORADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 05 / 09 / 2013

BANCA EXAMINADORA:



Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira

(Orientador – PPGEE/UFPA)



Prof. Dr.ª Maria Emília de Lima Tostes

(Co-Orientadora – PPGEE/UFPA)

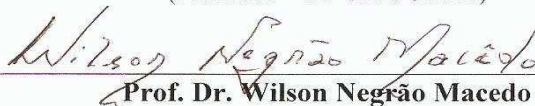
Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez

(Membro Externo – UFMA)



Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra

(Membro – PPGEE/UFPA)



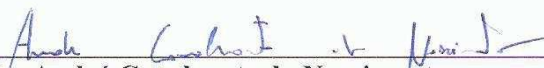
Prof. Dr. Wilson Negrão Macedo

(Membro – PPGEE/UFPA)



Prof. Dr. Marcus Vinicius Alves Nunes

(Membro – PPGEE/UFPA)



Prof. Dr. André Cavalcante do Nascimento

(Membro Externo – IFPA)

VISTO:



Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes

(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

Agradecimentos

Agradeço, primeiramente, a Deus pelo suporte espiritual tão necessário em todos os momentos e aos familiares, mãe, esposa e filhos, pois são o meu suporte pessoal.

Um agradecimento especial ao orientador deste trabalho, Prof. Dr. João Paulo, pelos ensinamentos transmitidos, pelos incentivos e o acompanhamento contínuo deste trabalho.

Agradeço, também, a Profa. Emília, pela colaboração e ajuda como co-orientadora neste trabalho.

Agradecimentos especiais aos meus amigos do Ceamazon que colaboraram direta ou indiretamente na elaboração deste trabalho.

Louvo os ensinamentos recebidos do Prof. Ubiratan e quem nos mostra como ser um Professor.

Destaco o apoio recebido pela Universidade do Estado do Amazonas (UEA) pela liberação para realização desta pós-graduação e à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado do Amazonas (FAPEAM) pelo suporte financeiro.

Por fim, agradeço aos Professores da Banca, os quais se dispuseram a avaliar esta tese.

Sumário

Lista de Siglas	p. 9
Lista de Símbolos	p. 11
Lista de Figuras	p. 13
Lista de Tabelas	p. 17
Resumo	p. 19
Abstract	p. 20
1 Introdução	p. 21
1.1 Introdução Geral	p. 22
1.1.1 Objetivo Geral	p. 29
1.1.2 Objetivos Específicos	p. 29
1.2 Contribuições da Tese	p. 29
1.3 Estado da Arte da Geração Distribuída	p. 30
1.4 Organização do Trabalho	p. 40
2 Energia Solar Fotovoltaica	p. 42
2.1 Introdução	p. 42
2.2 Geração Fotovoltaica	p. 47
2.2.1 Tecnologia das Células Fotovoltaicas	p. 51
2.3 Geração Fotovoltaica Para Integração à Rede	p. 54

2.3.1	Preços de Módulos e Sistemas Fotovoltaicos	p. 56
2.3.2	Geradores Fotovoltaicos para Integração à Rede	p. 59
2.3.2.1	Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico	p. 67
3	Metodologia para Alocação e Dimensionamento de Geradores Fotovoltaicos	p. 70
3.1	Introdução	p. 70
3.2	Metodologia para Alocação e Dimensionamento de GDFV	p. 70
3.2.1	Fundamentação Matemática da Metodologia	p. 71
3.2.2	Indicadores Técnicos para Avaliação da Inserção da GFV na Rede	p. 73
3.2.3	Formulação das Restrições	p. 75
3.2.4	Aplicação da Metodologia	p. 76
4	Resultados e Discussões	p. 79
4.1	Introdução	p. 79
4.2	Rede 33 Barras: GFV Concentrada e GFV Dispersa	p. 80
4.2.1	Rede 33 Barras: Alocação Concentrada da GFV Ótima	p. 81
4.2.2	Rede 33 Barras: Alocação Dispersa da GFV	p. 83
4.3	Rede 69 Barras: GFV Concentrada e GFV Dispersa	p. 90
4.3.1	Rede 69 Barras: Alocação Concentrada da GFV Ótima	p. 91
4.3.2	Rede 69 Barras: Alocação Dispersa da GFV	p. 93
4.4	Rede 69 Barras: Variação Horária e GFV Dispersa	p. 99
4.5	Rede de Aveiro: GFV Concentrada e GFV Dispersa	p. 105
4.5.1	Rede de Aveiro: Alocação Concentrada da GFV Ótima	p. 107
4.5.2	Rede de Aveiro: Alocação Dispersa da GFV	p. 109
4.6	Rede de Aveiro: Variação Horária e GFV Dispersa	p. 113
5	Conclusões	p. 119
5.1	Conclusões	p. 119

5.2	Considerações Finais	p. 120
5.3	Trabalhos Futuros	p. 120
	Referências	p. 121
	Apêndices	p. 126
	Apêndice 1	p. 126
	Apêndice 2	p. 127
	Apêndice 3	p. 128

Lista de Siglas

ANAREDE	Programa para Análise de Redes
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
BoS	<i>Balance of the System</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis
CCEEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CHP	Sistema de cogeração ou (<i>Combined Heat and Power</i>)
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
ELETRORAS	Centrais Elétricas Brasileiras
GCH	Grande Central Hidrelétrica
GD	Geração Distribuída
GDs	Geradores distribuídos
GFV	Geração Fotovoltaica ou Gerador Fotovoltaico
GDFV	Unidade de Geração Fotovoltaica para Integração à rede
GMG	Grupo-Motor-Gerador
GN	Gás Natural
GTON	Grupo Técnico Operacional da Região Norte
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IPI	Imposto sobre Produto Industrializado

MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
Minfra	Ministério da Infraestrutura
MIGDI	Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIE	Produtor Independente de Energia Elétrica
PIS	Programa de Integração Social
PQ	Representação da barra de carga com potências ativa e reativa
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PROINFA	Programa de Incentivo as Fontes de Energia Renováveis
PV	Representação da barra de geração com potência ativa e tensão
SIGFI	Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente
SIN	Sistema Interligado Nacional
TA	Tensão de atendimento
TC	Tensão contratada
TIR	Taxa Interna de Retorno
TL	Tensão de leitura
VN	Valor Normativo
VPL	Valor Presente Líquido
WCED	<i>World Comission on Environment and Development</i>

Lista de Símbolos

P_{mp}	Ponto de máxima potência ou (<i>maxim power point</i>)
V_{oc}	Tensão em circuito aberto ou (<i>open circuit voltage</i>)
I_{sc}	Corrente de curto-circuito ou (<i>short circuit current</i>)
V_{mp}	Tensão no ponto de máxima potência ou (<i>voltage at maximum power point</i>)
I_{mp}	Corrente no ponto de máxima potência ou (<i>current at maximum power point</i>)
β	Coefficiente de correção da tensão em circuito aberto em função da temperatura
α	Coefficiente de correção da corrente de curto-circuito em função da temperatura
γ	Coefficiente de correção da potência em função da temperatura
$NOCT$	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>)
THD	<i>Total Harmonic Distortion (%)</i>
G_0	Irradiância de referência = 1000 W/m ²
T_0	Temperatura de referência da célula/módulo solar = 25°C
T_a	Temperatura ambiente
G_i	Irradiância incidente no plano do módulo solar fotovoltaico (W/m ²)
T_c	Temperatura da célula/módulo solar
P_{GFV}	Potência nominal do gerador fotovoltaico sob condições de referência
N_{ms}	Determinada quantidade de módulos interligados em série (fila)
N_{mp}	Determinada quantidade de filas de módulos interligadas em paralelo
PO_{INV}	Potência ativa de saída do inversor
η_{inv}	Rendimento do inversor em condições nominais
CO_2	<i>Carbon dioxide</i>
$i = 2, \dots, n$	Representa os nós (ou barras) de carga da rede
V_i	Tensão registrada (pu) em determinado nó (ou barra) da rede
V_{nom}	Tensão nominal (pu) em determinado nó (ou barra) da rede
V_{CT}	Índice de ajuste para determinado nó da rede (decimais)
ΔV	Desvio de tensão desejado (em decimais)
DV_i	Índice de tensão a ser determinado em um nó de interest (decimais)

AC_{DV}	Fator de acerto para calcular a potência ativa da GD (em decimais)
$GDFV_i$	Potência ativa da GD no nó i de interesse (W)
P_{nom}	Potência ativa consumida no nó i de interesse (W)
$GDFV_T$	Potências total dos GDs para determinada rede (W)
EV_i	Melhoria da tensão em determinado nó após a inserção da GD (%)
V_{BDG}	Tensão no caso base em determinado nó da rede (pu)
V_{ADG}	Tensão em determinado nó da rede após a inserção da GD (pu)
RLT	Redução da perda ativa total da rede após a inserção da GD (%)
TL_{BDG}	Perda ativa total da rede no caso base (W)
TL_{ADG}	Perda ativa total da rede após a inserção da GD (W)
RPD	Redução da potência ativa total da usina a diesel (%)
DP_{BDG}	Potência ativa total da usina a diesel no caso base (W)
DP_{ADG}	Potência ativa total da usina a diesel após a inserção da GD (W)
P_G	Potência ativa nominal do gerador a diesel (kW)
P_C	Potência ativa consumida da rede (kW)
F_C	Consumo de óleo diesel (l/h)
RCD	Redução no consumo de óleo diesel (%)
CD_{BDG}	Consumo de óleo diesel no caso base (l/h)
CD_{ADG}	Consumo de óleo diesel após a inserção da GD (l/h)
RCO_2	Redução na emissão de CO ₂ após a inserção da GD (%)
CO_{2BDG}	Quantidade emitida de CO ₂ no caso base (kg/kwh)
CO_{2ADG}	Quantidade emitida de CO ₂ após a inserção da GD (kg/kwh)
PG_{Diesel}	Potência ativa total gerada pela usina a diesel (W)
PG_{FV}	Potência ativa total gerada pelos GDs (W)
P_{Dem}	Potência ativa total consumida da rede (W)
$k - m$	Representa as barras (nós) k a m
S_{k-m}	Fluxo de potência aparente entre os nós $k - m$
S_{k-m}^{max}	Fluxo de potência aparente máxima entre os nós $k - m$
I_{k-m}	Fluxo de corrente consumida entre os nós $k - m$
I_c^{max}	Fluxo de corrente máxima entre os nós $k - m$
$0,80P_{Dem,i}$	Limite de penetração máxima da GD em um nó de carga = 80%
$0,20PG_{total}$	Potência ativa mínima fornecida pela usina a diesel = 20%

Lista de Figuras

1	Ilustração do processo de conversão de fonte de energia primária.	p. 23
2	Grupo-motor-gerador a diesel.	p. 26
3	Custo de produção de energia elétrica.	p. 35
4	Ilustração do espectro eletromagnético.	p. 43
5	Distribuição mundial da irradiação solar anual média (kWh/m ²).	p. 43
6	Ilustração do processo de absorção e espalhamento da radiação solar.	p. 44
7	Distribuição espectral da radiação solar.	p. 45
8	Mapa de irradiação solar média no território brasileiro.	p. 46
9	Ábaco para estimativa da irradiação solar na cidade de Belém (PA).	p. 46
10	Ilustração de célula solar: a incidência dos fótons provoca o deslocamento dos elétrons da BV para a BC, de acordo com a energia E_G (eV) no <i>gap</i> da banda, ocorrendo uma ddp e circulação de corrente elétrica elétrons quando da conexão de uma carga.	p. 48
11	Ilustração de célula solar alimentando uma lâmpada.	p. 49
12	Evolução mundial da capacidade instalada de energia FV.	p. 54
13	Evolução mundial em termos percentuais da capacidade instalada de energia FV.	p. 55
14	Capacidade mundial de sistemas FVs instalados.	p. 56
15	Preço médio por atacado de módulo solar de c-Si.	p. 57
16	Preço médio de sistema FV completo de até 100kW instalado na Alemanha.	p. 58
17	Quantidade não emitida de CO ₂ pela utilização de energia FV na Alemanha.	p. 58
18	Preço médio de sistema FV completo e módulos solares nos EUA.	p. 59
19	Módulos fotovoltaicos de diversas potências de pico.	p. 60

20	Gerador fotovoltaico: arranjos série-paralelo com módulos FV de 80Wp. . . .	p. 60
21	Inversores de 1 kVA/120 V.	p. 61
22	Classificação geral de sistemas fotovoltaicos.	p. 62
23	Ilustração esquemática de sistema FV autônomo.	p. 63
24	Controladores de carga para operação em paralelo.	p. 63
25	Bancos de baterias para sistema fotovoltaico autônomo.	p. 64
26	Ilustração de geração híbrida.	p. 64
27	Ilustração de geração fotovoltaica conectada à rede da concessionária.	p. 65
28	Filas de módulos solares e diagrama esquemático de inversor trifásico.	p. 67
29	Fluxograma orientativo para aplicação da metodologia.	p. 78
30	Sistema elétrico radial de 33 barras.	p. 80
31	Curva U do SE de 33 barras.	p. 82
32	Perfil de tensão no SE de 33 barras com potência de 2,48 MW concentrada no nó 6.	p. 82
33	Ilustração de SE de 33 barras com geradores FVs dispersos.	p. 84
34	Tensão SE 33 barras: GDFV concentrada (2,48 MW) X GDFV dispersa (1,80 MW).	p. 84
35	Perda ativa na rede de 33 barras com GDFV dispersa Vs. GDFV concentrada.	p. 86
36	Perda ativa nas linhas do SE 33 barras com GDFV dispersa Vs. GDFV concentrada.	p. 86
37	Consumo de óleo diesel por kWh.	p. 87
38	Tensão SE 33 barras: GDFV disp. de 2,60 MW Vs. GDFV conc. de 2,48 MW.	p. 88
39	Perfil de tensão no SE de 33 barras com GDFV dispersa Vs. GDFV concentrada.	p. 88
40	Esquemático de sistema elétrico radial de 69 barras.	p. 90
41	Curva U da rede de 69 barras.	p. 92
42	Perfil de Tensão Rede 69 barras com GDFV = 1,83 MW concentrada no nó 61.	p. 92

43	Rede de 69 Barras com unidades dispersas de GDFV.	p. 94
44	Perda ativa na rede 69 barras com GDFV dispersa Vs. concentrada.	p. 94
45	Tensão SE 69 barras com GDFV dispersa vs. GDFV concentrada.	p. 95
46	Perfil de tensão na rede 69 barras com GDFV dispersa Vs. concentrada.	p. 95
47	Tensão SE 69 barras com GDFV disp.=2,20MW vs. GDFV conc.=1,83MW.	p. 97
48	Rede de 69 barras com variação da demanda e da geração.	p. 99
49	Curva U horária da rede 69 barras com GFVs dispersos.	p. 100
50	Tensão na rede 69 barras com GDFV dispersa e níveis de penetração elevados.	p. 101
51	Perda na rede 69 barras às 13 e 14h Vs. potência da GDFV.	p. 101
52	Perfil de tensão na rede 69 barras com GDFV dispersa ótima.	p. 102
53	Perfil de tensão na rede 69 barras com GDFV dispersa não-ótima.	p. 104
54	Diagrama elétrico simplificado do SE de Aveiro.	p. 105
55	Rede elétrica primária de Aveiro.	p. 106
56	Curva de perda ativa total da rede de Aveiro.	p. 108
57	Perfil de tensão na rede de Aveiro sem GD e com GD concentrada.	p. 108
58	Rede de Aveiro com unidades de GDFV dispersas.	p. 110
59	Perda ativa na rede de Aveiro com GDFV dispersa vs. concentrada.	p. 110
60	Perfil de tensão na rede de Aveiro com GDFV dispersa vs. concentrada.	p. 111
61	Curva de demanda horária para simulação do SE de Aveiro.	p. 113
62	Rede de Aveiro com unidades dispersas de GDFV.	p. 114
63	Geração a diesel e GFV vs. demanda no SE de Aveiro.	p. 114
64	Perda ativa horária na rede de Aveiro.	p. 115
65	Perda ativa total na rede de Aveiro no período de 8 às 18 horas.	p. 116
66	Geração da usina a diesel vs. geração FV.	p. 116
67	Perfil de tensão nos nós de carga 6 e 24 da microgrid Aveiro de 8 às 18h com GDFV dispersa.	p. 117

68 Perfil de tensão na rede de Aveiro às 13h com GDFV dispersa. p. 117

Lista de Tabelas

1	Comparativo entre Fontes de Energia Elétrica.	p. 25
2	Consumo de Diesel em Térmicas de Sistemas Isolados	p. 28
3	VN de Tarifas de Energia Elétrica (RES ANEEL 233/1999)	p. 33
4	VN de Tarifas de Energia Elétrica (RES ANEEL 488/2002)	p. 33
5	Análise de Preços de Fontes Renováveis para GD	p. 35
6	Vantagens e Desvantagens da Energia Solar FV	p. 50
7	Preços de Sistema FV de 100 kWp para Instalação Corporativa	p. 59
8	Características Elétricas Módulo PLUTO245-Wde	p. 68
9	Características Elétricas Principais de Inversor Trifásico 30kW	p. 68
10	Classificação de Tensões – $1 < V_{nominal}(kV) < 69$	p. 72
11	Resultados Caso Base SE 33 Barras	p. 81
12	Alocação e Potência da GDFV para SE 33 Barras	p. 83
13	Resultados SE 33 Barras com GDFV Dispersa Vs. GDFV Concentrada	p. 85
14	Resultados SE 33 Barras com GDFV Dispersa Vs. GDFV Concentrada	p. 89
15	Resultados Caso Base SE 69 Barras	p. 91
16	Alocação e Potência da GDFV para SE 69 Barras	p. 93
17	Resultados SE 69 Barras com GDFV Dispersa Versus GDFV Concentrada	p. 96
18	Resultados SE 69 Barras com GDFV Dispersa Vs. GDFV Concentrada	p. 98
19	Resultados SE 69 Barras com Variação Horária e GDFV Dispersa	p. 103
20	Resultados Caso Base SE de Aveiro	p. 106
21	Alocação e Potência da GDFV para SE de Aveiro	p. 109
22	Resultados SE de Aveiro para GFV Dispersa Vs. GFV Concentrada	p. 112

23	Alocação e Potência da GDFV para SE de Aveiro	p. 113
24	Resultados SE de Aveiro para GFV Dispersa Vs. GFV Concentrada	p. 118
25	Parâmetros do Sistema Elétrico de 33 Barras e Tensão	p. 126
26	Parâmetros do Sistema Elétrico de 69 Barras e Tensão	p. 127
27	Parâmetros do Sistema Elétrico de Aveiro e Tensão	p. 128
28	Dados dos Geradores da Usina de Aveiro.	p. 128

Resumo

Fontes renováveis de energia baseadas na geração fotovoltaica (GFV) são alternativas energéticas promissoras para a complementação da geração elétrica convencional e centralizada, como usinas térmicas a diesel que suprem potência para redes elétricas isoladas em cidades e localidades remotas na Amazônia. A alocação e o dimensionamento de geradores para aplicação como geração distribuída (GD) é um problema desafiador, com implicações técnicas e econômicas, relacionadas ao planejamento, projeto e operação da rede e, particularmente, a GFV em função das condições ambientais, principalmente radiação solar e temperatura ambiente. Esta tese apresenta uma metodologia analítica para alocar e dimensionar a potência ativa de unidades de geração fotovoltaica, composta pelo gerador FV integrado ao inversor CC/CA (GDFV) para integração, de forma concentrada ou dispersa em redes isoladas de média tensão, e contempla o atendimento de múltiplos objetivos, melhoria do perfil de tensão da rede, redução das perdas ativas e redução da participação da geração a diesel, proporcionando redução no consumo de óleo diesel e, conseqüentemente, redução da poluição ambiental. A solução global do método proposto constitui um compromisso em relação a esses objetivos, apresentando ponderações diferenciadas para os mesmos, de acordo com prioridades estabelecidas no planejamento do sistema elétrico sob estudo. Para validação da metodologia proposta, foram modeladas e simuladas as redes de 33 e 69 barras do IEEE e um sistema elétrico isolado, cuja usina térmica a diesel supre alimentação para a cidade de Aveiro-PA, Região Amazônica, obtendo-se como resultados dessas simulações melhoria significativa no perfil de tensão, redução nas perdas ativas e na potência de geração a diesel, de acordo com indicadores técnicos que permitem a avaliação quantitativa da integração da GDFV na rede elétrica.

Palavras-chave: *Perda de potência ativa, Geração distribuída (GD), Alocação e dimensionamento de geradores distribuídos, Geração fotovoltaica, Desvio de tensão.*

Abstract

Renewable energy sources based on photovoltaic generation (PVG) are promising energy alternatives to complement conventional, centralized power generation, as the diesel thermal plants supplying power to isolated grids in cities and remote locations in the Amazon Region. The allocation and sizing of generators for distributed generation application (DG) is a challenging problem, with technical and economic implications related to the planning, design and operation of these systems. Particularly, the PVG presents added difficulty as it is a function of environmental conditions, mainly temperature and solar radiation. This thesis presents an analytical methodology to allocate and size active power photovoltaic generation units with embedded DC/AC inverter (PVGI) to be integrated as concentrated or dispersed generation in isolated medium voltage electrical grids. The proposed methodology considers multiple objectives to be reached namely: improving the electrical grid voltage profile; reducing active power losses; and reducing the diesel generation participation, providing, this way, a reduction in diesel oil consumption and in the environmental pollution. The global obtained solution of the proposed method is a weighted commitment to these goals, presenting different weights according to priorities established in the electrical system under planning. To validate the proposed methodology, the IEEE 33 and 69 buses networks and an isolated real electrical system were modeled and simulated. The real electrical system is located in Aveiro City, in the Amazon region, Brazil. The simulation results obtained demonstrated that the proposed methodology is effective in providing a solution with significant improvement in voltage profile, active power losses reduction, and diesel generation participation reduction, according to viable technical and economic indicators to the PVGI integration in the isolated electrical grid.

Keywords: *Active power losses, Distributed generation, DG allocation and sizing, Photovoltaic generation, Voltage profile.*

1 Introdução

*"Como a mente funciona ainda é um mistério.
Nós entendemos o hardware,
mas não temos a menor idéia sobre o sistema operacional."*

James Watson

1.1 Introdução Geral

Apesar da necessidade urgente de efetivas mudanças na matriz energética mundial, poucos sinais apontam para tal, pois, no ano de 2010, o número de pessoas sem energia elétrica foi da ordem de 1,3 bilhões, representando cerca de 20% da população do mundo, com os subsídios que estimulam o consumo de combustíveis fósseis atingindo a cifra de 400 bilhões de dólares [1]. Esse crescente consumo energético atual pode causar sérios danos à saúde humana e à natureza, particularmente devido ao dióxido de carbono (CO_2) e outros gases de efeito estufa liberados pela queima de combustíveis fósseis, os quais ameaçam causar mudanças sem precedentes no clima da Terra, com consequências das mais adversas.

Além disso, se as tendências atuais continuarem, a população mundial deverá aumentar para cerca de nove bilhões e, sem grandes melhorias na eficiência energética, a demanda de energia primária mundial poderá aumentar em torno de 50%, o que representa, ainda, maiores desafios para os envolvidos com a questão energética. Pelo menos, agora existe um amplo consenso de que o mundo deve mudar para fontes de energia de baixa emissão, ou zero carbono, para que os impactos das mudanças climáticas sejam mitigados [2].

É de se destacar que a disponibilidade de energia é um fator fundamental para o desenvolvimento das nações e, ao lado de transportes, telecomunicações, águas e saneamento, compõem a infraestrutura necessária para proporcionar ao ser humano as condições adequadas de vida, conduzindo a um denominado modelo de desenvolvimento vigente [3]. Sendo a energia elétrica uma das formas de energia das mais utilizadas, é muito importante integrar o seu enfoque no contexto do desenvolvimento sustentável. Idealmente, uma fonte de energia sustentável é aquela que [4]:

- Não se esgota substancialmente pelo uso contínuo;
- Não causa a emissão de significativas substâncias poluentes ou outros problemas ambientais;
- Não envolve a perpetuação de substanciais riscos para a saúde ou injustiças sociais.

Fontes de energia renováveis têm como base a radiação do sol, sendo ao mesmo tempo as mais antigas e as mais modernas formas de energia utilizadas pela humanidade. Deste modo, tecnologias para o aproveitamento da energia do sol, da lenha, da água e do vento continuaram a melhorar até os primeiros anos da revolução industrial. No entanto, devido as vantagens do carvão, o primeiro dos combustíveis fósseis a ser explorado em larga escala, tinham-se tornado

aparentes. Fontes de energia altamente concentradas, a madeira, o vento e água foram muito usadas nas casas, nas indústrias e nos sistemas de transporte, das nações industrializadas. Atualmente, o trio de combustíveis fósseis, carvão, petróleo e gás natural fornece mais de 80% da energia do mundo [4].

Em um mundo altamente competitivo e submetido à globalização dos mercados, a energia passa a ser uma variável estratégica de desenvolvimento sobre a qual os planejadores podem e devem atuar no sentido de moldar o estilo de crescimento pretendido. Embora ainda seja precoce cogitar-se em crise energética global, as previsões iminentes de esgotamento do petróleo provocam tensão e desgaste no modelo de geração de energia elétrica convencional. No caso específico do Brasil, ainda faltam ser exploradas as milhares de pequenas quedas d'água existentes, além do extenso potencial eólico e solar, o que permitiria um maior uso dessas fontes renováveis. De um modo geral, o uso final de uma fonte energética, ocorre após o processo denominado de conversão de energia das mais diversas fontes existentes na natureza, de acordo com ilustração mostrada na figura 1.

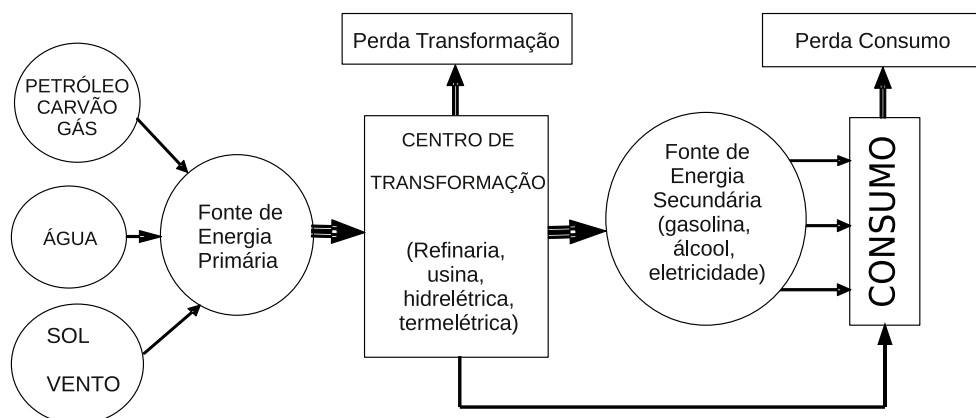


Figura 1: Ilustração do processo de conversão de fonte de energia primária.

Assim, pode-se estabelecer que o processo de transformação de uma fonte energética para obtenção de uma outra forma de energia, por exemplo energia elétrica, pode ser estabelecido por um balanço energético composto, basicamente, por quatro etapas:

- Energia primária: produzida por produtos energéticos providos pela natureza na sua forma direta, tais como petróleo, xisto, carvão mineral, energia hidráulica, energia solar, lenha, resíduos vegetais e animais.
- Transformação: agrupa todos os centros de transformações, onde a energia primária se transforma em uma ou mais formas de energias secundárias, incluindo-se as perdas de-

correntes da transformação. Exemplos de centros de transformações são: refinarias de petróleo, centrais elétricas e destilarias.

- Energia secundária: produtos energéticos resultantes dos diferentes centros de transformações, o quais têm como destino os diversos centros consumidores e, eventualmente, outro centro de transformação. Algumas fontes de energia secundária: óleos combustíveis, gasolina, querosene, eletricidade, álcool, etc.
- Consumo final: destinado aos diferentes setores de consumo: residências, comércios, indústrias e transportes.

As fontes primárias usadas, por exemplo, para a produção da energia elétrica, podem ser classificadas em não-renováveis e renováveis [3], como a seguir.

- 1. Fontes não-renováveis:** fontes de energia passíveis de se esgotarem, por serem utilizadas com velocidade bem maior que os milhares de anos necessários para sua formação, ou seja, tais fontes não são repostas pela natureza em velocidade compatível com a da sua utilização pelo ser humano. Exemplos de fontes não-renováveis: petróleo, combustíveis radioativos (urânio, tório, plutônio etc.) e gás natural. A utilização de tais fontes para produzir eletricidade ocorre, principalmente, através de uma primeira transformação da fonte primária, em energia térmica. A geração elétrica obtida através dessa transformação é conhecida como geração termelétrica.
- 2. Fontes renováveis:** são aquelas cuja reposição pela natureza é bem mais rápida do que sua utilização energética, a exemplo das águas dos rios, sol e ventos, ou ainda, fontes cujo manejo pode ser efetuado de forma compatível com as necessidades de sua utilização energética, como é o caso da biomassa, florestas energéticas e resíduos animais, humanos e industriais.

Nesse processo, ilustrado na figura 1, é que ocorre uma parte significativa dos impactos ambientais, socioeconômicos e culturais, resultante das diversas fontes energéticas primárias, conforme exemplos mostrados na Tabela 1, para obtenção de energia elétrica [5].

Tabela 1: Comparativo entre Fontes de Energia Elétrica.

Avaliação	Fotovoltaica	Hidrelétrica	Eólica	Oceânica (marés)
Custo do Capital	Alto	Muito alto	Moderado	Muito alto
Custo operacional	Moderado	Muito baixo	Baixo	Muito pequeno
Eficiência	5-10%	80%	42%	25%
Poluição	Calor	Hidrelétrica	Visual	Nenhuma
Custo nivelado	16 cents/kWh	4 cents/kWh	4-5 cents/kWh	Desconhecido
Impacto ambiental	Baixo	Muito alto	Baixo	Moderado
Alta escala	Muito caro	Já comprovado	Possível	Alguns locais
Baixa escala	Difícil	Baixa queda	Sim	Não
Capacidade unitária	Depende da área	2000-6000 MW	Variável	250 MW

Quando se trata de discutir a importância de determinada fonte energética, a sua viabilidade econômica torna-se um ponto delicado, muitas vezes devido ao longo prazo de retorno do investimento realizado. Entretanto, é muito difícil mensurar todos os custos e benefícios reais, diretos e indiretos, do ponto de vista econômico, político, social e ambiental. Existem fatores subjetivos que em algumas vezes podem ser mais relevantes do que o prejuízo ou baixo retorno financeiro mensurável. De qualquer maneira, parece imprudente deixar de investir em pesquisas que possam garantir o fornecimento de energia para o país, em nome de uma viabilidade econômica válida, em geral, por pouco tempo. Algumas fontes de energia renováveis e não-renováveis que podem ser usadas para a produção de energia elétrica, quer seja para o suprimento de regiões isoladas, ou como fonte de energia complementar ao sistema elétrico da concessionária [5–7], como exemplos:

- 1. Energia solar:** é um recurso energético não concentrador que chega a Terra em quantidades fantásticas, que durará alguns bilhões de anos e pode ser usado para aquecimento, por meio dos aquecedores solares, ou convertida diretamente em energia elétrica, através de células fotovoltaicas. Assim, a energia solar fotovoltaica pode ser usada nas mais diversas aplicações, tais como bóias sinalizadoras, satélites e veículos espaciais, estações de telecomunicações e redes elétricas de comunidades isoladas [8, 9].
- 2. Sistema de Geração a Diesel:** em algumas regiões do Brasil, principalmente na Região Norte, é comum encontrar grupo-motor-gerador (GMG) a diesel de pequena capacidade, como ilustrado na figura 2, em pequenas comunidades e cuja operação do equipamento é realizada por alguém da comunidade, ou usinas térmicas de médio porte, pertencentes a concessionária de energia elétrica, com os geradores elétricos acionados por motores

de combustão interna e o óleo diesel como combustível. Apesar de reduzido custo e baixo tempo de implantação, a usina a diesel apresenta altos custos operacionais, principalmente em função da logística para transporte do combustível, assim como o preço do mesmo [10, 11].



Figura 2: Grupo-motor-gerador a diesel.

Os grandes sistemas elétricos interligados, unindo diversas centrais de geração e diversas cargas, formam um grande sistema de potência, destinado ao atendimento das necessidades de consumo de forma econômica, segura e confiável. De outro modo, para sistemas elétricos isolados, adota-se soluções locais de geração e, nesse sentido, Ackermann et al. [12] define geração distribuída (GD) como sendo uma fonte de potência elétrica, a qual pode ser conectada diretamente à rede de distribuição de energia elétrica de média ou baixa tensão. O Sistema Interligado Nacional (SIN) abrange quase a totalidade do território brasileiro, e a sua carga é atendida por uma matriz energética hidrotérmica, com predominância de usinas hidrelétricas. Atualmente, o SIN ocupa aproximadamente 70% do território nacional e está presente em todas as regiões do país.

Por outro lado, o sistema isolado brasileiro é predominantemente térmico a base de óleo, e ocupa uma área em torno de 30% do território nacional, contemplando 3,1% da população brasileira. Após a interligação dos sistemas elétricos de Manaus e de Macapá ao SIN (prevista para ser operacional a partir do 2º semestre de 2013), os sistemas isolados do país ficarão restritos a menos de 1%. Os sistemas isolados atendem consumidores nos Estados do Acre,

Amazonas, Pará, Rondônia, Roraima, Amapá e Mato Grosso, assim como na ilha de Fernando de Noronha (PE). A maioria das usinas desses sistemas é composta por pequenas unidades de geração a óleo diesel, localizadas em cidades e comunidades dos estados da Região Norte. Assim, ao final de 2013, a previsão é que existam 257 sistemas isolados no território nacional [13].

A Região Amazônica concentra a maioria dos sistemas isolados e, apesar de possuir um grande potencial para a geração local de energia elétrica, seja pelo uso da hidreletricidade, da geração térmica a gás natural, da biomassa e da energia solar fotovoltaica, o suprimento de energia elétrica é precário, de baixa qualidade e com elevado custo de operação. Assim, os principais problemas dos sistemas isolados [11, 14] são decorrentes da:

- dispersão geográfica na região;
- baixa densidade demográfica do mercado (menos de 1 consumidor/km²);
- geração térmica com óleo diesel suprindo motor de combustão interna;
- dificuldade de logística para transporte do combustível;
- dependência quase exclusiva da atuação dos operadores para controle operacional das usinas de pequeno porte;
- pouca relevância do mercado no que diz respeito a alocação de investimentos por parte da empresa detentora de sua concessão.

O custo elevado com despesas de óleos combustíveis utilizados em usinas térmicas é um dos principais gargalos dos sistemas elétricos isolados do Brasil. No ano de 2003, esse custo foi da ordem de R\$ 2,2 bilhões, e em 2004, atingiu o valor de R\$ 3,1 bilhões, sendo que este aumento do custo decorreu do crescimento do mercado de energia elétrica e do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), estabelecido pela Lei Federal 10833 de 29 de dezembro de 2003. No ano de 2005, as despesas com combustíveis alcançaram o patamar de R\$ 3,6 bilhões [11]. O óleo diesel é o combustível mais utilizado nas usinas térmicas dos pequenos sistemas isolados [11, 13, 15], conforme valores de consumo por ano listados na Tabela 2.

Tabela 2: Consumo de Diesel em Térmicas de Sistemas Isolados

Ano	Consumo de diesel (milhões de litros)
2003	640
2004	850
2005	1250
2006	808
2007	641
2008	936
2009	776
2010	1291
2011	1437
2012	1210(planejado)
2013	1203(planejado)

Deste modo, torna-se crucial a busca por soluções energéticas sustentáveis, em particular para o suprimento de energia elétrica à população amazônica, notadamente em virtude das demandas da região e da sua importância ecológica. Na busca por soluções energéticas, deve-se levar em conta o tamanho e a complexidade dos seus problemas, pois, uma das principais falhas na análise do desempenho dos sistemas isolados é considerá-los como uniformes em seu tamanho e disponibilidade de recursos [11]. Os grandes projetos de geração de energia elétrica para a região mostraram-se pouco eficazes para o seu desenvolvimento e, assim, uma solução que hoje se vislumbra é a geração próxima ao consumidor, utilizando-se tecnologia adequada às potencialidades energéticas de cada lugar [14].

A principal dificuldade apresentada pelos sistemas elétricos isolados é exatamente o planejamento, pois, uma vez que não é possível o intercâmbio de energia entre eles e o SIN, cada sistema isolado deve ser dimensionado para atender a sua carga e ainda possuir uma capacidade de expansão da oferta de energia que seja suficiente para suprir aumentos previstos da demanda pelo mercado que atendem. Por outro lado, a operação e manutenção dos sistemas isolados é tarefa de grande complexidade, exigindo ação coordenada, sobretudo quando se considera a logística associada às unidades geradoras espalhadas pelas diversas localidades que compõem esses sistemas, geograficamente distantes e apresentam, em sua grande maioria, baixa densidade demográfica [16].

Devido as dificuldades de atendimento aos sistemas isolados, o Governo Federal criou o Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON), por meio da portaria Minfra 895, de

29 de novembro de 1990, com o objetivo de realizar o planejamento e acompanhamento da operação dos sistemas isolados da Região Norte, de forma a assegurar aos consumidores desses sistemas, não contemplados com os benefícios oferecidos pelo SIN, o fornecimento de energia elétrica em condições adequadas de segurança e qualidade [15].

1.1.1 Objetivo Geral

Desenvolver metodologia analítica para alocar e dimensionar GFVs para inserção, de forma concentrada ou dispersa, em redes elétricas isoladas de média tensão, com a finalidade de contemplar os múltiplos objetivos:

- Reduzir as perdas ativas;
- Melhorar o perfil de tensão da rede;
- Reduzir a participação da geração a diesel e, por consequência, redução no consumo de óleo diesel e da poluição ambiental.

1.1.2 Objetivos Específicos

Quanto aos objetivos específicos, podem ser estabelecidos os seguintes:

- Desenvolvimento de aplicativo em C++ para executar o software ANAREDE de modo iterativo;
- Desenvolvimento da modelagem do GFV;
- Aplicação da metodologia desenvolvida nas redes elétricas IEEE 33 barras, IEEE 69 barras e na rede real de Aveiro-PA.

1.2 Contribuições da Tese

A seguir são listadas as contribuições deste trabalho e, de acordo com a revisão bibliográfica realizada, destaca-se que não foram encontradas na literatura pesquisada, contribuições similares.

1. Desenvolvimento de metodologia para alocação e dimensionamento de GFVs, de forma concentrada ou dispersa, baseada em expressões analíticas.

2. Desenvolvimento de metodologia para dimensionamento de GFVs, considerando a intermitência da fonte primária (radiação solar e temperatura ambiente).
3. Aplicação da metodologia em redes elétricas isoladas e supridas por geradores a diesel.
4. Desenvolvimento da metodologia considerando múltiplos objetivos, tais como:
 - Reduzir as perdas ativas;
 - Melhorar o perfil de tensão da rede;
 - Reduzir a participação da geração a diesel, e por consequência, reduzir o consumo de óleo diesel e a poluição ambiental.

1.3 Estado da Arte da Geração Distribuída

Diante do crescente consumo mundial de energia elétrica, a grande dependência do petróleo, com as crises de 1970 e 1973 no fornecimento desta fonte energética e, em contrapartida, o grande apelo da sociedade pela preservação do meio ambiente, diminuição das agressões a natureza e desastres ecológicos e, ainda, com a necessidade do atendimento de populações que vivem em regiões isoladas e, conseqüentemente, pela manutenção da vida humana, vêm motivando reuniões com a presença de organizações não-governamentais e mandatários ou seus representante das nações, para tratar de diversos problemas comuns que afetam a humanidade, tais como as mudanças climáticas, a chuva ácida, a destruição da camada de ozônio e a fome e pobreza em países subdesenvolvidos [17].

Na conferência de Estocolmo, em 27 de fevereiro de 1987, a Comissão Mundial de Desenvolvimento e Meio Ambiente (WCED) estabeleceu a seguinte definição para desenvolvimento sustentável: aquele que satisfaz as necessidades presentes, sem comprometer a capacidade das gerações futuras de suprir suas próprias necessidades [18]. De uma forma geral, pode-se listar algumas soluções energéticas básicas voltadas ao desenvolvimento sustentável:

1. Almejar a diminuição do uso de combustíveis fósseis tais como o carvão, óleo e gás e, por outro lado, incentivar um maior uso de tecnologias e combustíveis renováveis, objetivando-se alcançar uma matriz renovável a longo prazo;
2. Aumentar a eficiência do setor energético desde a produção até o consumo. Grande parte da crescente demanda energética pode ser suprida através de medidas como essas;
3. Realizar mudanças no setor produtivo como um todo, visando-se o aumento de eficiência quanto ao uso de materiais, transporte e combustíveis;

4. Desenvolver novas tecnologias para o setor energético, no sentido de se encontrar alternativas ambientalmente benéficas, incluindo-se também melhorias nas atividades de produção de equipamentos e de materiais para o setor e exploração de combustíveis;
5. Estabelecer ou redefinir políticas energéticas de forma a favorecer a formação de mercados para tecnologias ambientalmente benéficas e cobrar os custos ambientais de alternativas não-sustentáveis;
6. Incentivar o uso de combustíveis menos poluentes em substituição aos mais poluentes.

Mudanças que ocorreram na indústria de energia elétrica alteraram a maneira de como os projetos para a implementação de geração energética são financiados, ocorrendo uma revolução na indústria com a quebra de paradigmas, onde unidades pequenas de geração vem competindo e, assim, quebrando o conceito de economia de escala, antes baseada em grandes centrais geradoras [19]. A reestruturação do setor elétrico brasileiro ocorreu a partir do projeto RE-SEB, no período de 1995 a 1998, iniciando-se com a privatização das companhias operadoras de energia elétrica. De um modo geral, pode-se estabelecer a seguinte cronologia das principais mudanças ocorridas no modelo institucional do setor elétrico nacional [15, 20, 21]:

1. Por meio da Lei 9074, de 07 de julho de 1995, o estabelecimento de normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, e a criação da figura do Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE), como agente gerador, totalmente exposto ao regime de mercado livre, buscando produzir energia por sua conta e risco.
2. Através da Lei 9427, de 26 de dezembro de 1996, a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com as políticas e diretrizes do governo federal.
3. Criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), de acordo com a Lei 9648 de 27 de maio de 1998, com incumbências de atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica, integrantes do SIN, estabelecendo-se a garantia de livre acesso e assegurando a neutralidade dos sistemas de transmissão.
4. Lei 9648, de 27 de maio de 1998, a qual autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da ELETROBRAS e de suas subsidiárias.
5. Através da Resolução ANEEL 266, de 13 de agosto de 1998, foi estabelecido o limite de repasse para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de

energia elétrica e trata da formulação do limite desse repasse, através da regulamentação do Valor Normativo (VN), visando atender ao que determina o § 2º do art. 10 da Lei 9648, ano de 1998. Posteriormente, após a realização de uma Audiência Pública, a ANEEL substituiu a Resolução 266/1998 pela Resolução 233, de 29 de julho de 1999 na qual, em seu art. 2º, estabeleceu o VN de diversas fontes energéticas, conforme valores mostrados na Tabela 3.

6. Posteriormente, outras resoluções emitidas pela ANEEL tratam do VN, a saber: Resolução 22, de 1º de fevereiro de 2001; Resolução 248, de 6 de maio de 2002; Resolução 487, de 29 de agosto de 2002, a qual altera o artigo 3º da Resolução 248/2002. Ainda no ano de 2002 é emitida a Resolução 488, de 29 de agosto, a qual regulamenta e atualiza valores normativos de fontes para geração de energia, os quais são listados na Tabela 4.
7. Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) por meio da Lei 10433 de 24 de abril de 2002 (conversão da Medida Provisória nº 29 de 2002), passando a refletir o comportamento do mercado e sinalizando claramente as oportunidades para o atendimento ao crescimento da demanda; posteriormente, com a revogação dessa Lei, foi criada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a qual, a exemplo do MAE, foi estabelecida como pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, de acordo com a Lei 10848 de 15 de março de 2004.
8. Programa de incentivo para produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis (PROINFA), através da Lei 10438, editada em 26 de abril de 2002, a qual dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica. Esse programa foi implantado em 2003.

Tabela 3: VN de Tarifas de Energia Elétrica (RES ANEEL 233/1999)

Fonte	R\$/MWh
Fonte Competitiva	57,20
Termelétrica com Carvão Nacional	61,80
Pequena Central Hidrelétrica	71,30
Termelétrica a Biomassa	80,80
Usina Eólica	100,90
Usina solar Fotovoltaica	237,50

Tabela 4: VN de Tarifas de Energia Elétrica (RES ANEEL 488/2002)

Fonte	R\$/MWh
Fonte Competitiva	72,35
Termelétrica a Carvão	74,86
Pequena Central Hidrelétrica	79,29
Termelétrica a Biomassa e Resíduo	89,86
Termelétrica a Gás Natural maior que 350 MW	91,06
Termelétrica a Gás Natural menor ou igual que 350 MW	106,40
Usina Eólica	112,21
Usina solar Fotovoltaica	264,12

Posteriormente, a partir do ano de 2004 ocorreram novas mudanças no modelo do setor elétrico, tendo como objetivos principais: garantir a segurança no suprimento energético; promover a modicidade tarifária; e promover a inserção social, em particular pelos programas de universalização (como o Luz para Todos) [21]. Deste modo, além do PROINFA, pode-se estabelecer a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) como outro mecanismo, usado no Brasil, para incentivar o uso de fontes de energia renováveis, desde que esteja substituindo uma usina termelétrica nos sistemas isolados, nos quais se utiliza, na maioria dos casos, óleo diesel.

A CCC foi criada, inicialmente, para garantir a confiabilidade dos sistemas elétricos interligados nas situações de baixa hidraulicidade ou restrições de transmissão, rateando entre todos os agentes, os custos dessa conta [19]. Na década de 70 o Governo Federal, através da Lei 5899, de 5 de julho de 1973, estabeleceu diretrizes sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da usina de Itaipu e, também, que os ônus decorrentes do consumo de combustíveis fósseis fossem rateados entre todas as empresas concessionárias dos sistemas elétricos interligados. Atualmente, para assegurar à população que é atendida por sistemas isolados, os benefícios usufruídos pelos consumidores do SIN, a CCC subsidia a compra do óleo diesel e óleo combustível usados na geração de energia por usinas térmicas que atendem às áreas isoladas do país [21].

A Resolução ANEEL 220, emitida em 16 de maio de 2006, alterou dispositivos da Resolução Normativa 146, de 14 de fevereiro de 2005, e estabeleceu critérios para o cálculo da sub-rogação dos benefícios do rateio da conta CCC. No § 1º do artigo 4º, a Resolução 220 estabelece que empreendimentos de transmissão que vierem a integrar a rede básica e empreendimentos de geração que substituam a geração térmica existente, terão um benefício limitado a, no máximo, 75% do valor do investimento aprovado pela ANEEL. Ainda, no § 2º do mesmo artigo, é estabelecido que, caso o empreendimento de transmissão e/ou distribuição não integre

a rede básica, e substitua geração térmica existente, com entrada em operação comercial após a publicação da Resolução, o benefício corresponderá a 100% do valor do investimento aprovado pela ANEEL, acrescido de um valor complementar (máximo de 15% do investimento).

Ainda, em relação aos sistemas isolados, de acordo com a Lei 12111, de 9 de dezembro de 2009, devem ser buscadas a eficiência econômica e energética, a mitigação dos impactos ambientais e a utilização de recursos energéticos locais na prestação dos serviços pelas empresas distribuidoras. Para garantir a eficiência econômica, os agentes de distribuição de energia elétrica deverão atender à totalidade dos seus mercados nos sistemas isolados por meio de licitação, na modalidade de concorrência ou de leilões, nos moldes daqueles praticados no SIN, o que irá proporcionar maior transparência, maior competitividade e mais incentivos à utilização dos recursos e fontes energéticas renováveis [15].

Em termos de preços de energia elétrica no Brasil, mostra-se na figura 3 um gráfico de custos de produção de energia elétrica (R\$/MWh) das principais fontes energéticas tais como fotovoltaica (FV), diesel, eólica, gás natural (GN), nuclear, carvão, grande central hidrelétrica (GCH), pequena central hidrelétrica (PCH) e biomassa. O gráfico foi elaborado com base nas referências [21, 22]. Por outro lado, para se ter uma ideia de valores de investimentos em fontes de energia renováveis, apresenta-se na Tabela 5 uma análise comparativa de preços entre algumas fontes renováveis, considerando-se o tempo de retorno do investimento (*pay-back*), do Valor Presente Líquido (VPL) e da Taxa Interna de Retorno (TIR), tanto sem incentivo, como considerando recursos da CCC e repasse do VN conforme estabelecido na Resolução ANEEL 233 [19].

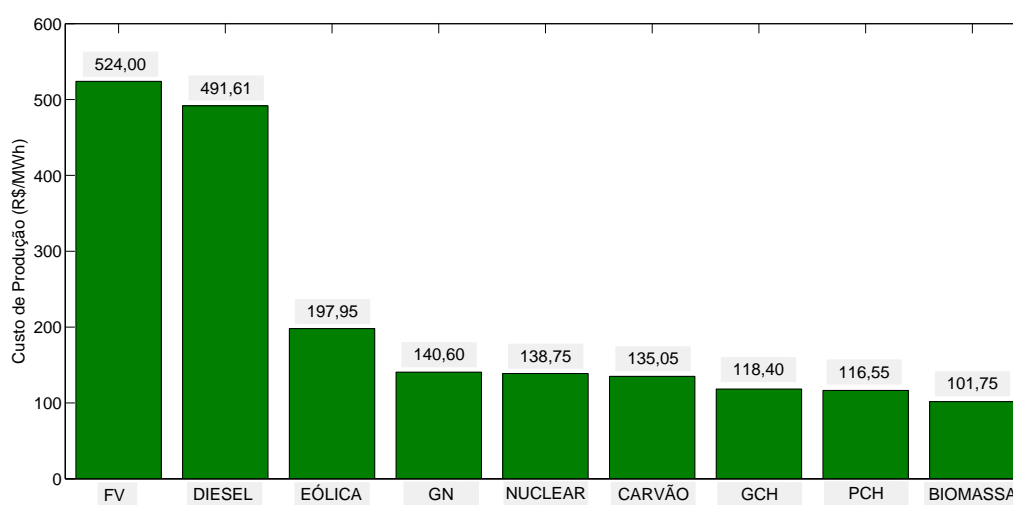


Figura 3: Custo de produção de energia elétrica.

Tabela 5: Análise de Preços de Fontes Renováveis para GD

Fonte	Situação	Pay-Back (anos)	VPL (R\$)	TIR (%)
PCH	Sem Incentivo	28	-16000,00	–
	Com VN	14	4000,00	15
	Com CCC	2	40000,00	75
Eólica	Sem Incentivo	>30	-32000,00	–
	Com VN	14	2000,00	13
	Com CCC	12	10000,00	17
Biomassa	Sem Incentivo	25,5	-20000,00	3
	Com VN	11,5	13000,00	13
	Com CCC	3,5	54000,00	80
solar	Sem Incentivo	>30	-60000,00	–
	Com VN	14	3000,00	15
	Com CCC	24	-10000,00	4

Para a elaboração da Tabela 5 utilizou-se, como base, os custos médios de equipamentos, obras civis, engenharia, operação e manutenção, estabelecendo as mesmas condições de financiamento em todos os casos, com 30% dos recursos oriundos de capital próprio, remunerado a 17% ao ano, e 70% de recursos de terceiros, remunerados a 15% ao ano, o prazo de amortização é de 8 anos com 2 anos de carência. Como pode ser observado, ainda nessa tabela, as tecnologias suficientemente maduras, como PCH e Biomassa, tornam-se viáveis e extremamente atrativas, com a utilização dos incentivos do valor normativo e da utilização dos recursos da CCC porém, no caso das tecnologias em desenvolvimento (eólica e solar), os incentivos viabilizam-nas no limite da atratividade, sendo uma tendência para os próximos anos que ocorra uma diminuição dos preços das fontes solar e eólica, o que fará com que essas tecnologias passem a apresentar uma maior taxa interna de retorno.

É de se observar que, mundialmente, a desregulamentação do setor elétrico e a reestruturação de empresas desse setor, vêm provocando mudanças fundamentais na prática do planejamento de sistemas destinados à energia elétrica [23].

Em termos de trabalhos que tratam da integração da GD às redes elétricas, pode-se iniciar pelo trabalho de Kern et al. [24], publicado em 1989, o qual apresentou várias considerações em função dos resultados de experimento realizado em 25 de setembro de 1987, cuja finalidade era analisar os impactos da inserção de GD, composta por 28 geradores fotovoltaicos (GFVs), interligados no sistema elétrico de distribuição, tensão de 13,8 kV da cidade de Gardner (Mas-

sachusetts). Posteriormente, em trabalho publicado em 2000 [25], Barker e de Mello levantam questões sobre o impacto que podem ocorrer, assim como os benefícios devidos a inserção de GD em rede elétrica do tipo radial, tais como:

- Melhorar os níveis de tensão e, assim, melhorar a qualidade da energia elétrica;
- Reduzir as perdas ativas na rede;
- Reduzir a necessidade de expansão do sistema elétrico;
- Aumentar a confiabilidade do sistema elétrico.

No ano de 2003, Y.Mao e K. Mu [26] publicaram trabalho com o desenvolvimento de estudo que considera o uso de chaveamento entre circuitos, em rede elétricas radiais, providas com geradores distribuídos, com a finalidade de melhorar a confiabilidade do sistema elétrico e, ainda, com a instalação das chaves previstas no estudo, consumidores podem ser atendidos sob condições de falta ou outras condições de isolamento da subestação do resto do sistema elétrico. Em trabalho publicado no ano de 2004 por Wang e Nehrir [27], são apresentadas aproximações analíticas para a alocação ótima de unidades de GD, com fator de potência unitário, para serem inseridas em redes elétricas de distribuição do IEEE de 6 e 30 barras.

Em outro trabalho, publicado no ano de 2006, Quezada et al. [28] desenvolveram uma metodologia com o objetivo de computar as perdas ativas anuais, considerando-se as variações dessas perdas, para diferentes fontes de GD, tais como geração eólica, fotovoltaica e do tipo CHP, cujo sistema inclui aquecimento e produção de energia elétrica.

Ainda no ano de 2006, Borges e Falcão publicam trabalho [29] no qual são feitas considerações, dentre outras, da importância do planejamento adequado, quanto à inserção de GD nos sistemas elétricos, destacando a necessidade da definição de inúmeros fatores, tais como: a melhor tecnologia a ser usada, a quantidade e a capacidade das unidades de GD, a melhor localização dos geradores e a conexão dessas unidades na rede elétrica. Assim, os impactos da GD nos parâmetros da rede, como as perdas elétricas, os níveis de tensões, estabilidade e confiabilidade precisam ser bem avaliados, sendo a questão da alocação e dimensionamento das unidades da GD de grande importância.

No ano de 2008, Hedayati et al. [30] apresentam trabalho, no qual é desenvolvida metodologia para alocação de geradores distribuídos em redes de distribuição. A metodologia é baseada na análise de fluxo de carga, com a finalidade de determinar as barras mais sensíveis ao colapso de tensão. Deste modo, através desta metodologia, são alocados os geradores dis-

tribuídos em determinadas barras, no caso do estudo são usados três geradores cujas potências são dimensionadas em função da carga e inseridos em sistema elétrico do IEEE de 34 barras.

Em outro trabalho, também publicado em 2008, Renders et al. [31] realiza estudo com a finalidade de investigar as ações mitigadoras da GD quando da ocorrência de afundamentos de tensão (*dips*) em redes elétricas de baixa tensão e, para a realização das simulações, foram usados modelos de geradores síncronos, geradores assíncronos e conversores bidirecionais.

Ainda no ano de 2008, Tonkoski e Lopes [32] apresentam trabalho para a análise de GD com elevado nível de inserção, utilizando-se geradores fotovoltaicos, os quais são conectados em quatro das barras do sistema elétrico de teste de 5 barras, sendo a barra 1 a referência. O estudo decorre da necessidade de se melhorar os níveis de tensão nas barras, mas deve-se avaliar o risco de ocorrência de sobretensão, quando do fornecimento máximo da geração FV. O dimensionamento da potência ativa da geração FV é realizado por meio dos resultados obtidos do fluxo de carga.

No ano de 2010, D.Hung et al. [33] apresentam trabalho com o desenvolvimento de expressões analíticas, as quais são aplicadas para a alocação e o dimensionamento de quatro tipos de unidades de GD, diferenciando-as pelo tipo de potência injetada no sistema elétrico, mas tendo como objetivo a máxima redução das perdas do sistema elétrico e, pela análise dos resultados desse trabalho, os autores determinam um único nó para a injeção concentrada da potência da GD e fazem o dimensionamento de potência ativa dessa GD de acordo com expressão analítica desenvolvida. A metodologia desenvolvida é aplicada para experimentos numéricos nos sistemas elétricos do IEEE de 16, 33 e 69 barras.

Em trabalho publicado no ano de 2011 por Shayani e Oliveira [34], são utilizados GFVs como GD, levando-se em consideração a capacidade de condução de corrente dos condutores alimentadores e os valores de tensão como fatores limitantes da inserção da geração FV no sistema elétrico sob estudo. Os autores chamam a atenção para a situação de potência da GD superior a potência da carga, o que pode levar a sobrecarga no condutor alimentador e, ainda, ressaltam que um fator limitante de inserção da GD é quando se ajusta a tensão de fornecimento para um valor de 1,05 pu.

Também em 2011 é publicado o trabalho de Coster et al. [35], no qual os autores enfatizam a importância do planejamento, baseado na experiência de um operador de energia elétrica da Holanda e, assim, chamam a atenção para questões de controle de tensão, proteção na rede e correntes de falta, quando geradores distribuídos são integrados à rede elétrica. Na simulação realizada pelos autores foi utilizada uma rede de distribuição com tensão primária de 10 kV, na qual são conectados 21 geradores distribuídos do tipo alternadores síncronos, em uma planta de

cogeração ou planta tipo CHP.

No mes de agosto 2012, Soroudi [36] propôs a aplicação de técnicas, como Fuzzy, método de Monte Carlo e de probabilidades, para o desenvolvimento de ferramenta computacional voltada para o setor de planejamento de empresas concessionárias de energia elétrica ou operadores responsáveis, cuja finalidade é avaliar alguns cenários de investimentos em GD, composta por geradores eólicos e turbinas à gás, considerando ambientes de incerteza. Para aplicação do método desenvolvido, o autor utiliza uma rede de distribuição real de 201 barras com tensão primária de 10 kV.

Também em 2012, Baran et al. [37] publicam trabalho no qual fazem avaliações operacionais de dispositivos de proteção contra faltas, em sistema de distribuição residencial com inserção de geração FV. Levando em consideração os baixos níveis de inserção de GFVs, supridos por consumidores residenciais, os autores realizam simulações em um sistema de distribuição tipicamente residencial, tensão primária de 12 kV, considerando níveis elevados de penetração de GFVs em vários nós da rede e, assim, procuram avaliar o impacto desses geradores nos dispositivos de proteção contra faltas e, também, nas variações que ocorrem na tensão da rede.

Ainda em 2012, Steffel et al. [38] publicam um trabalho com análises decorrentes da inserção de geradores fotovoltaicos em circuitos alimentadores de rede elétrica primária, tensão de 24 kV, com elevados níveis de inserção de geradores fotovoltaicos, a fim de realizarem medições no circuito secundário e, assim, possibilitar as avaliações de níveis de tensão em pontos específicos da rede secundária, devido as variações temporais das cargas e, também, em função da intermitência no fornecimento de potência pelos geradores fotovoltaicos, causados pela variação de radiação solar, temperatura e sombreamento por nuvens.

Por último, no ano de 2012 [39], Chia-Hung et al. publicaram um estudo que considera a inserção de uma geração fotovoltaica como GD, em um alimentador do sistema elétrico de distribuição da cidade de Taipower (Taiwan), cuja finalidade foi realizar a avaliação horária e anual da geração fotovoltaica, considerando-se a curva de irradiação solar e temperatura do módulo solar, cuja preocupação dos autores decorreu da intermitência da fonte primária.

Em termos de padrões técnicos, o IEEE publicou no ano 2000 o documento IEEE Std 929-2000 [40], no qual são apresentadas recomendações técnicas e operacionais para a integração de GFVs nos sistemas elétricos de distribuição, cujas potências dos geradores sejam menores ou igual a 10 kW, incluindo recomendações de segurança de pessoas, ilhamento e não-ilhamento, condições operacionais de inversores, qualidade da energia elétrica, além de definir diversos termos relacionados a GD provida por GFVs, através de inversores com faixa de tensão de 106 V a 132 V, tensão nominal de 120 V e frequência de 60 Hz.

Posteriormente, no ano de 2008, o IEEE publicou o documento IEEE Std 1547-2003 (R2008) [41], o qual trata de recomendações técnicas e operacionais para a interligação de geradores distribuídos em geral aos sistemas elétricos de potência e às redes primárias e secundárias, frequência de 60 Hz. Esse padrão de IEEE cita alguns geradores distribuídos, tais como geradores síncronos, geradores de indução e conversores/inversores, estabelecendo uma capacidade de potência de GD até 10 MVA.

No Brasil, em termos de regulamentação da GD, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece por meio da Resolução 482, emitida em 17/04/2012 e publicada em 19/04/2012, as regras para a interligação de GDs na rede elétrica, podendo ser fonte de base hídrica, solar, eólica, biomassa e baseada na cogeração, com descrição dos procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída incentivada. Os geradores distribuídos poderão ser interligados ao sistema de distribuição na baixa tensão, rede monofásica com potência menor que 10 kW, na rede trifásica com potências entre 10 kW e 500 kW e na rede de média tensão com potências entre 500 kW a 1 MW.

A ANEEL define microgeração distribuída como sendo um gerador com potência igual ou menor que 100 kW e minigeração com potência superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW e, ainda, estabelece os requisitos mínimos dos geradores em função de suas potências e providos com dispositivos para desconexão, proteções contra sub e sobretensão, com relé de sincronismo, sistema anti-ilhamento e com medidores de energia gerada, dentre outras especificações [42]. Outras resoluções e documentos publicados pela ANEEL que tratam da GD são:

- **Resolução 481:** Nessa resolução, emitida em 17/04/2012 e publicada em 20/04/2012, são estabelecidas as regras do desconto de 50% para 80% nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão (TUSD e TUST) para usinas com fonte solar para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até dezembro de 2017, sendo o desconto válido nos dez primeiros anos de operação da usina.
- **Resolução 493:** Emitida em 05/06/2012 e publicada em 08/06/2012, estabelece os procedimentos técnicos e as condições de fornecimento de energia elétrica por meio de Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI) ou Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI).
- **Chamada pública 013:** Essa chamada pública foi concluída, tendo sido iniciada em agosto de 2011 com a finalidade de Projeto de P&D Estratégico da ANEEL denominado de: Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira. Foram selecionados 18 projetos de geração fotovoltaica com

potência de 24,6 MWp, com capacitação laboratorial e de recursos humanos, os quais, somam investimentos da ordem de R\$ 395 milhões. Nesse projeto estão envolvidas 96 empresas, 62 instituições de ensino e pesquisa, além de 584 pesquisadores diretamente envolvidos com os projetos.

1.4 Organização do Trabalho

Este trabalho está estruturado em 5 (cinco) capítulos. O Capítulo 1 exibe uma introdução geral, o estado da arte da GD, a contextualização do problema e os objetivos da tese, assim como a organização deste trabalho. O Capítulo 2 apresenta uma introdução a energia solar e o dimensionamento de geradores fotovoltaicos. No capítulo 3 apresenta-se a metodologia analítica para alocação e dimensionamento de geradores fotovoltaicos a serem integrados às redes elétricas de teste. O Capítulo 4 trata dos experimentos numéricos realizados com as redes de teste, aplicando-se a metodologia desenvolvida no Capítulo 3 e, com os resultados obtidos, são feitas as análises e conclusões. No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões, as considerações finais e sugestões de trabalhos futuros.

2 *Energia Solar Fotovoltaica*

2.1 Introdução

O Sol fornece energia na forma de radiação e, sem a qual, a vida na Terra não poderia existir. A energia é gerada no núcleo do Sol através da fusão de átomos de hidrogênio e hélio, com parte da massa do hidrogênio sendo convertida em energia, ou seja, o Sol é um enorme reator de fusão nuclear. Devido a grande distância entre o Sol e Terra, apenas uma pequena porção da radiação solar atinge a superfície do nosso planeta. Os recursos energéticos baseados em combustíveis fósseis, a exemplo do petróleo, são esgotáveis e suas reservas estão diminuindo e, por outro lado, a quantidade de energia solar que atinge a superfície da Terra é mais do que suficiente para atender a necessidade energética mundial.

Em termos de potência, devido o Sol ser considerado como aproximadamente um corpo negro, ou seja, um corpo capaz de absorver e emitir qualquer radiação eletromagnética, é o responsável pela emissão de radiação eletromagnética. A irradiação solar, expressa em Wh/m^2 , indica a energia solar que incide sobre uma determinada área da superfície plana, ao longo de um determinado intervalo de tempo e, assim, indica a densidade de energia elétrica por m^2 . O Sol, com uma temperatura de aproximadamente 5900K, é a principal fonte de energia do planeta Terra, emitindo radiação solar que atinge o nosso planeta com um comprimento de onda λ de faixa contínua de 0 a $4 \mu\text{m}$, constituindo a força motriz para os movimentos atmosféricos e outros processos térmicos, dinâmicos e químicos que ocorrem na atmosfera e camadas superficiais da crosta terrestre. A porção mais significativa do espectro eletromagnético, como ilustrado na figura 4, associada com a transferência de energia radiativa na atmosfera, é compreendida entre a faixa de comprimentos de onda da radiação ultravioleta e infravermelha [43].

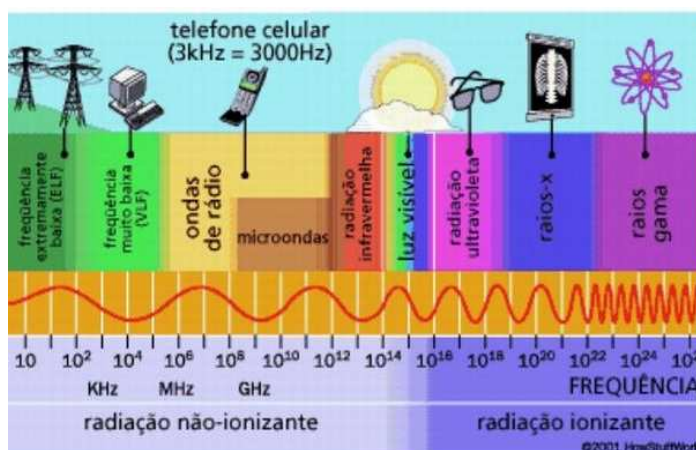


Figura 4: Ilustração do espectro eletromagnético.

A intensidade da irradiância fora da atmosfera varia ao longo do ano, com valores entre 1325 W/m² e 1412 W/m², sendo o valor médio de 1367 W/m² conhecido como constante solar. Esse nível de radiação não atinge a superfície da Terra, pois a mesma é reduzida pela reflexão, pela absorção (ozônio, vapor de água e dióxido de carbono) e por dispersão (moléculas de ar, partículas de poeira ou poluição). Em um tempo bom, ao meio dia, a irradiância pode atingir 1000 W/m² na superfície da Terra, com valores de pico de até 1400 W/m² por curtos períodos, como resultado da radiação refletida e passagem de nuvens [44]. Se a média da energia contida na radiação solar é contabilizada ao longo de um ano, o resultado é a irradiação global anual média (kWh/m²), sendo que esse valor varia bastante, dependendo da região, conforme mostra a figura 5.

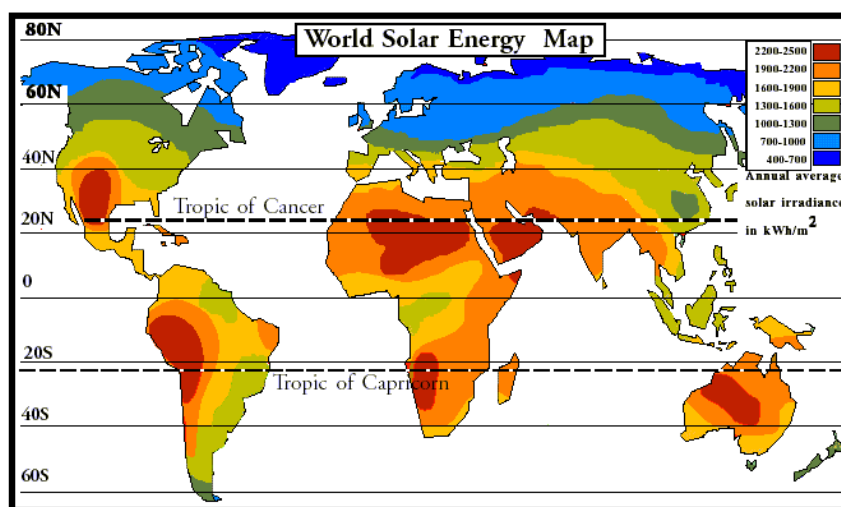


Figura 5: Distribuição mundial da irradiação solar anual média (kWh/m²).

A radiação visível corresponde a aproximadamente 43% do total de energia emitida pelo Sol, a região da radiação infravermelha corresponde a aproximadamente 49% da energia emitida, a região do ultravioleta com emissão em torno de 7% e aproximadamente 1% da radiação solar corresponde a emissões de raios X, raios gama e ondas de rádio. A radiação solar, após atingir o topo da atmosfera, sofre processos de absorção e espalhamento ao longo do seu percurso e aproximadamente 25% dessa radiação incide na superfície da Terra sem nenhuma interferência da atmosfera, sendo o restante absorvido ou espalhado em direção à superfície da Terra ou em direção ao espaço, conforme ilustração mostra a figura 6. A radiação eletromagnética de onda curta corresponde a radiação emitida pelo Sol com comprimentos de onda inferiores a $4 \mu\text{m}$ e a radiação de onda longa é a radiação emitida pela Terra com comprimentos de onda superiores a $4 \mu\text{m}$ [43].

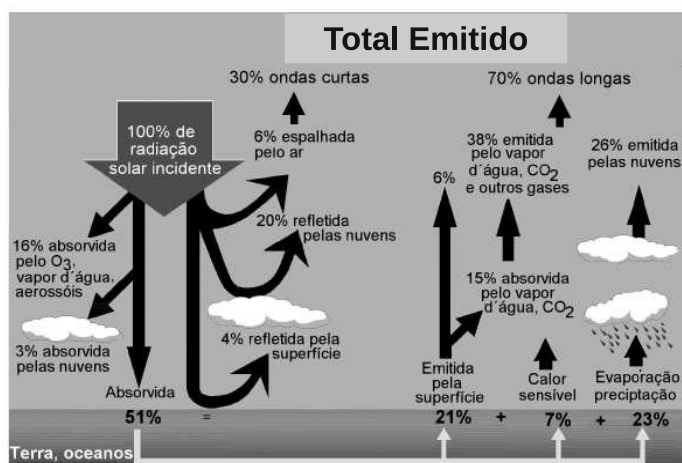


Figura 6: Ilustração do processo de absorção e espalhamento da radiação solar.

A figura 7 permite a comparação entre a distribuição espectral da radiação solar, emitida por um corpo negro a uma temperatura de 5900K, e as curvas de radiações solar no topo da atmosfera e a incidente na superfície ao nível do mar, versus o comprimento de onda do espectro eletromagnético. Como pode ser observado, os constituintes atmosféricos absorvem de maneira diferente os diversos comprimentos de onda da radiação solar e da radiação terrestre, alterando o espectro da radiação à medida que se propaga na atmosfera. Na absorção da radiação solar, as moléculas de gases, como o CO_2 e o O_3 , adquirem energia, a qual é transformada em movimento molecular interno, resultando em aquecimentos que são transmitidos para a atmosfera [43, 45].

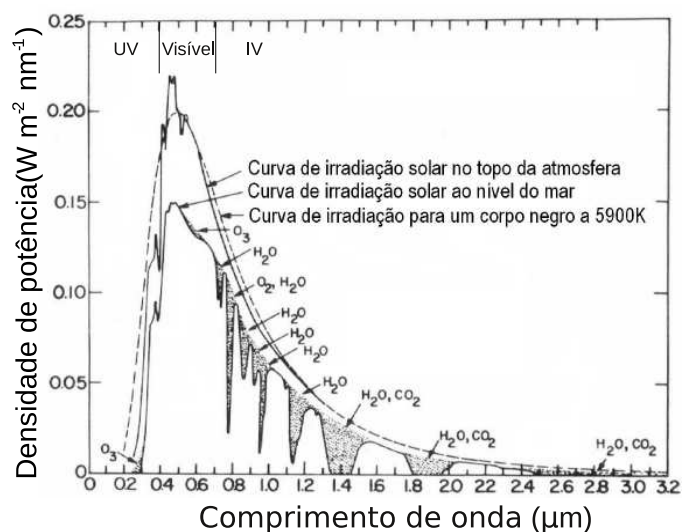


Figura 7: Distribuição espectral da radiação solar.

Em comparação com outros países, o Brasil é muito privilegiado para a exploração da energia fotovoltaica, conforme valores de irradiação média apresentados anteriormente. A Alemanha, que é o país que mais usa a energia fotovoltaica, conta com uma capacidade instalada maior do que 20 GW, a qual supera à de todos os outros países juntos, representando aproximadamente 4% de toda a energia elétrica produzida naquele país [46]. A irradiação solar na Alemanha está em torno de 3500 Wh/m² por dia, disponível apenas em uma pequena parte ao sul do seu território. O Brasil recebe uma irradiação média diária de 2,5 a 7,5 kWh/m²/dia (ou 9 a 27 MJ/m²), dependendo do local e da época do ano, latitude do local, além de outras ocorrências, como nuvens, aerossóis atmosféricos e gases que compõem a atmosfera, tendo uma distribuição média de irradiação solar por regiões do Brasil [47] da ordem de:

- Norte: 5462 Wh/m²;
- Nordeste: 5688 Wh/m²;
- Centro-Oeste: 5630 Wh/m²;
- Sudeste: 5478 Wh/m²;
- Sul: 5015 Wh/m².

Na figura 8 mostra-se um mapa de irradiação solar média no território brasileiro [46] e na figura 9 mostra-se um ábaco que permite estimar a irradiação solar para superfícies inclinadas

de até 25° na cidade de Belém, sendo que 100% de irradiação corresponde a 5,4 kWh/m²/dia ou 1195 kWh/m²/ano [48].

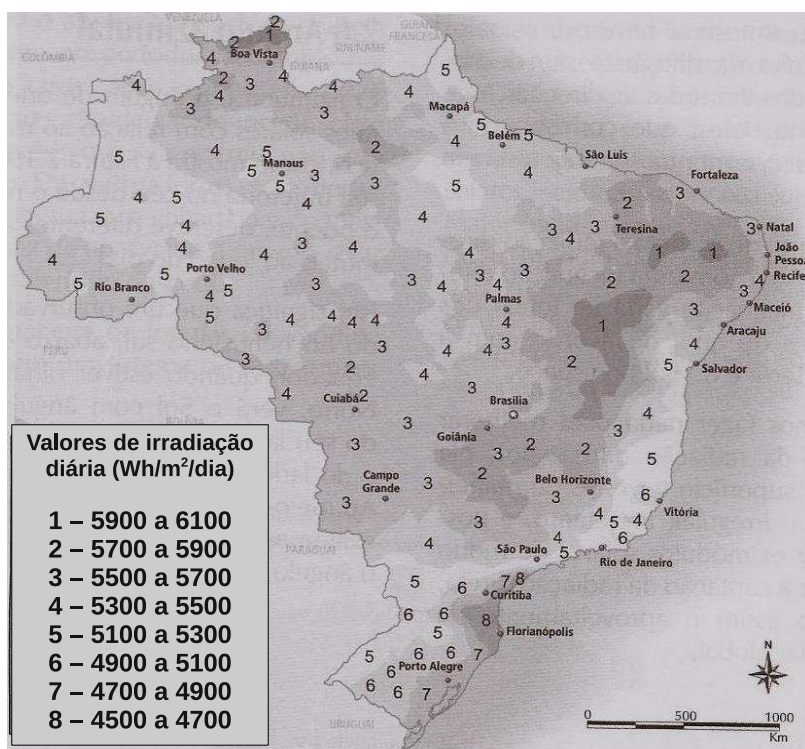


Figura 8: Mapa de irradiação solar média no território brasileiro.

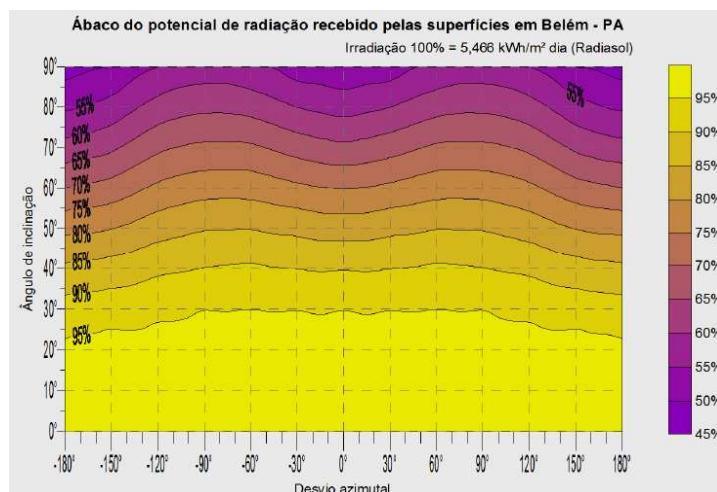


Figura 9: Ábaco para estimativa da irradiação solar na cidade de Belém (PA).

2.2 Geração Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é a tecnologia que gera energia elétrica com corrente contínua, em uma faixa de potência bastante ampla, indo desde mW até MW, pela incidência da luz solar em células fotovoltaicas, formadas por semicondutores. Algumas células solares estão em operação contínua na Terra ou no espaço por mais de 30 anos [49]. A fonte fotovoltaica tem uma característica que não se encontra em nenhuma outra: pode ser usada em qualquer local, gerando energia elétrica próxima ao consumidor, geralmente, sem necessidade da construção de longas linhas de transmissão [46].

No que diz respeito a transformação da energia solar em energia elétrica, esse processo remonta ao ano de 1839, quando o cientista francês Alexandre-Edmond Becquerel descobriu o fenômeno fotovoltaico ao perceber que uma solução de um eletrólito com eletrodos de metal, quando exposta à radiação luminosa, tinha sua condutividade aumentada. Mas, infelizmente no século 19, não havia tecnologia para explorar essa descoberta, sendo que o desenvolvimento da tecnologia dos semicondutores só começou cerca de 100 anos mais tarde. Em termos de energia eletromagnética, Albert Einstein postulou em 1905, estendendo uma sugestão feita dois anos antes por Planck, que um feixe de luz consiste de pequenos pacotes de energia, denominados de quanta de luz ou fótons. A energia de um fóton, E_G , é proporcional à sua frequência f [50],

$$E_G = hf, \quad (2.1)$$

na qual, $h = 6,63 \times 10^{-34}$ (Js) é a constante de Planck e f em c/s ou Hz. A luz propaga-se com uma velocidade constante no vácuo do espaço extraterrestre, tendo-se a expressão apresentada a seguir, que relaciona a frequência f , o comprimento da onda eletromagnética e sua velocidade,

$$c = f\lambda, \quad (2.2)$$

na qual, $c = 3 \times 10^8$ m/s é a velocidade da luz no vácuo e λ (m) é o comprimento da onda.

A equação (2.1) pode ser expressa como

$$E_G = h \frac{c}{\lambda}. \quad (2.3)$$

Por exemplo, no caso da rede elétrica com frequência de 60 Hz, o comprimento de onda é:

$$\lambda = \frac{c}{f} = \frac{3 \times 10^8}{60} = 5 \times 10^6 m.$$

O efeito FV é a conversão da energia contida nas ondas eletromagnéticas do Sol em energia

elétrica, ao incidirem fótons em uma célula, formada pela junção de dois materiais semicondutores, sendo a camada superior com semicondutor tipo n dopado e a camada inferior com semicondutor tipo p . Assim, nos terminais da célula, é produzida uma diferença de potencial e, conectando-se eletrodos e fios condutores a uma carga, ocorrerá a circulação de corrente elétrica contínua [49], conforme ilustrações mostradas nas figuras 10 e 11.

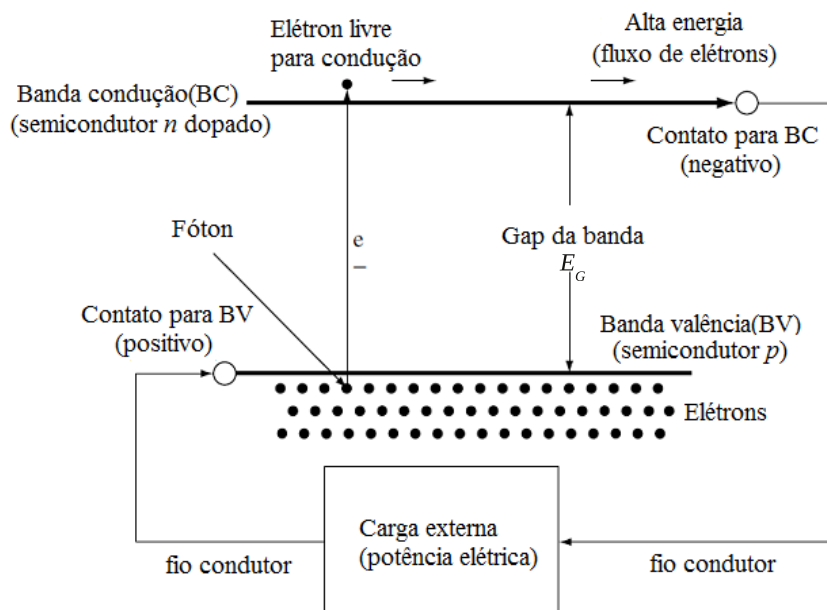


Figura 10: Ilustração de célula solar: a incidência dos fótons provoca o deslocamento dos elétrons da BV para a BC, de acordo com a energia E_G (eV) no *gap* da banda, ocorrendo uma ddp e circulação de corrente elétrica elétrons quando da conexão de uma carga.

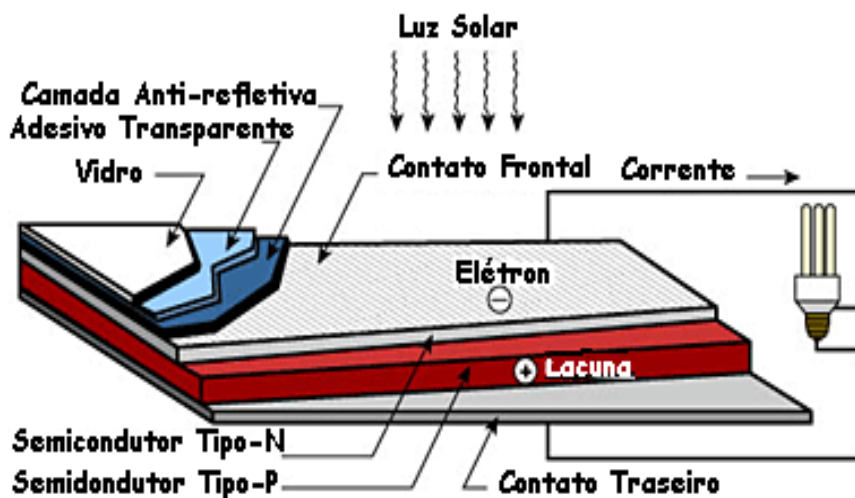


Figura 11: Ilustração de célula solar alimentando uma lâmpada.

A tecnologia fotovoltaica foi impulsionada após o pesquisador Shockley ter desenvolvido um modelo de dispositivo semicondutor com junção $p-n$, tendo o Bell laboratórios produzido a primeira célula solar no ano de 1954, a qual tinha uma eficiência de aproximadamente 5% [51]. De um modo geral, a utilização da energia solar fotovoltaica obedece a seguinte cronologia [52]:

1. 1950: Até o início desse ano, as células solares eram utilizadas, basicamente, como sensores de radiação luminosa;
2. 1954: Início da conversão fotovoltaica, quando os pesquisadores da Bell Telephone anunciaram o desenvolvimento de uma célula solar de silício com eficiência em torno de 4,5%;
3. 1960: Primeiras aplicações terrestres em locais remotos, para alimentação de equipamentos de telecomunicações, de sistemas de sinalização e proteção catódica;
4. 1970: As células solares para aplicações terrestres superaram a produção de células para uso espacial.
5. 1990: Significativo avanço tecnológico, reduções nos preços e apelos de ordem ambiental para uso de energia limpa, propiciaram à conversão fotovoltaica uma firme inserção no mercado mundial.

A aplicação da geração FV está bastante difundida, principalmente em países desenvolvidos, como Estados Unidos, Alemanha, Espanha e Japão e, nos países em desenvolvimento, como o Brasil, têm-se razoáveis investimentos em pequenos e médios sistemas FVs autônomos e perspectivas de maiores investimentos em usinas fotovoltaicas de grande porte para conexão à rede pública de energia elétrica. A Tabela 6 lista algumas das vantagens e desvantagens da energia solar FV [49, 53].

Tabela 6: Vantagens e Desvantagens da Energia Solar FV

Vantagens	Desvantagens
Fonte primária infinita	Fonte primária difusa(baixa densidade)
Geração por conversão direta	Conversão com baixo rendimento
Sem emissão de poluentes e sem combustão	–
Baixo custo operacional	Alto custo de implantação
Sem partes móveis (sem desgaste)	–
Alta confiabilidade do módulo solar	Baixa confiabilidade elementos auxiliares
Fonte Modular	–
Instalação em praticamente qualquer local	Até agora sem ampla integração predial
Geração diária pode corresponder a demanda	Necessário baterias e gerência da carga
Reduzido prazo de instalação e ativação	–
Alta aceitação pública	–
Excelente histórico de segurança	–

É de destacar que o desenvolvimento da tecnologia dos semicondutores, a partir do século XX, possibilitou o crescimento da indústria fotovoltaica e, assim, essa tecnologia pode ser aplicada em instalações aeroespaciais, militares e para o atendimento dos demais consumidores, tanto de forma distribuída, com pequenos geradores, como através de grandes centrais solares [54]. Outro ponto que merece destaque é a modularidade da geração FV, o que favorece a instalação de geradores distribuídos, tanto em regiões isoladas ou área urbana, com sistemas conectados à rede elétrica. Na tecnologia fotovoltaica, o silício é o material predominantemente utilizado no mundo e o Brasil possui 90% de reservas mundiais economicamente aproveitáveis, sendo importante que o país busque desenvolver estratégias de P&D para essa área, visando [55]:

1. analisar as necessidades tecnológicas e viabilidade econômica, para a produção de silício de grau solar (a indústria de painéis FVs utiliza restos de silício de "grau eletrônico", mais caro);
2. apoiar o desenvolvimento de células e painéis solares no país a partir de silício de "grau solar";
3. desenvolvimento e produção de componentes, sistemas eletrônicos, conversores, inversores, dentre outros;

4. desenvolvimento de mecanismos regulatórios e tarifários para incentivar a criação de um mercado para essa tecnologia (como é feito em diversos países);
5. criação de normas técnicas e padrões de qualidade.

2.2.1 Tecnologia das Células Fotovoltaicas

Em 1918, o cientista polonês Czochralski desenvolveu uma metodologia para fabricar cristais de silício, que são a base da indústria de semicondutores para componentes eletrônicos e células fotovoltaicas. O silício, extraído do mineral quartzo, é o material predominante na fabricação de células fotovoltaicas. Apenas em meados da década de 70, quando da ocorrência da crise do petróleo, foi que se passou a considerar a utilização terrestre das células fotovoltaicas para geração de energia elétrica em grande escala e a tecnologia fotovoltaica pode ser dividida em dois ramos, a tecnologia de módulos planos e sistemas com concentração. Nos módulos planos o material semicondutor cobre a máxima área possível de um substrato plano e, no sistema concentrador, a estratégia é a utilização de um material semicondutor, normalmente de maior custo, associado a um sistema ótico de concentração para reduzir a quantidade de material semicondutor utilizado [52].

Apesar do Brasil possuir 90% das reservas mundiais economicamente aproveitáveis de silício, a purificação e fabricação desse componente não é feita em nosso País, sendo que a indústria de geração FV utiliza Si de grau solar (grau de pureza de 99,9999%). No ano de 1997 foram usadas 690 toneladas (t) de Si para a fabricação fotovoltaica e 7600 t para eletrônicos (Si com grau de pureza de 99,999999%). O uso do silício para fabricação de módulos FVs cresce mais do que para uso eletrônico. Módulos solares FVs, baseados na tecnologia tradicional do silício cristalino (forma monocristalina m-Si, policristalina p-Si, denominados genericamente por silício cristalino c-Si), sofreram uma redução de custos apreciável, desde suas primeiras aplicações no fornecimento de energia elétrica para satélites [47].

De acordo com estudos teóricos, a máxima eficiência que pode ser obtida com células de junção simples, fabricadas a partir de materiais semicondutores com *band gap* no intervalo de 1,0 a 1,7 eV, é próxima de 30 %, como é o caso do Si cristalino, Si amorfo (a-Si), Telureto de Cádmiio (Cd-Te) e Disseleneto de Cobre-Índio (CIS). Ao longo do desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica, a diferença, em eficiência, entre as células fotovoltaicas de Si cristalino e as de filmes finos tem sido da ordem de 7 a 8 %. A conversão fotovoltaica tem mostrado um bom desempenho e potencial, apesar de uma escala variável, o que favorece sistemas distribuídos, desde potências muito baixas até aplicações importantes para sistemas isolados com 100

MW/ano, totalizando 700 MW totais em 1998, com interesse para conexões à rede, apresentando maiores potenciais em 10-20 anos [52, 55].

Nos anos 2000 foram comercializados 278 MW de sistema FV, utilizando tecnologia de silício monocristalino, respondendo por 49,6% do total da produção, sendo que o aumento do mercado foi de 20% ao ano na década de 90, superando 40% em 2000-2001. O uso de geradores FVs com sistema concentrador é limitado a locais com maiores níveis de radiação direta, mas tem atingido rendimentos de conversão da ordem de 25% em laboratório [55].

Em aplicações na área residencial, poderá ocorrer uso em escala de geração para a rede, utilizando filmes finos e, possivelmente, tecnologias novas podem surgir, a exemplo de materiais FVs mais eficientes. O mercado da energia fotovoltaica é artificial, com subsídios em todos os casos, tendo-se incentivos para sistemas conectados à rede, principalmente no Japão e Alemanha, os quais foram de grande importância e, no ano 2000, 40% da potência instalada em sistemas FVs foi para conexões à rede, tendo-se os custos atualmente de cinco a dez vezes maiores que os da rede comercial, mas com grandes perspectivas de redução a curto/médio prazos e as combinações adequadas de incentivos/nichos de mercado devem promover a entrada em larga escala dessas tecnologias.

As tecnologias usadas na fabricação de células fotovoltaicas são apresentadas a seguir:

- 1. Tecnologia do Silício Monocristalino:** O silício ultrapuro é submetido a altas temperaturas em um processo de formação de cristal, chamado método de Czochralski, resultando em um lingote de silício monocristalino (m-Si), o qual é constituído de uma estrutura cristalina única e possui organização molecular homogênea, conferindo-lhe aspecto brilhante e uniforme. O lingote é serrado e fatiado para produzir *wafers*, os quais são finas bolachas de silício puro e não possuem as propriedades de uma célula FV. Esses *wafers* são submetidos a processos químicos nos quais recebem impurezas em ambas as faces, formando as camadas de silício P e N, as quais constituem a base para o funcionamento da célula FV [46]. Nesse processo de fabricação, a célula FV semiacabada recebe uma película metálica em uma das faces, uma grade metálica na outra face e uma camada de material antirreflexiva na face que vai receber a luz. O resultado final é uma célula fotovoltaica monocristalina, a qual tem um aspecto uniforme com coloração, normalmente, azulada ou preta, mas pode assumir alguma coloração diferente, dependendo do tipo de tratamento antirreflexivo recebido. Células de silício monocristalino são as mais eficientes, alcançando eficiências em torno de 15 a 18%, com produção em larga escala e disponíveis comercialmente, mas com custo de produção mais elevado do que outros tipos de células. As células de silício monocristalino são rígidas e quebradiças, precisando

ser montadas em módulos para adquirir resistência mecânica para uso prático.

- 2. Tecnologia do Silício Policristalino:** Células de silício policristalino são produzidas a partir de blocos de silício, obtidos por fusão de porções de silício puro em moldes especiais, mas em um processo de fabricação mais barato do que aquele empregado na tecnologia do silício monocristalino. Uma vez nos moldes, o silício resfria lentamente e solidifica-se e, nesse processo, os átomos não se organizam num único cristal, formando uma estrutura policristalina com superfícies de separação entre os cristais. O lingote policristalino também é serrado para produzir *wafers* que, posteriormente, transformam-se em células fotovoltaicas, as quais têm manchas em sua coloração devido ao tipo de silício empregado em sua fabricação. Células de silício policristalino são rígidas e quebradiças e, portanto, precisam ser montadas em módulos para adquirir resistência mecânica e sua eficiência é da ordem 13 e 15% [46, 52].
- 3. Tecnologia do Silício Amorfo:** No início dos anos 80 o silício amorfo (a-Si) era tido como a única tecnologia fotovoltaica em filmes finos, tendo sido empregada em células solares em meados da década de 70 e, imediatamente, despontou como tecnologia ideal para aplicação em calculadoras, relógios e outros produtos onde o consumo elétrico é baixo. Por apresentar uma resposta espectral mais voltada para o azul, tais células se mostraram extremamente eficientes sob iluminação artificial, principalmente sob lâmpadas fluorescentes. A fabricação de células de silício amorfo está inserida na tecnologia de filmes finos, a qual surgiu após as tecnologias cristalinas já estarem bem desenvolvidas [53]. Diferentemente das células cristalinas, que são produzidas a partir de fatias de lingotes de silício, os dispositivos de filmes finos são fabricados através da deposição de finas camadas de materiais, a exemplo do silício, sobre uma superfície que pode ser rígida ou flexível. Nesse processo, a deposição do material pode ocorrer por vaporização ou através de outros métodos, permitindo que sejam empregadas pequenas quantidades de matéria-prima, além de evitar os desperdícios que ocorrem na serragem dos *wafers* cristalinos, o que torna menor o custo dessa tecnologia. Assim, as células fotovoltaicas com silício amorfo (a-Si) são obtidas por meio da deposição de camadas muito finas de silício sobre superfícies de vidro ou metal, e têm eficiência de conversão da luz solar em eletricidade da ordem de 5% e 7%. A eficiência dessas células diminui durante os primeiros seis a doze meses de funcionamento, devido a degradação induzida pela luz, até se estabilizar [46, 52].

2.3 Geração Fotovoltaica Para Integração à Rede

Deve-se destacar dois setores impulsionadores da tecnologia FV, o espacial, para o suprimento energético de satélites, e as primeiras aplicações dessa tecnologia foi para o suprimento de potência à consumidores não atendidos pela rede elétrica convencional, assim como para atender estações de telecomunicações, estação repetidora de sinais, bombeamento de água, etc. O programa japonês de incentivo aos pequenos geradores FVs conectados à rede (*PV Roofs*) foi um dos responsáveis pelo rápido crescimento da indústria fotovoltaica, assim como, posteriormente, os programas de incentivos alemão e americano [54].

Atualmente, além dos citados setores, as classes residencial, comercial e industrial utilizam a energia solar FV, o que totalizou uma capacidade acumulada de energia FV instalada de quase 35 GW até o final de 2010, sendo que 69% dos sistemas instalados estão na Alemanha e Itália e 18% desse total distribuído nos EUA, Japão e França. Assim, no período de 2009 a 2010, a taxa de crescimento na capacidade FV acumulada instalada foi de 68%, com a grande maioria dos sistemas FVs para integração à rede [56], conforme gráficos mostrados nas figuras 12 e 13 para o período de 1992 a 2010.

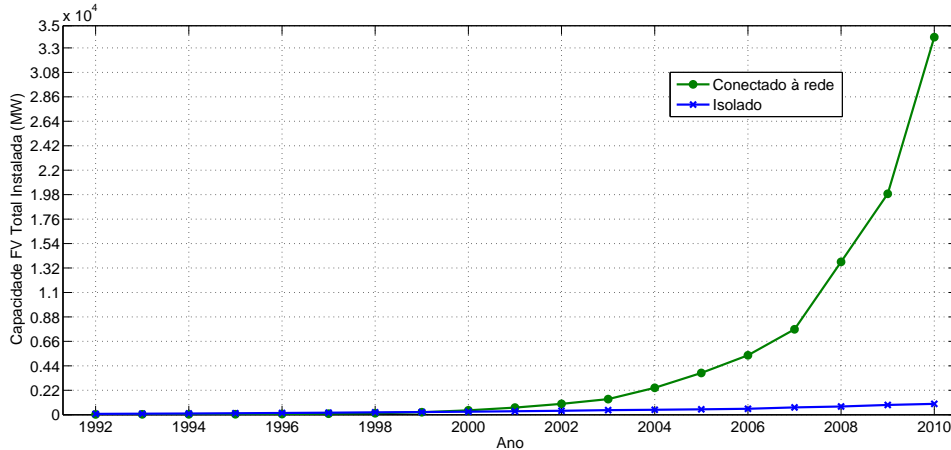


Figura 12: Evolução mundial da capacidade instalada de energia FV.

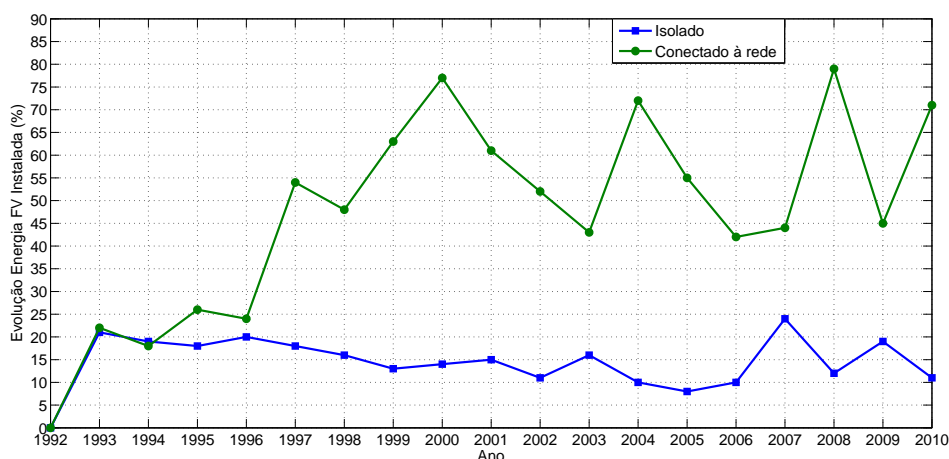


Figura 13: Evolução mundial em termos percentuais da capacidade instalada de energia FV.

Durante o ano de 2011 o mercado de energia FV continuou a evoluir e no final do ano atingiu a capacidade total instalada de 71 GW. No ano de 2012 o mercado de energia FV teve um forte crescimento mundial, com capacidade operacional total de 100 GW, sendo que a potência de 29,4 GW foi adicionada nos meses finais desse ano. O mercado de filme fino reduziu de 15% em 2011 para 13% em 2012, sendo os maiores mercados de energia FV a Alemanha, Itália, China, Estados Unidos e Japão. Por outro lado, os líderes de sistemas FVs por habitante são: Alemanha, Itália, Bélgica, Rep. Checa, Grécia e Austrália.

Na Europa, a capacidade total de energia FV adicionada foi de 16,9 GW, representando cerca de 57% da capacidade total instalada, terminando o ano de 2012 com uma potência total de 70 GW em operação [57], de acordo com dados mostrados na figura 14, os quais representam a evolução mundial da capacidade instalada de energia FV no período de 1995 a 2012.

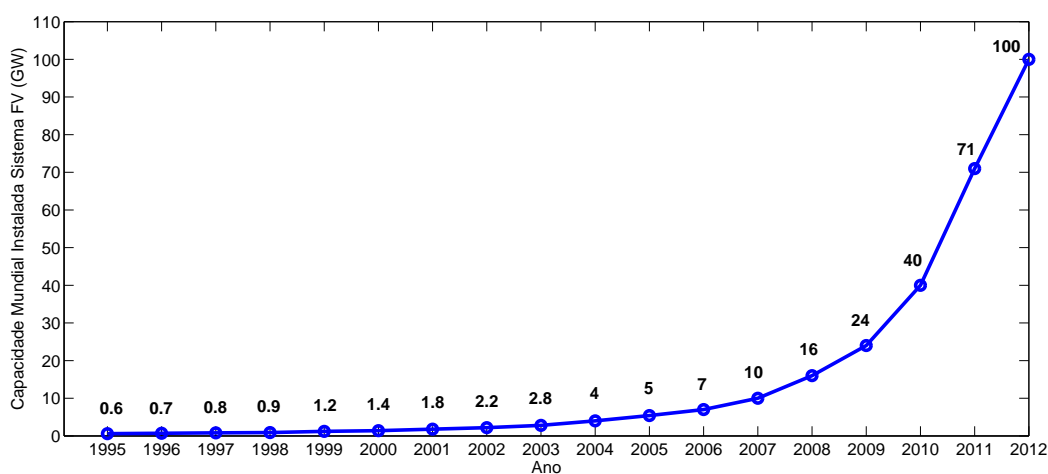


Figura 14: Capacidade mundial de sistemas FVs instalados.

2.3.1 Preços de Módulos e Sistemas Fotovoltaicos

O custo de investimento em sistemas FVs pode ser decomposto em três itens principais: os módulos solares, o inversor de linha e o sistema composto por materiais acessórios e mão-de-obra, conhecido como *Balance of the System* (BoS), tais como estruturas mecânicas de sustentação, equipamentos elétricos auxiliares, cabos elétricos, conexões e a engenharia necessária para a adequação dos componentes do sistema, bem como os custos gerais de instalação e montagem.

O preço do inversor de linha e o custo de BoS tem se mantido relativamente estáveis, sendo que, no caso de inversores, para potências nominais superiores a 7000 W_p, o preço unitário do inversor fica em torno de 0,50 US\$/W_p, para potência em torno de 1000 W_p o preço desse equipamento é da ordem de 1,55 US\$/W_p, para potencia do sistema em torno de 100 kW_p o preço unitário do inversor é de aproximadamente 0,50 US\$/W_p, para potências da ordem de 300 kW_p o preço do inversor fica em torno de 0,40 US\$/W_p e para sistemas com potência de 500kW_p o preço do inversor é de aproximadamente 0,30 US\$/W_p [22].

Quanto aos preços dos módulos solares, os mesmos vêm apresentando redução ao longo dos anos, no período de 1975 a 1990 o preço do módulo FV sofreu redução de mais de 80%, partindo do preço de 30 US\$/W_p até atingir o valor em torno de 4,5 US\$/W_p e, nos fins do ano de 2000, o preço dos módulos atingiu em torno de 3,75 US\$/W_p [52]. Recentemente, no período de 2010 a 2011, as reduções nos preços médios foram da ordem de 48,4% para módulos fabricados na China e de 37,5% para os fabricados no Japão. No período de 2011-2012, as reduções nos preços foram de 29,5% nos módulos fabricados na Alemanha, de 33,3% para os de fabricação chinesa e de 23,6% nos módulos do Japão, sendo em todos os casos para módulos de tecnologia c-Si e venda no atacado. No caso de módulos de filme fino (TF) as reduções nos preços no mercado internacional foram próximas de 36%, no período de 2010 a 2012, de acordo com gráficos de preços mostrados na figura 15. A figura [58] mostra os gráficos de preços de módulos c-Si nos mercados europeu, chinês e alemão no período de 2010 a 2013.

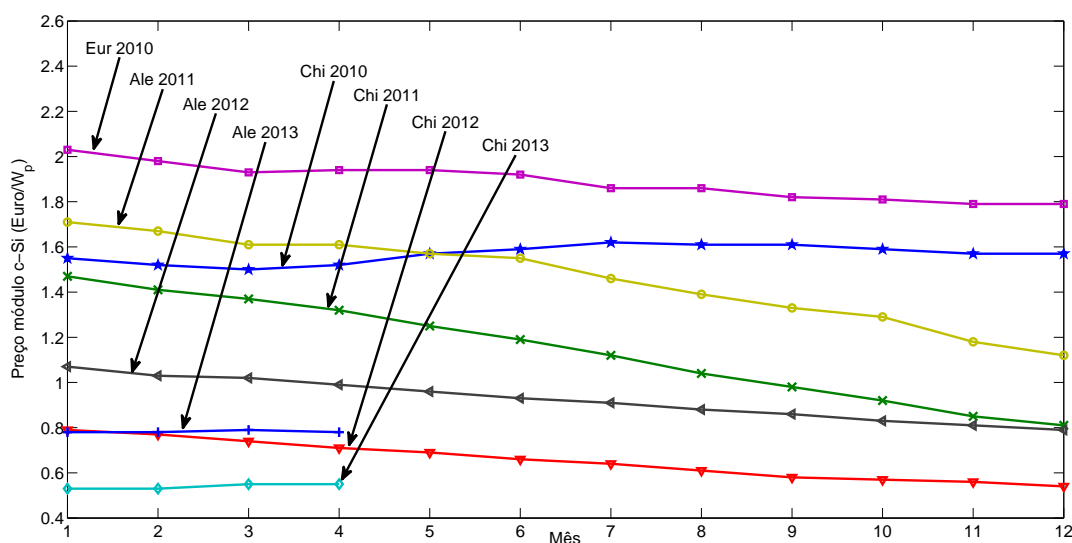


Figura 15: Preço médio por atacado de módulo solar de c-Si.

Em relação ao preço médio de sistema FV completo e instalado, pode-se citar o mercado alemão, cujo preço vem reduzindo, tendo atingido uma redução geral de aproximadamente 65% desde o último trimestre de 2006 até o segundo trimestre de 2012, de acordo com dados da *German Solar Industry Association (BSW)*, como mostra a figura 16, com preços sem impostos para sistema FV completo com potência máxima de 100 kW, instalação sobre a cobertura [59]. Além do sistema FV completo, outro dado importante apresentando pela BSW, diz respeito a quantidade não emitida de CO₂ (em 1000 t) na Alemanha, quando se utiliza fonte FV em substituição às fontes fósseis, conforme valores mostrados na figura 17.

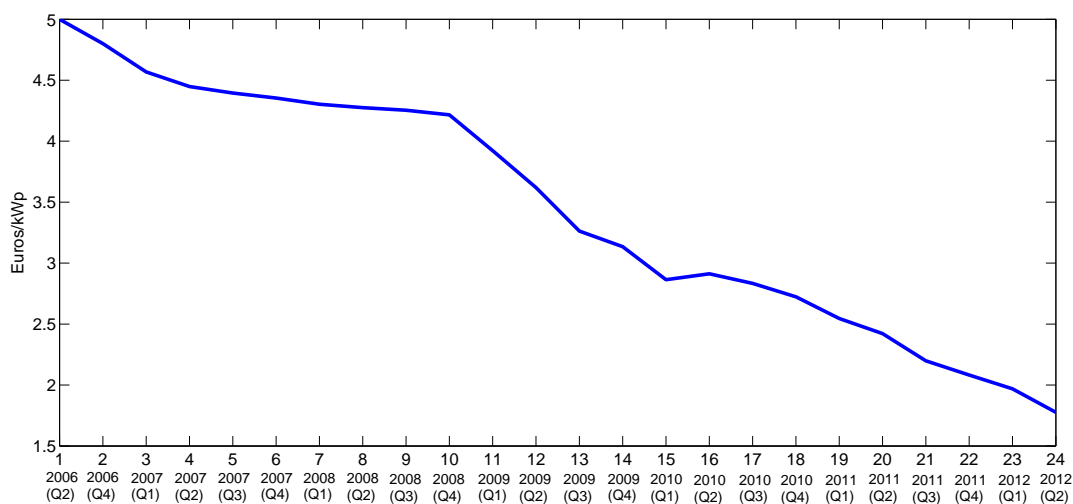


Figura 16: Preço médio de sistema FV completo de até 100kW instalado na Alemanha.

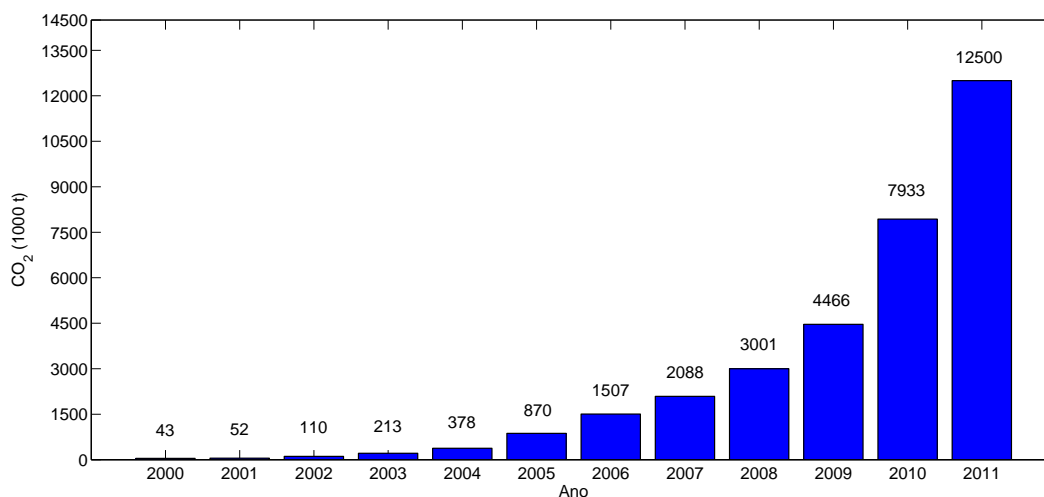


Figura 17: Quantidade não emitida de CO₂ pela utilização de energia FV na Alemanha.

Outro mercado que merece destaque é o norte-americano. Nesse país, de acordo com levantamento realizado no ano de 2011, foram obtidos dados em mais de 150000 sistemas FVs instalados, obtendo-se preço médio de 6,13 \$/W para sistemas residencial e comercial, considerando potência igual ou menor do que 10 kW, preço de 4,87 \$/W para sistema comercial com capacidade maior do que 100 kW (potência média de 281 kW) e, no caso de sistema FV para conexão à rede (*utility-scale*), potência média de 18,3 MW, o preço obtido foi de 3,42 \$/W [60], de acordo com dados apresentados na figura 18. Nesta figura, além dos preços de sistemas instalados, são apresentados os preços de sistemas FV modelados, obtendo-se o preço de 5,90 \$/W para sistema residencial de 4,9 kW, preço de 4,74 \$/W para sistema comercial de 217 kW e preço de 3,93 \$/W para sistema integrado à rede com potência de 187,5 MW.

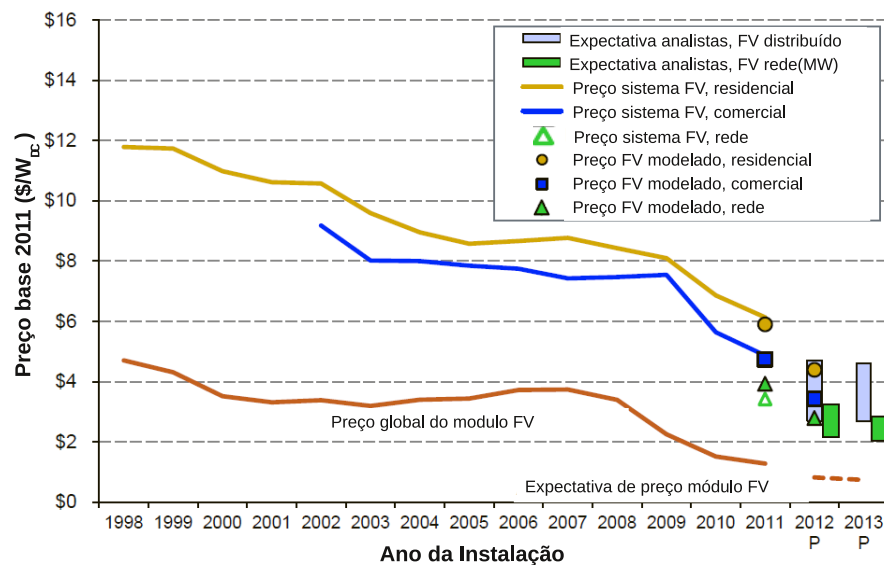


Figura 18: Preço médio de sistema FV completo e módulos solares nos EUA.

De acordo com estudo realizado pela Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE) [22], o preço de equipamentos para um sistema FV de 100kWp ficaria em torno de 4,8 US\$/kWp, considerando os impostos, II (imposto de importação), IPI, ICMS, PIS e COFINS. Desconsiderando-se os impostos, o preço do sistema FV de 100kWp ficaria em torno de 3,61 US\$/kWp, ambos na base de 1 US\$ = R\$ 1,75, conforme mostra a Tabela 7.

Tabela 7: Preços de Sistema FV de 100 kWp para Instalação Corporativa

Componente	Preço cliente final (R\$)	II (%)	ICMS (%)	IPI (%)	PIS (%)	COFINS (%)	ISS (%)	Carga tributária cliente final (R\$)	Sistema sem impostos (R\$)
Módulo	406802,00	12	0	0	1,65	7,65	0	71802,00(18%)	335000,00
Inversor	156402,00	14	12	15	1,65	7,65	0	58594,00(37%)	97808,00
Estruturas, cabos, conexão	195000,00	0	18	10	1,65	7,65	0	60937,00(31%)	134063,00
Projeto, registro, instalação	78000,00	0	0	0	1,65	7,65	5	14235,00(18%)	63765,00
Total	836203,00							205567,00(25%)	630636,00(75%)
Preço sistema (R\$/Wp)	8,36							2,06	6,31

2.3.2 Geradores Fotovoltaicos para Integração à Rede

Sistemas FVs para integração à rede tiveram aplicações mais expressivas a partir do final da década do ano de 1990 e, no ano de 2006, essa modalidade de geração atingiu o patamar de 90% da potência total instalada de geração FV no mundo [54]. Os geradores FVs são dimensionados em função da tensão operacional e potência elétrica requeridas pelas cargas, realizando-se arranjos série e paralelo de módulos solares, conforme mostrados na figura 19 e, assim, pode-se formar um gerador fotovoltaico (GFV), conforme mostra a figura 20. De acordo com a tensão operacional das cargas, realiza-se a distribuição de circuitos em CC e/ou CA sendo que, para a

obtenção de tensão CA, é utilizado um equipamento denominado inversor CC/CA (ou conversor CC/CA), conforme mostra a figura 21. A aplicação da energia solar FV para conexão à rede vem tornando essa modalidade de geração elétrica uma opção energética atrativa, tanto técnica como econômica [47].



Figura 19: Módulos fotovoltaicos de diversas potências de pico.



Figura 20: Gerador fotovoltaico: arranjos série-paralelo com módulos FV de 80Wp.



Inversores de 1kVA

Figura 21: Inversores de 1 kVA/120 V.

De um modo geral, os sistemas FVs podem ser agrupados em dois sistemas [44]: autônomos (isolados) e conectados à rede, conforme ilustração na figura 22. Em sistemas autônomos a produção da energia solar é destinada ao atendimento de determinada demanda e, como em geral, a produção da energia solar não coincide com a demanda ao longo do tempo, equipamentos para armazenamento de energia elétrica, por exemplo baterias, são utilizados. Por outro lado, pode ser projetado um sistema FV híbrido autônomo, cuja demanda é suprida por um sistema FV em conjunto com uma ou mais fontes adicionais para suporte energético, por exemplo um gerador eólico ou gerador a diesel.

Em sistemas de geração FV para integração à rede, os consumidores são atendidos pela rede de distribuição do sistema elétrico convencional, sendo este complementado por geradores FVs que são interligados ao longo da rede. Enquanto sistemas FVs para integração à rede são cada vez mais instalados na Europa e América do Norte, os sistemas FVs autônomos predominam em países em desenvolvimento, onde vastas áreas não são atendidas pela rede elétrica convencional.

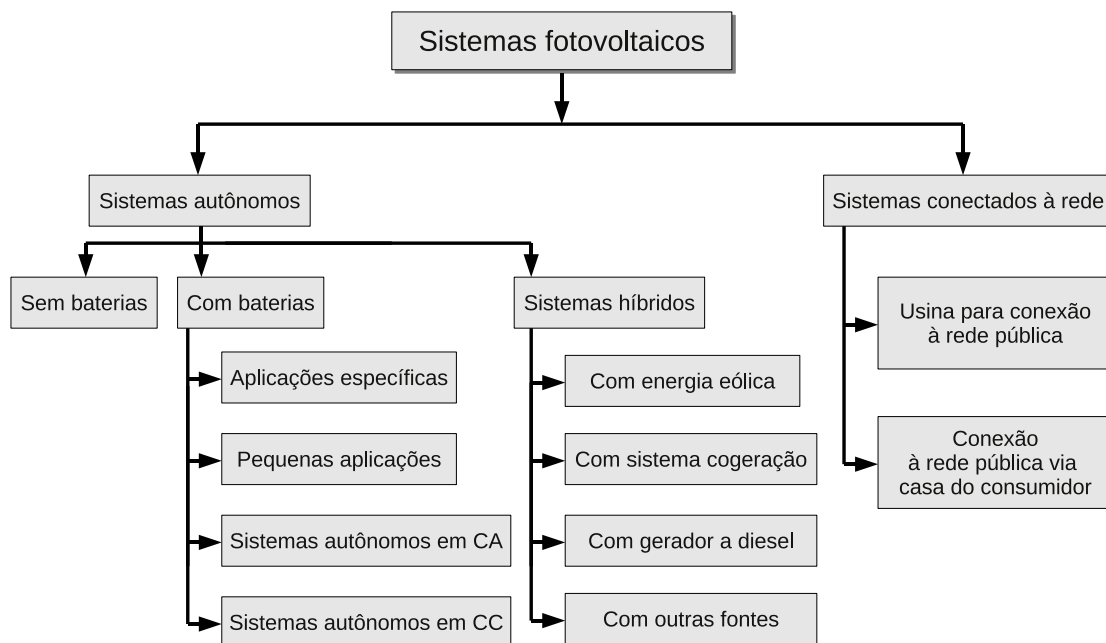


Figura 22: Classificação geral de sistemas fotovoltaicos.

1. Sistemas Fotovoltaicos Autônomos ou Isolados: São sistemas de geração fotovoltaica, geralmente, de baixa e média potência, tensão nominal de 12 V, 24 V ou 48 V, para o suprimento de potência à comunidades isoladas e não atendidas pela rede elétrica pública, para bombeamento de água, centrais ou repetidoras de serviços de telecomunicações, sistemas de sinalização, dentre outros. Através do programa brasileiro luz para todos, criado pelo Governo Federal em 2003 e previsto para existir até 2014, muitas comunidades brasileiras passaram a ser atendidas por sistemas fotovoltaicos autônomos. Os sistemas fotovoltaicos autônomos, conforme ilustração mostrada na figura 23, são compostos, de acordo com a demanda, por um ou vários módulos solares conectados em série-paralelo, tendo um ou mais controladores de carga, figura 24, podendo-se utilizar baterias como armazenadores de energia elétrica, conforme mostra a figura 25. Para alimentação de cargas em CA utiliza-se, geralmente, um ou mais inversores monofásicos, a exemplo dos equipamentos mostrados na figura 21.

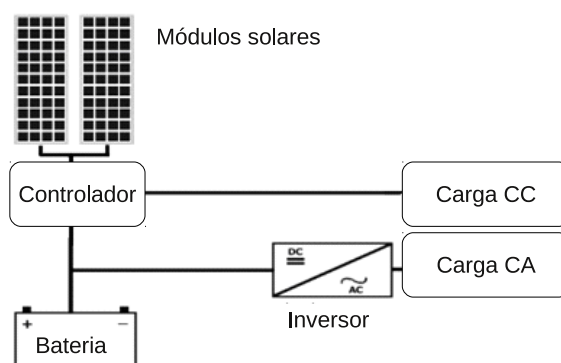


Figura 23: Ilustração esquemática de sistema FV autônomo.



Figura 24: Controladores de carga para operação em paralelo.



Figura 25: Bancos de baterias para sistema fotovoltaico autônomo.

2. Sistemas Fotovoltaicos Híbridos: São sistemas de energia, geralmente implantados em comunidades isoladas, nos quais podem ser agrupados diferentes tipos de geração, por exemplo geração solar versus geração termoelétrica (grupo-gerador a Diesel, biomassa) ou geração solar-geração eólica, definindo-se uma fonte com principal e outra como auxiliar ou de *backup*. Assim, os sistemas de geração híbrida, figura 26 são compostos por: uma ou mais fontes de geração, inversor CC/CA e, optativamente, por baterias e controladores.

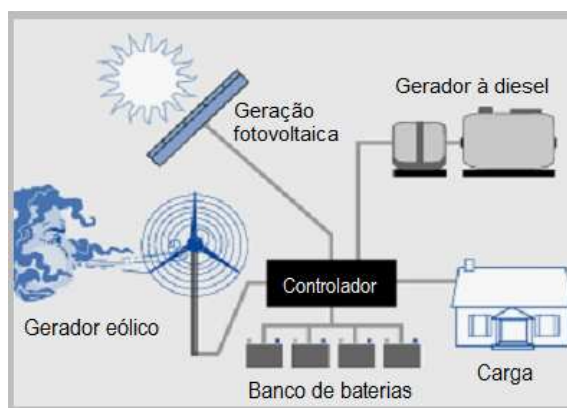


Figura 26: Ilustração de geração híbrida.

A seguir dois exemplos de geração híbrida:

- Comunidade de Vila Campinas, Manacapuru-AM: usina híbrida fotovoltaica-gerador a diesel, entrada em operação em 1987, com potência fotovoltaica de 51,2 kWp, 2 grupos-geradores a diesel com potência nominal de 48 kW, totalizando 56 kW, sendo que a tensão saída de 240 V do gerador FV é elevada para 13,8kV, para um fornecimento diário de 18 horas [7].
- Ilha de Lençóis, em Curupuru-MA: a implantação ocorre no ano de 2008, sendo a usina composta por três geradores eólicos de 7,5 kW (total de 22,5 kW), 162 módulos de 130 Wp para a geração FV (total de 21 kWp), um grupo-gerador a diesel de 37 kW, dois inversores de 20 kVA (operação em redundância 1+1) e seis bancos de baterias de 150 Ah [6, 61].

3. Sistemas Fotovoltaicos para Integração à Rede: A geração FV para conexão à rede elétrica, conforme ilustração mostrada na figura 27, opera em paralelo com o sistema elétrico da concessionária e, diferentemente do sistema autônomo, não possui baterias e é empregada em locais já atendidos por energia elétrica convencional, podendo o proprietário do gerador FV fornecer o excedente de sua geração para a concessionária.

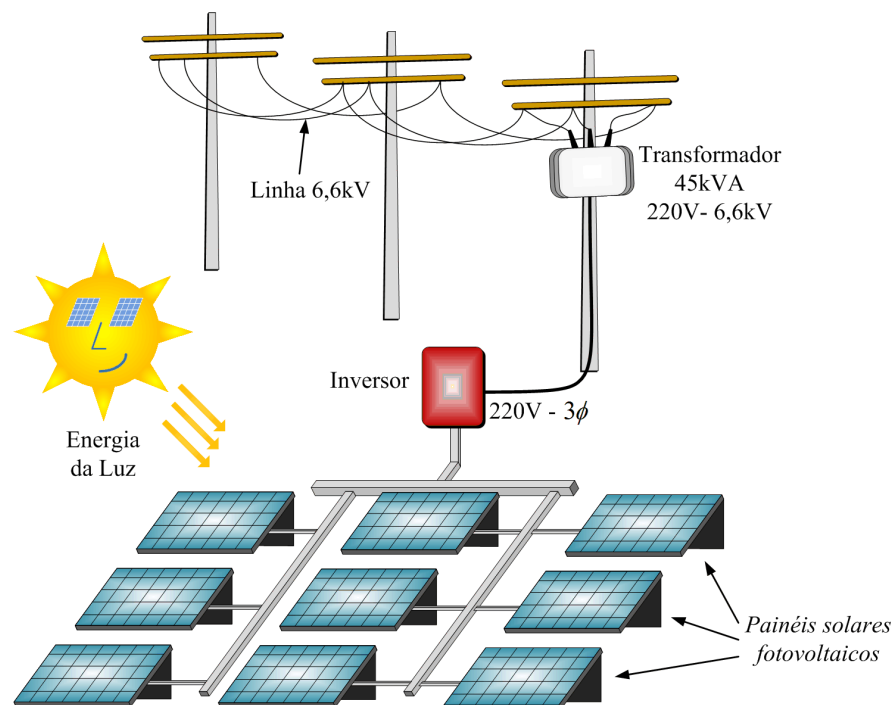


Figura 27: Ilustração de geração fotovoltaica conectada à rede da concessionária.

No ano de 2011, a ANEEL deu um importante passo para a inserção da energia fotovoltaica

no Brasil, quando lançou o projeto estratégico denominado de Arranjos Técnicos e Comerciais, com a finalidade de inserção da geração fotovoltaica na matriz energética brasileira, lançado em conjunto com empresas concessionárias de energia elétrica de todo o País. O projeto tem o objetivo de promover a criação de usinas experimentais de energia fotovoltaica, para interligação ao sistema elétrico nacional, devendo somar quase 25 MW de potência instalada [46].

Em 17 de abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou a resolução normativa 482, na qual define as regras para a geração distribuída a ser integrada à rede:

- Microgeração: potência instalada até 100 kW.
- Minigeração: potência instalada entre 100 kW e 1 MW.
- Usinas de geração: potência acima de 1 MW.

Deste modo, sistemas de micro e minigeração fotovoltaicos, providos por consumidores em geral, poderão ser integrados à rede elétrica diretamente na baixa tensão, através de inversores monofásicos e nos pontos de consumo. Por outro lado, no caso de usinas fotovoltaicas, a integração à rede elétrica primária será através de inversores trifásicos e transformadores elevadores. Com isso poderá ocorrer o aumento da oferta de energia elétrica no Brasil [46]. Os sistemas de GD, baseados nessa tecnologia, são muito adequados para a instalação em qualquer local onde haja incidência da luz solar e, particularmente no Brasil, praticamente todo o seu território poderá utilizar esse tipo de geração podendo, ainda, as usinas fotovoltaicas competir com as usinas de geração convencionais.

As usinas de geração FV para integração à rede são compostas por determinada quantidade de módulos solares, em arranjos série-paralelo, formando filas ou *strings* para o suprimento adequado de potência, em geral da ordem de MW. A saída do GPV é conectada a um inversor ou central de inversores, conforme ilustração de esquema mostrado na figura 28. Os módulos solares para conexão à rede têm, geralmente, mais de 36 células, pois os valores requeridos de tensão de saída nesses geradores são maiores do que nos GFVs autônomos [46].

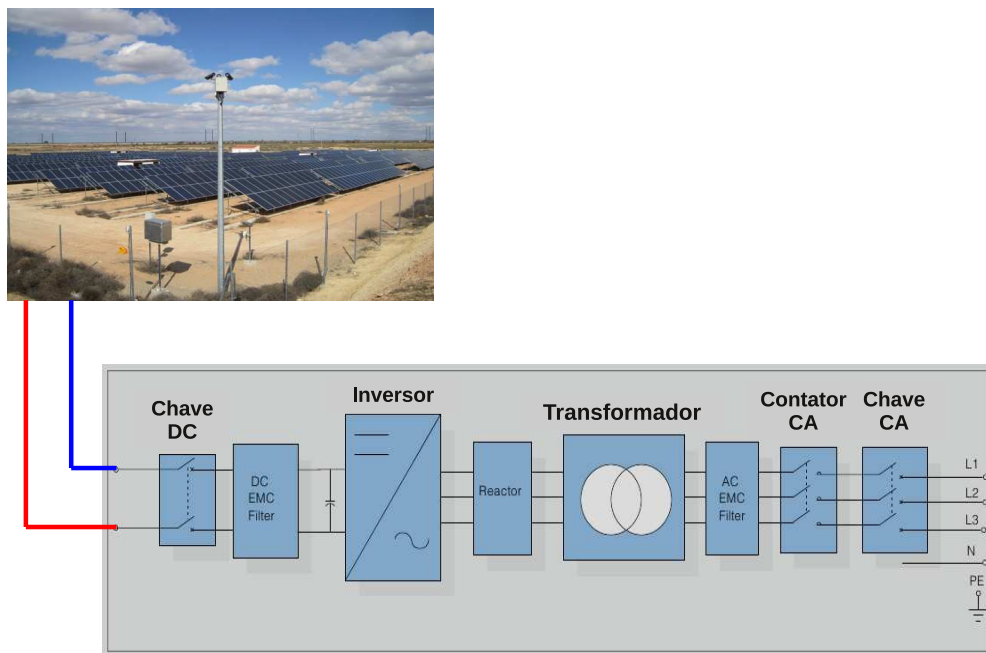


Figura 28: Filas de módulos solares e diagrama esquemático de inversor trifásico.

2.3.2.1 Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico

A potência produzida por um GFV depende de fatores, como perdas de tensão no cabeamento elétrico, diferenças entre as células que constituem os módulos solares, mas os dois fatores principais que afetam a potência de saída do GFV são [62]:

- Radiação solar incidente no plano dos módulos solares que compõem o GFV;
- Temperatura de operação das células dos módulos solares.

Neste trabalho, o GFV será utilizado para suprir alimentação para um inversor CC/CA, o qual será uma unidade fotovoltaica para integração à rede. No dimensionamento da potência ativa do GFV [54, 63, 64] foram usados os dados do módulo solar modelo PLUTO245-Wde, cujas especificações técnicas principais são apresentadas na Tabela 8. Os dados de radiação solar e temperatura ambiente, ambas horária, foram obtidos no *site* do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) [65]. Como exemplo de características técnicas de inversor trifásico para integração à rede, mostra-se na figura 9 os dados técnicos principais de um inversor com potência nominal de 30 kW.

Tabela 8: Características Elétricas Módulo PLUTO245-Wde

Parâmetro	Variável	Valor
Máxima potência da saída (W)	P_{mp}	245
Tensão circuito aberto (V)	V_{oc}	37,20
Corrente de curto-circuito (A)	I_{sc}	8,65
Tensão ponto máxima potência (V)	V_{mp}	29,80
Corrente ponto máxima potência (A)	I_{mp}	8,23
Coefficiente temperatura de V_{oc}	β	-0,00314/ $^{\circ}$ C
Coefficiente de temperature de I_{sc}	α	0,00051/ $^{\circ}$ C
Coefficiente de temperatura de P_{mp}	γ	-0,0040/ $^{\circ}$ C
Temperatura nominal da célula	$NOCT$	45 \pm 2

Tabela 9: Características Elétricas Principais de Inversor Trifásico 30kW

Entrada DC	Parâmetro
Tensão máxima (V)	450
Tensão de partida (V)	240
Tensão MPP (V)	220 – 380
Tensão mínima (V)	220
Potência máxima (kWp)	33
Corrente máxima A	150
Saída AC	Parâmetro
Potência nominal kW	30
Corrente máxima A	47
Tensão nominal da rede (V)	400
Faixa tensão da rede (V)	310 – 450
Frequência nominal (Hz)	50 / 60
Frequência da rede (Hz)	47-52 / 57-62
Distorção harmônica de corrente - THD (%)	< 3 (potência nominal)
Fator de potência (cos ϕ)	0,90(atrasado) - 0,90(adiantado)
Equipamento	Parâmetro
Eficiência máxima com trafo (%)	95,6
Temperatura de operação ($^{\circ}$ C)	-25 a +55

Para uma determinada temperatura ambiente, T_a , e irradiância incidente, G_i , a temperatura do módulo solar (ou temperatura da célula), T_c ($^{\circ}\text{C}$), pode ser obtida pela expressão [66]:

$$T_c = T_a + (NOCT - 20) \frac{G_i}{800}, \quad (2.4)$$

na qual, $NOCT$, refere-se a temperatura de operação nominal da célula ou *nominal operating cell temperature*, sob condições de 20°C , 800 W/m^2 e velocidade do vento de 1 m/s . Valores médios de $NOCT$ estão em torno de 45 a 46°C .

A potência máxima fornecida por um GFV, P_{mp} , para determinada condição de operação, pode ser obtida através da expressão [63, 67]

$$P_{mp} = P_{GFV} \frac{G_i}{G_0} [1 - \gamma_{mp}(T_c - T_0)], \quad (2.5)$$

na qual, $T_0 = 25^{\circ}\text{C}$ é a temperatura de referência do módulo, $G_0 = 1000 \text{ W/m}^2$ é a irradiância de referência e γ_{mp} é um coeficiente que relaciona a potência no ponto de máxima potência com a temperatura do módulo.

A potência nominal do GFV, sob condições de referência, P_{GFV} , pode ser obtida a partir da expressão

$$P_{GFV} = N_{ms} V_{mp} N_{mp} I_{mp}, \quad (2.6)$$

na qual, N_{ms} é a quantidade de módulos solares em série (fila), N_{mp} é quantidade de filas de módulos interligados em paralelo, V_{mp} (V) é a tensão do módulo no ponto de máxima potência e I_{mp} (A) é a corrente do módulo no ponto de máxima potência.

Fazendo a substituição da equação (2.4) em (2.5) e considerando $\gamma_{mp} = -0,0040/^{\circ}\text{C}$, $NOCT = 45^{\circ}\text{C}$ e $T_0 = 25^{\circ}\text{C}$, a potência ativa de saída (W) do GFV pode ser obtida em função da irradiância incidente (W/m^2) e temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$), a partir da expressão

$$P_{mp} = 1.10 \times 10^{-3} P_{GFV} G_i - 1.25 \times 10^{-7} P_{GFV} G_i^2 - 4.0 \times 10^{-6} P_{GFV} G_i T_a. \quad (2.7)$$

A potência ativa (W) de saída do inversor, considerando o seu rendimento η_{inv} , pode ser obtida pela aplicação da expressão

$$PO_{INV} = \eta_{inv} P_{mp}. \quad (2.8)$$

3 Metodologia para Alocação e Dimensionamento de Geradores Fotovoltaicos

3.1 Introdução

Redes elétricas de distribuição são, geralmente, passivas, e projetadas para transportar energia elétrica em um único sentido, ao contrário do sistema de transmissão, o qual pode transportar energia em dois sentidos e, deste modo, no planejamento dos sistemas de distribuição, é assumido que o fluxo de potências parta das subestações e chegue até o final dos circuitos alimentadores. Agora, diferentemente dos fluxos de potências convencionais, com a participação cada vez maior da GD, o sistema de distribuição começa a ter uma característica de rede elétrica ativa, podendo ter geração e consumo em um mesmo nó, com o fluxo de potências de modo bidirecional, o qual deve ser avaliado e incorporado aos projetos e na operação das redes de distribuição [68].

3.2 Metodologia para Alocação e Dimensionamento de GDFV

Diversos trabalhos vêm sendo publicados tendo como objetivos determinar a barra ótima para alocação da GD, assim como a determinação da potência ótima dos geradores distribuídos, de acordo com explanação apresentada no Capítulo 1. Esses geradores podem ser providos por energia primária renovável tais como, eólica, solar, biomassa, hídrica, dentre outras, ou um sistema de cogeração [35]. Unidades de GD podem ser estrategicamente alocadas em redes elétricas de distribuição, provendo reforço de potência para o sistema elétrico, bem como promovendo a redução de perdas de potência ativa, melhoria do perfil de tensão e da integridade da rede, melhoria da confiabilidade e eficiência do SE e, ainda, permite atender mais consumidores, podendo adiar investimentos para a construção de linhas de transmissão que, além de longas, tem elevados custos [27].

A integração de geradores distribuídos à rede elétrica vem aumentando em todo o mundo, estabelecendo-se sistemas elétricos com GD em larga escala o que, certamente, irá afetar o planejamento desses sistemas, assim como causando impactos na operação das redes, afetando os seguintes parâmetros [35]:

- Controle de tensão;
- Qualidade de energia elétrica;
- Sistemas de proteção elétrica;
- Correntes de falta;
- Perdas no sistema elétrico.

Assim, considerando esses aspectos, o aumento de unidades de GD na rede elétrica requer um melhor planejamento e, também, projetos de rede que considerem geradores concentrados e dispersos, o que implica na necessidade de reavaliação de regulamentações e normas que regem os sistemas de transmissão e distribuições da energia elétrica [35]. Neste contexto, considerando a necessidade de uma ferramenta de planejamento que utilize recursos computacionais com *softwares* existentes e que contemple a alocação e o dimensionamento de geradores fotovoltaicos para inserção em rede de distribuição primária isolada e suprida por geradores a diesel e, ainda, que permita avaliar os principais parâmetros da rede, tais como perda de potência ativa, perfil de tensão da rede e redução da potência ativa da usina e, em consequência desta, redução do consumo de combustível e redução da emissão de CO₂, é que se insere a metodologia desenvolvida neste trabalho.

Neste trabalho, o inversor CC/CA será a unidade de GD fotovoltaica que será integrada à rede de distribuição primária. Essa unidade será denominada de gerador fotovoltaico para integração à rede (GDFV), cuja potência de alimentação CC será determinada, de acordo com as diretrizes estabelecidas para o dimensionamento do GFV no Capítulo 2, subseção 2.3.2.1.

3.2.1 Fundamentação Matemática da Metodologia

Neste trabalho, a metodologia analítica proposta consiste, inicialmente, na determinação dos nós estratégicos para integração dispersa ou concentrada de unidades de geradores fotovoltaicos em redes de média tensão, baseada em indicadores de desvios de tensão, e o dimensionamento das potências ativas dessas unidades, a partir de expressões analíticas que estabelecem novos índices e na potência ativa demandada em cada nó, em relação ao caso base, ou seja,

estando a rede sem GD. O método foi proposto para aplicação em sistemas elétricos supridos por usinas de geração a diesel, considerando-se múltiplos objetivos, por vezes conflitantes, mas, com objetivos de reduzir as perdas de potência ativa, melhorar o perfil de tensão da rede e reduzir a participação da geração a diesel.

Assim, para a aplicação da metodologia, determina-se, inicialmente, os nós candidatos da rede que poderão receber os geradores FVs, a partir de índices de desvio de tensão e, posteriormente, a partir de novos índices estabelecido, procede-se ao dimensionamento da potência ativa desses geradores (unidades de GDFV). Para a avaliação da inserção das unidades geradoras na rede, foram estabelecidos indicadores técnicos que permitem quantificar os efeitos, benéficos ou malefícios, dessa integração, tomando-se como referência os parâmetros do caso base.

Quanto ao desvio de tensão em determinado nó e em relação a um valor nominal de referência, tomando como orientação a regulamentação brasileira, a ANEEL, através do PRODIST (Procedimentos de Distribuição) [69], define desequilíbrio de tensão como o fenômeno associado a alterações dos padrões trifásicos do sistema de distribuição. Neste sentido, apresenta-se na Tabela 10 os valores estabelecidos para variação de tensão em regime permanente para sistemas elétricos com tensão superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Tabela 10: Classificação de Tensões – $1 < V_{nominal}(kV) < 69$

Tensão de Atendimento(TA)	Faixa de Tensão de Leitura(TL) em Relação à Tensão Contratada(TC)
Adequada	$0,93 TC \leq TL \leq 1,05 TC$
Precária	$0,90 TC \leq TL < 0,93 TC$
Crítica	$TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,05 TC$

De um modo geral, todos os nós da rede elétrica do caso, com exceção dos nós de geração, são candidatos a receberem unidades de GDFV, mas, a princípio, pode-se estabelecer nós candidatos em função dos valores de tensão e os respectivos desvios, de acordo com critérios técnicos estabelecidos. Assim, pode-se obter os desvios de tensão a partir da expressão

$$\mathcal{E}_V = \frac{|V_i| - |V_{nom}|}{|V_{nom}|}, \quad (3.1)$$

na qual, $i = 2, \dots, n$ representa os nós da rede com exceção do nó de referência, V_i a tensão registrada em cada nó e V_{nom} a tensão nominal, ambas em pu.

A expressão a seguir estabelece um índice de ajuste, V_{CT} , para o nó de interesse em relação

ao valor nominal de tensão,

$$V_{CT} = \frac{V_{nom} + \Delta V}{V_{nom}}, \quad (3.2)$$

na qual, ΔV é um desvio de tensão que deve ser imputado (em decimais).

O fator obtido através da equação (3.2) é usado para determinar um novo índice de tensão, DV_i (em decimais), a partir da expressão

$$DV_i = \frac{|V_{CT}| - |V_i|}{|V_{CT}|} \quad (3.3)$$

e, através da expressão seguinte, obtém-se um fator de acerto AC_{DV} (em decimais),

$$AC_{DV} = 1 - DV_i. \quad (3.4)$$

A potência ativa da unidade GDFV, para cada nó de interesse, é obtida a partir da expressão

$$GDFV_i = AC_{DV} P_{nom}, \quad (3.5)$$

na qual, P_{nom} é a potência ativa consumida no nó de interesse i . Para se obter a potência global da GDFV, $GDFV_T$, aplica-se a expressão

$$GDFV_T = \sum_{i=1}^n GDFV_i. \quad (3.6)$$

Como pode ser observado na equação (3.5), caso o nó de interesse não tenha carga, o potência da GDFV é nula, porém, a critério do planejador, pode ser atribuída determinada potência a ser injetada pela GD.

3.2.2 Indicadores Técnicos para Avaliação da Inserção da GFV na Rede

Os indicadores técnicos a seguir permitem quantificar os efeitos da integração à rede de unidades de GDFV, através da comparação de grandezas de interesse antes e após a inserção da GFV. Assim, com a finalidade de se avaliar a evolução do perfil de tensão em determinado nó de interesse da rede, EV_i , aplica-se a expressão

$$EV_i = \left(\frac{V_{ADG} - V_{BDG}}{V_{BDG}} \right) 100, \quad (3.7)$$

na qual, V_{BDG} é o valor da tensão do caso base e V_{ADG} é o valor da tensão após a inserção da unidade GDFV na rede.

Para se avaliar a redução percentual da perda ativa da rede, RLT , pode ser aplicada a ex-

pressão

$$RLT = \left(\frac{TL_{BDG} - TL_{ADG}}{TL_{BDG}} \right) 100, \quad (3.8)$$

na qual, TL_{BDG} é a perda ativa total do caso base e TL_{ADG} é a perda ativa total após a integração das unidades GDFV.

A integração das unidades GDFV à rede elétrica, a qual é provida por usina térmica a diesel, proporciona determinada redução na potência ativa de geração, RPD , a qual pode ser determinada a partir da expressão

$$RPD = \left(\frac{DP_{BDG} - DP_{ADG}}{DP_{BDG}} \right) 100, \quad (3.9)$$

na qual, DP_{BDG} é a potência ativa total gerada pela usina a diesel no caso base e DP_{ADG} é a potência ativa total gerada pela usina a diesel após a inserção das unidades GDFV.

Por outro lado, com a redução da potência de geração a diesel, ocorre a redução do consumo de óleo de diesel e redução da emissão de gases poluentes, como o CO_2 . O consumo de óleo diesel (l/h) em função da potência nominal (kW) do gerador a diesel, P_G , e da demanda (kW) do sistema elétrico, P_C , pode ser obtido a partir da expressão [70, 71]:

$$F_C = 0,246P_C + 0,08415P_G. \quad (3.10)$$

A redução no consumo de óleo diesel, RCD , pode obtida a partir da expressão

$$RCD = \left(\frac{CD_{BDG} - CD_{ADG}}{CD_{BDG}} \right) 100, \quad (3.11)$$

na qual, CD_{BDG} é o consumo de óleo diesel no caso base e CD_{ADG} é o consumo de óleo diesel após a inserção das unidades de GDFV.

A redução na emissão do dióxido de carbono (CO_2) pode ser calculada pela aplicação da expressão

$$RCO_2 = \left(\frac{CO_{2BDG} - CO_{2ADG}}{CO_{2BDG}} \right) 100, \quad (3.12)$$

na qual, CO_{2BDG} e CO_{2ADG} são valores de CO_2 (kg/kWh) antes a após a inserção das unidades GDFV na rede, respectivamente. Valores de referência de valores da emissão de CO_2 de fontes de geração a diesel e FV foram obtidas de [71].

3.2.3 Formulação das Restrições

As restrições operacionais, tais como o balanço energético, limites de tensão e da capacidade de condutores, dentre outras, devem ser respeitadas quando da integração à rede de

unidades de GDFV [34, 72, 73], de acordo com o equacionamento a seguir:

- 1. Balanço energético:** A soma algébrica de todas as potências ativas da rede deve ser igual a zero, dada pela expressão:

$$PG_{Diesel} + PG_{FV} - \sum_{i=1}^n P_{Dem} - TL_{ADG} = 0. \quad (3.13)$$

na qual, PG_{Diesel} é a potência ativa total da geração a diesel, PG_{FV} é a potência total da GD, P_{Dem} é a potência total consumida da rede e TL_{ADG} é a perda ativa total da rede

- 2. Limite de capacidade dos condutores:** O fluxo de potência aparente entre barras ou nós $k - m$, através dos condutores do sistema elétrico, não pode exceder a capacidade de potência aparente máxima ou a capacidade de corrente máxima dos condutores, conforme as expressões

$$S_{k-m} < S_{k-m}^{max} \quad (3.14)$$

e

$$0 \leq I_{k-m} \leq I_c^{max} \quad (3.15)$$

na qual, S_{k-m} e S_{k-m}^{max} representam o fluxo de potência aparente, consumida e máxima, entre os nós $k - m$; I_{k-m} e I_c^{max} representam o fluxo de corrente, consumida e máxima, entre os nós $k - m$.

- 3. Limites de tensão do sistema:** O valor operacional nominal de tensão, V_{nom} , deve de ficar dentro dos limites de valores, mínimo e máximo, conforme a expressão

$$V_i^{min} \leq V_{nom} \leq V_i^{max}. \quad (3.16)$$

- 4. Limites do nível de penetração de potência da GDFV:** Neste trabalho, os limites de injeção das potências, ativa ($P_{GDFV,i}$) e reativa ($Q_{GDFV,i}$), das unidades de GDFV (inversores), em determinado nó da rede, são estabelecidos pelas expressões

$$P_{GDFV,i} \leq 0,80P_{Dem,i} \quad (3.17)$$

e

$$-P_{GDFV,i} \tan \phi \leq Q_{GDFV,i} \leq P_{GDFV,i} \tan \phi, \quad (3.18)$$

na qual, ϕ é o ângulo do fator de potência.

5. Limite do nível de penetração de potência do GFV: O gerador FV produz apenas potência ativa, cujo limite foi estabelecido pela expressão

$$P_{GFV,i} \leq 1,00P_{GDFV,i} \quad (3.19)$$

6. Limite mínimo de potência de geração a diesel: O limite mínimo de suprimento das potências ativa (PG_{Diesel}) e reativa (QG_{Diesel}), pela usina a diesel, foi estabelecido em função da potência ativa de geração total (PG_{total}) de suprimento do sistema elétrico, a partir das expressões

$$0,20PG_{total} \leq PG_{Diesel} \leq 1,00PG_{total}. \quad (3.20)$$

e

$$-0,20PG_{total}tg\phi \leq QG_{Diesel} \leq PG_{total}tg\phi. \quad (3.21)$$

3.2.4 Aplicação da Metodologia

De acordo com descrição anterior, o problema tratado neste trabalho envolve questões multiobjetivas, algumas conflitantes, a exemplo dos objetivos de redução máxima das perdas ativas e obtenção da mínima participação da geração a diesel. Assim, pode-se estabelecer algumas hipóteses de prioridades para a inserção da GFV em determinada rede, a qual pode ser realizada de forma concentrada ou dispersa. Neste sentido, a metodologia desenvolvida, permite ao planejador de um sistema isolado decidir pela prioridade que deseja: perdas ativas mínimas, melhoria de tensão da rede ou reduzir ao mínimo a participação da geração a diesel.

Uma hipótese de prioridade pode ser exemplificada como segue: após executar o fluxo de carga para o caso base, o planejador avalia se as perdas ativas totais do sistema são elevadas. Caso afirmativo, o planejador pode optar pela integração concentrada da GFV em um ponto ótimo, injetando potência ótima, o que garante perdas ativas mínimas no sistema elétrico. Este procedimento analítico para alocação concentrada, assim como o dimensionamento ótimo da unidade de GDFV, baseia-se na curva U (potência injetada pela GFV x perdas ativas), a qual é obtida a partir da execução repetitiva do fluxo de carga para cada acréscimo de potência a ser injetada pela unidade de GDFV. Para a execução automática do processo de busca da barra ótima, assim como da potência ótima da GDFV, foi desenvolvido um aplicativo, escrito em C++, que executa o *software* ANAREDE em *loop* e de forma iterativa para um para uma determinada potência ativa constante ou determinado incremento de potência. Deve-se observar que a alocação concentrada da GFV não garante níveis adequados de tensão em todos os nós de carga da rede.

Por outro lado, uma outra prioridade hipotética é o caso do planejador avaliar que os níveis de tensão da rede estão inadequados no caso base. Nesta situação, a metodologia permite que os GFVs sejam alocados e dimensionados de forma dispersa nos nós críticos com base em indicadores de tensão, garantindo assim níveis de tensão mais adequados ao longo da rede elétrica. É de se observar que a metodologia permite o aumento da penetração da GFV nesses nós estratégicos, pela aplicação da equação (3.2) e atribuindo-se um valor desejado para ΔV , calculando-se diferentes valores de potências dos geradores FVs. Isto permite realizar diversas simulações pelo incremento da potência ativa injetada, afim de verificar se ocorre sobretensão em determinado nó, determinada hora, de acordo com o cenário estabelecido.

A terceira hipótese de prioridade que pode ser vislumbrada é a quando se deseja maior redução da geração a diesel. Neste caso, a exemplo da melhoria de tensão, a metodologia desenvolvida permite o aumento ou diminuição da potência ativa nas unidades de GDFV, a partir do cálculo de novos índices, de acordo com diferentes valores atribuídos a ΔV . A vantagem deste método é que o planejador pode realizar a simulação para diversos níveis de penetração, podendo fazer a integração dispersa ou concentrada até determinado nível de penetração dos GFVs, como o limite estabelecido neste trabalho (aproximadamente de 80% da carga total do sistema), obtendo-se maior redução da participação de geração a diesel e, como consequência desta, redução no consumo de óleo diesel e na emissão de CO₂.

É importante destacar que a metodologia de alocação e dimensionamento de GFVs dispersos não envolve um procedimento de otimização (curva U) para a obtenção dos nós nos quais serão alocados os geradores, bem como das potências a serem injetadas. Porém, a curva U que leva em conta os GFVs dispersos é obtida, a qual permite a avaliação das perdas ativas, com a finalidade de fornecer subsídios técnicos ao planejador para a tomada de decisão.

A metodologia desenvolvida foi aplicada para a realização dos experimentos numéricos com as redes do IEEE de 33 e 69 barras e na rede real de Aveiro-PA, os quais constam do Capítulo 4. Na figura 29 mostra-se um fluxograma orientativo com os passos que podem ser seguidos para aplicação da metodologia desenvolvida.

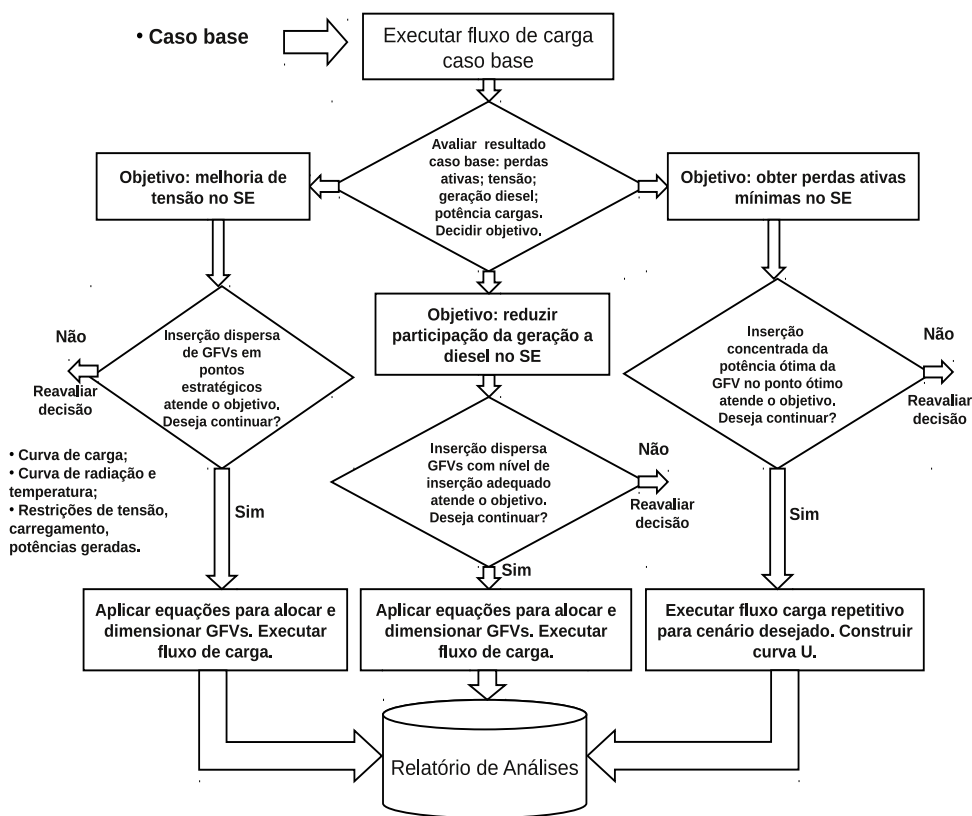


Figura 29: Fluxograma orientativo para aplicação da metodologia.

4 *Resultados e Discussões*

4.1 Introdução

A metodologia proposta neste trabalho foi aplicada nas redes elétricas de 33 e 69 barras do IEEE [74, 75] e em uma rede elétrica real isolada, provida por grupos-geradores a diesel, da cidade de Aveiro-PA. Nos estudos realizados, as barras de geração foram modeladas como PV e as de carga como PQ e, para execução do fluxo de carga, foi utilizado o *software* ANAREDE e um aplicativo escrito em C++, que permite executar em *loop* as linhas de comando do ANAREDE, no sentido de automatizar o processo de simulação, considerando os cenários de demanda de carga e de potência da GD fotovoltaica (GDFV), conforme a seguir:

1. Sistema elétrico de 33 barras: Essa rede foi simulada com demanda e fontes com potência constante. No primeiro cenário a integração da GDFV ocorreu de forma concentrada e em outro cenário as unidades de GDFV foram integradas à rede de forma dispersa.
2. Sistema elétrico de 69 barras: Essa rede foi simulada em duas situações: 1) demanda e fontes com potência constante; 2) demanda e fontes com variação horária. No primeiro cenário a integração à rede da GDFV foi realizada de forma concentrada e, posteriormente, a integração de unidades de GDFV ocorreu de forma dispersa. No segundo cenário, a rede de 69 barras foi modificada para demanda e fontes com variação horária, mas a integração das unidades de GDFV ocorreu apenas de forma dispersa.
3. Sistema elétrico de Aveiro: A rede de Aveiro foi simulada em duas situações: 1) demanda e fontes com potência constante; 2) demanda e fontes com variação horária. No primeiro cenário, a integração à rede da GDFV foi realizada de forma concentrada e, posteriormente, a integração de unidades de GDFV ocorreu de forma dispersa. No segundo cenário, a rede de Aveiro foi modificada para demanda e fontes com variação horária, mas com a integração das unidades de GDFV apenas de forma dispersa.

4.2 Rede 33 Barras: GFV Concentrada e GFV Dispersa

A rede elétrica de 33 barras tem demanda nominal total de 3,71MW e 2,3MVar, considerando tensão base de 12,66 kV e potência base de 100 MVA [74]. Na figura 30 mostra-se o diagrama unifilar do sistema elétrico de 33 barras. No Apêndice, Tabela 25, são listados os parâmetros de linha, as cargas e os valores de tensão obtidos no caso base (sem GD).

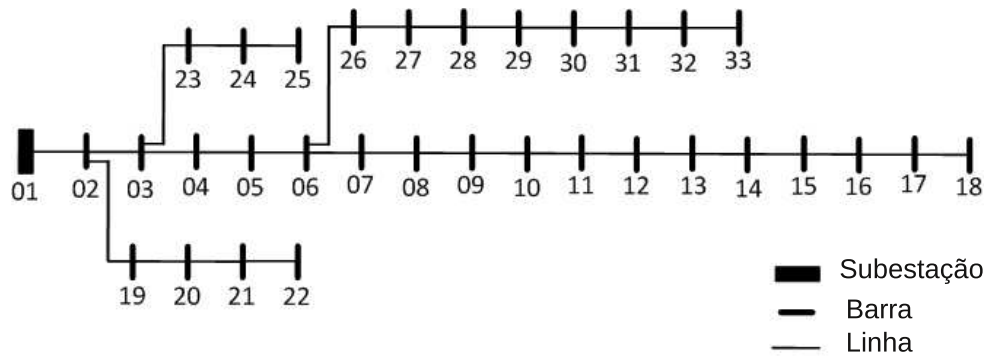


Figura 30: Sistema elétrico radial de 33 barras.

Na Tabela 11 são mostrados os alguns resultados do caso base, os desvios de tensão calculados através da equação (3.1) e os nós candidatos a receberem as unidades de GDFV, para integração concentrada ou dispersa, de acordo com a metodologia desenvolvida.

Tabela 11: Resultados Caso Base SE 33 Barras

Resultado	Desvio (%)	Nó candidato
Demanda Ativa: 3,71 MW	5, 5,4; 6,8; 7,4; 8	6; 7; 8; 9; 10
Geração Diesel: 3,92 MW	8,1; 8,2; 8,8; 9,1	11; 12; 13; 14
Perda Ativa: 211,81 kW	9,2; 9,4; 9,6; 9,6	15; 16; 17; 18
Consumo Diesel: 1245 L/h	5,2; 5,5; 6,6; 7,5	26; 27; 28; 29
Emissão CO ₂ : 3332,5 kg/h	7,8; 8,2; 8,3; 8,4	30; 31; 32; 33
Tensão Méd. Rede: 0,945334 pu	5,5	–
Tensão Nó 15: 0,908030 pu	9,2	–
Tensão Nó 16: 0,906652 pu	9,4	–
Tensão Nó 17: 0,904616 pu	9,6	–
Tensão Nó 18: 0,904007 pu	9,6	–

4.2.1 Rede 33 Barras: Alocação Concentrada da GFV Ótima

Para determinação da barra ótima e da potência ativa ótima da GDFV, a ser injetada de forma concentrada na rede de 33 barras, foi utilizado o aplicativo em C++, descrito anteriormente, que executa em *loop* o *software* ANAREDE. Assim, de modo iterativo e considerando um incremento de potência de 0,01 MW, executa-se o fluxo de carga até a potência ativa máxima de 4 MW para cada barra selecionada da rede elétrica.

Ressalta-se que a potência ativa injetada a cada iteração tem a finalidade de obter dados para construir a curva U, sendo que a primeira etapa desse processo é para determinar a barra ótima da rede, injetando-se determinada potência constante em cada uma das barras de carga (individualmente) e obtendo-se a respectiva perda ativa total. Deve-se observar, ainda, que a potência da GD a ser injetada na rede, neste caso, pode ser tanto uma unidade de GDFV, cuja potência ativa corresponde ao período de máxima radiação solar, quanto uma unidade de GD convencional despachável.

Deste modo, ao término do processo iterativo, determina-se o nó 6 como ponto ótimo e a potência ativa ótima de 2,48 MW, obtendo-se a perda total mínima de 67,65 kW. Na figura 31 mostra-se a curva U do sistema elétrico de 33 barras e, como pode ser observado no gráfico, a perda ativa total mínima de 67,65 kW corresponde a potência ativa ótima de 2,48 MW injetada de forma concentrada no nó 6, estando os resultados obtidos em concordância com os apresentados em [33, 76]. A potência ótima da GDFV corresponde a um nível de penetração de aproximadamente de 66,85%, em relação à demanda ativa total, e a redução na perda ativa total da rede foi $RLT = 67,87\%$, para perda ativa total base de 211,81 kW.

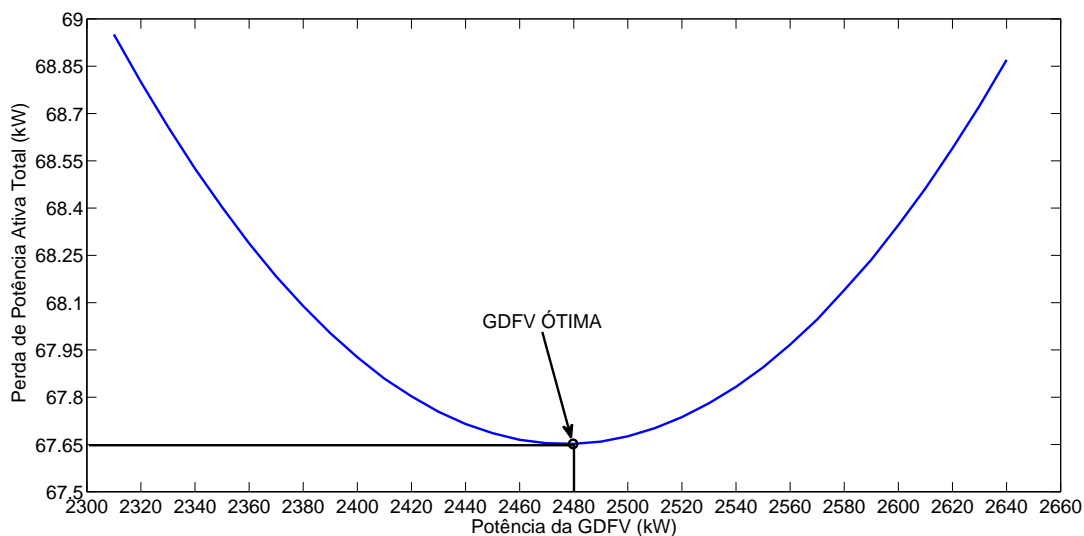


Figura 31: Curva U do SE de 33 barras.

Por outro lado, embora a GDFV concentrada no nó 6 propicie uma melhoria do perfil de tensão da rede, verifica-se que as magnitudes das tensões em alguns nós ficam muito próximos do limite inferior, aqui estabelecido como 0,95 pu, e operando com pequenas margens de segurança de tensão, principalmente nos nós 15 (0,960763 pu), 16 (0,959461 pu), 17 (0,957538 pu) e 18 (0,956963 pu), conforme gráficos mostrados na figura 32.

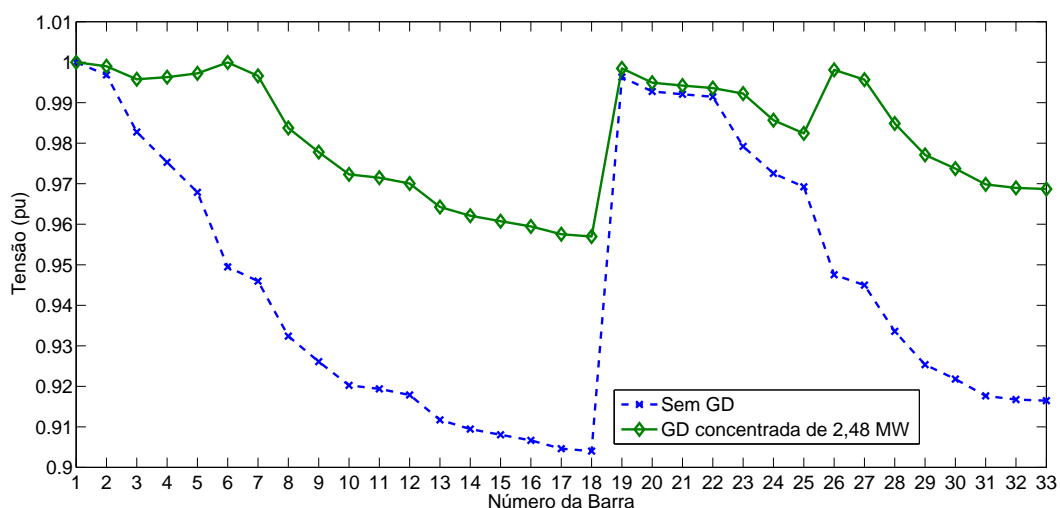


Figura 32: Perfil de tensão no SE de 33 barras com potência de 2,48 MW concentrada no nó 6.

4.2.2 Rede 33 Barras: Alocação Dispersa da GFV

A metodologia desenvolvida foi aplicada para a alocação dispersa e o dimensionamento da potência ativa das unidades de GDFV, as quais serão inseridas em nós estratégicos da rede de 33 barras. Deste modo, com as unidades de GDFV adequadamente dimensionadas e inseridas nos nós selecionados, objetiva-se reduzir as perdas ativas da rede, melhorar o perfil de tensão da rede e reduzir a participação da geração a diesel. Neste cenário, as potências ativas das unidades de geração FV correspondem ao período de radiação solar máxima, o que significa que a GD, neste estudo, pode ser tanto unidades de GDFV quanto geradores convencionais.

A partir do caso base é realizada a seleção dos nós candidatos a receberem os geradores FVs e, para o dimensionamento da potência ativa dos mesmos, utiliza-se as equações (3.1) a (3.6), considerando-se um desvio de tensão $\Delta V = 0,02$. Os resultados das potência ativas obtidas, assim como os nós selecionados, estão listados na Tabela 12. A potência total obtida da GDFV foi de 1,80 MW (nível de penetração de aproximadamente 48,5%), a qual pode ser dispersa através de 18 unidades de GDFV, cada uma com potência ativa nominal de 0,100 MW (potência comercial de inversor trifásico) e que serão inseridas em nós estratégicos da rede, a exemplo de ilustração mostrada na figura 33.

Tabela 12: Alocação e Potência da GDFV para SE 33 Barras

Número de Ordem	Nó Selecionado	GDFV (MW)
01	06, 09, 10, 12, 13, 15, 16 e 17	0,05
02	07, 08, 30 e 32	0,18
03	11	0,04
04	14	0,10
05	18	0,08
06	26, 27, 28 e 33	0,05
07	29	0,11
08	31	0,13
Total	21	1,80

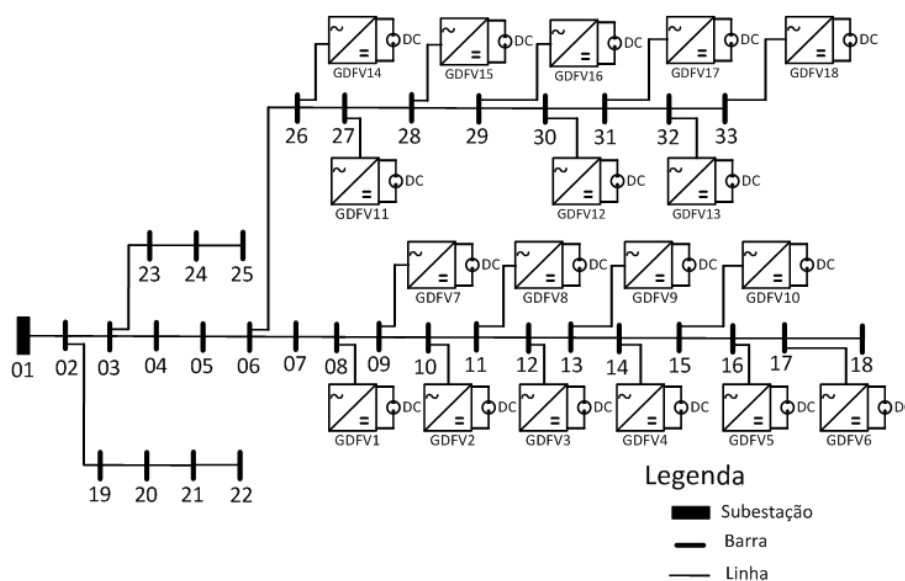


Figura 33: Ilustração de SE de 33 barras com geradores FVs dispersos.

Quanto ao perfil de tensão no SE de 33 barras, mostra-se na figura 34 os gráficos de tensões para integração concentrada da potência ótima de 2,48 MW no nó 6 versus integração dispersa de GDFV de 1,80 MW (ótima) e na Tabela 13 são apresentados os principais resultados obtidos para essas integrações.

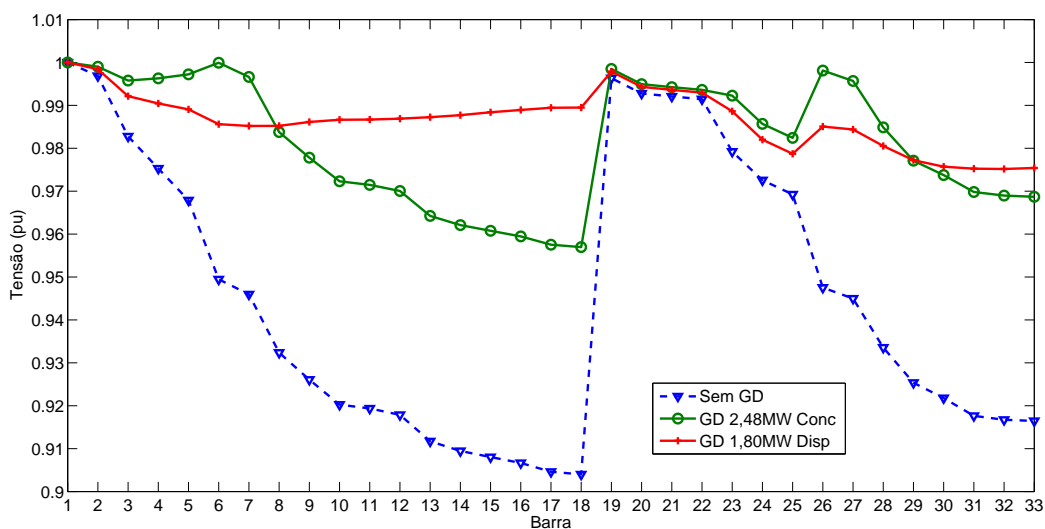


Figura 34: Tensão SE 33 barras: GDFV concentrada (2,48 MW) X GDFV dispersa (1,80 MW).

Tabela 13: Resultados SE 33 Barras com GDFV Dispersa Vs. GDFV Concentrada

GDFV Dispersa Ótima = 1,80 MW		GDFV Concentrada Ótima = 2,48 MW	
Perda P_L (kW)	Redução RLT (%)	Perda P_L (kW)	Redução RLT (%)
32,91	84,46	67,65	67,90
Pot. PG_{Diesel} (MW)	Redução RPD (%)	Pot. PG_{Diesel} (MW)	Redução RPD (%)
1,95	50,32	1,30	66,90
Cons. Diesel F_C (l/h)	Redução RCD (%)	Cons. Diesel F_C (l/h)	Redução RCD (%)
802,25	35,56	634,97	49
Emissão CO_2 (kg/h)	Redução RCO_2 (%)	Emissão CO_2 (kg/h)	Redução RCO_2 (%)
2069,69	37,89	1673,40	49,78
Tensão Méd. Rede(pu)	Evol. EV_{VM} (%)	Tensão Méd. Rede(pu)	Evol. EV_{VM} (%)
0,986688	4,37	0,981823	3,86
Tensão Nó 15(pu)	Evol. EV_{15} (%)	Tensão Nó 15(pu)	Evol. EV_{15} (%)
0,988403	8,85	0,960763	5,81
Tensão Nó 16(pu)	Evol. EV_{16} (%)	Tensão Nó 16(pu)	Evol. EV_{16} (%)
0,988927	9,07	0,959461	5,82
Tensão Nó 17(pu)	Evol. EV_{17} (%)	Tensão Nó 17(pu)	Evol. EV_{17} (%)
0,989459	9,38	0,957538	5,85
Tensão Nó 18(pu)	Evol. EV_{18} (%)	Tensão Nó 18(pu)	Evol. EV_{18} (%)
0,989490	9,46	0,956963	5,86

A metodologia desenvolvida permite, também, o aumento ou diminuição da potência ativa das unidades de GDFV, a partir do cálculo de novos índices, de acordo com diferentes valores atribuídos a ΔV , foram realizadas simulações para vários níveis de penetração. Simulações para diferentes níveis de penetração são importantes, pois permitem avaliar e quantificar se houve acréscimo ou redução e melhoria ou não em alguns parâmetros da rede, tais como perda ativa, tensão nos nós da rede e potência gerada pela usina térmica, além de permitir a determinação da potência ótima da GDFV dispersa.

Deste modo, a metodologia foi aplicada para dimensionar diversos valores de potência ativa das unidades de GDFV, considerando níveis de penetração de 20% a 70% e fazendo-se a inserção dispersa dessas unidades em diversos pontos da rede de 33 barras, em um primeiro cenário de estudo. No segundo cenário de estudo, foram realizadas simulações com integração da GDFV de forma concentrada no nó ótimo (6). Assim, mostra-se na figura 35 as perdas de potência ativa total, obtidas para diferentes potências de GDFV e diversos níveis de penetração (entre parênteses) e integradas à rede de forma dispersa ou concentrada.

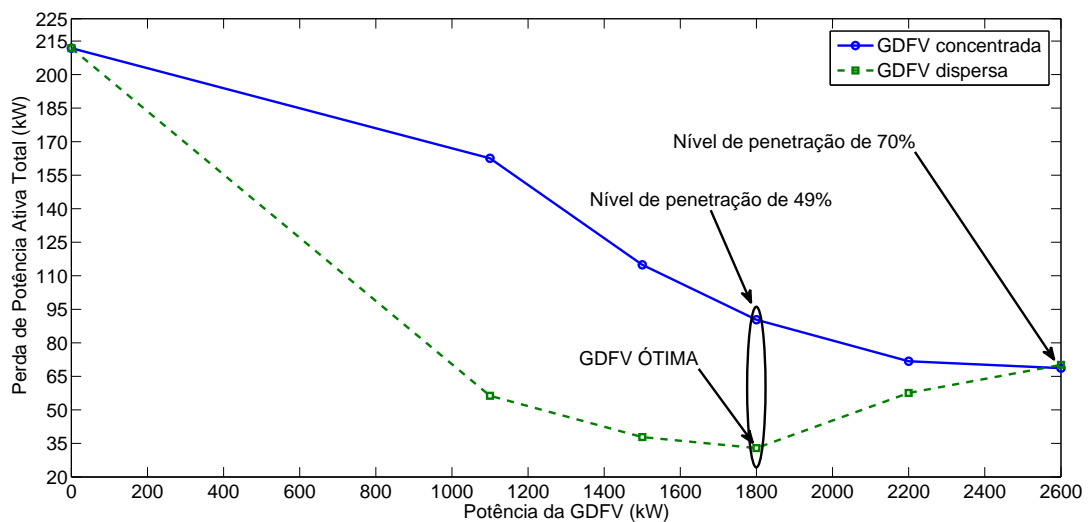


Figura 35: Perda ativa na rede de 33 barras com GDFV dispersa Vs. GDFV concentrada.

Como pode ser observado na figura 35, quando a integração é realizada de forma dispersa, a potência ativa ótima obtida é de 1,80 MW, o que proporciona a mínima perda de potência ativa total de 32,91 kW, com redução $RLT = 84,46\%$. No caso das perdas nas linhas da rede de 33 barras, mostra-se na figura 36 as perdas ativas para as formas de integração dispersa ou concentrada, para diferentes níveis de penetração (entre parênteses) e, como pode ser observado nos gráficos desta figura, unidades dispersas de GDFV na rede proporcionam menores perdas ativas.

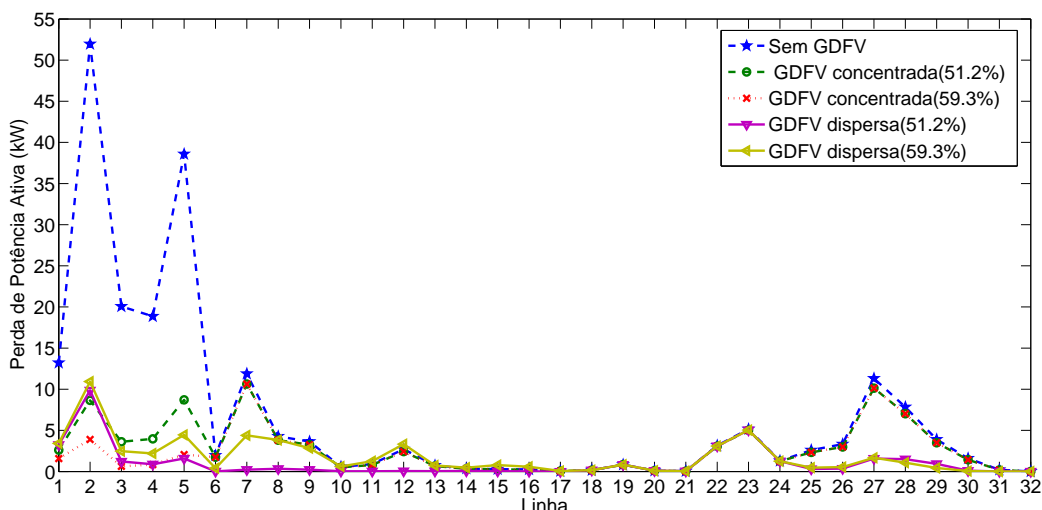


Figura 36: Perda ativa nas linhas do SE 33 barras com GDFV dispersa Vs. GDFV concentrada.

Por outro lado, destaca-se que níveis de penetração mais elevados proporcionam maiores melhorias no perfil de tensão e, também, a redução da participação da geração a diesel e, como consequência desta, reduções no consumo de óleo diesel e na poluição ambiental. No caso das usinas com geradores a diesel, como é o caso dos estudos apresentados neste trabalho, deve-se atentar para um nível de penetração máximo da GDFV, a fim de evitar que os geradores a diesel operem com demanda muito baixa, com prejuízos operacionais dos mesmos, além de provocar um elevado aumento no consumo de óleo diesel, conforme exemplo de curva mostrada na figura 37 para o sistema elétrico de 33 barras com demanda máxima de 3,71 MW e potência do gerador a diesel de 3,95 MW.

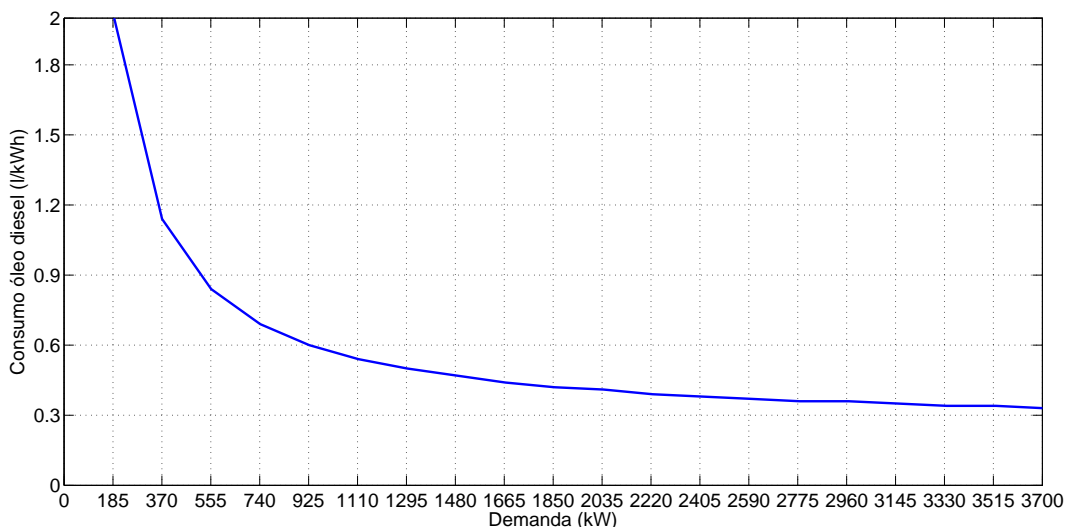


Figura 37: Consumo de óleo diesel por kWh.

Neste contexto, são apresentados na Tabela 14 os resultados da integração de geradores dispersos na rede com potência total de 2,60 MW (nível de penetração de aproximadamente 70%) versus a integração concentrada com potência de 2,48 MW injetada no nó 6. Quanto ao perfil de tensão na rede, mostra-se na figura 38 o perfil de tensão na rede para essas potências, obtendo-se uma melhoria média de tensão na rede 4,91%, para integração dispersa, contra melhoria média de tensão na rede de 3,86% par integração de forma concentrada. Na figura 39 são mostrados os gráficos da integração à rede de geradores dispersos vs. integração concentrada de potência no nó, para vários níveis de penetração (entre parênteses).

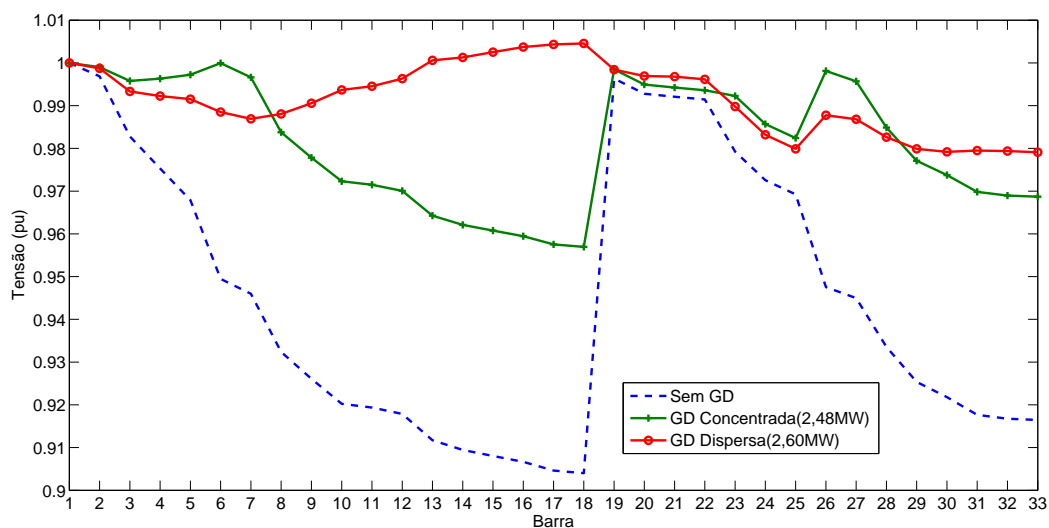


Figura 38: Tensão SE 33 barras: GDFV disp. de 2,60 MW Vs. GDFV conc. de 2,48 MW.

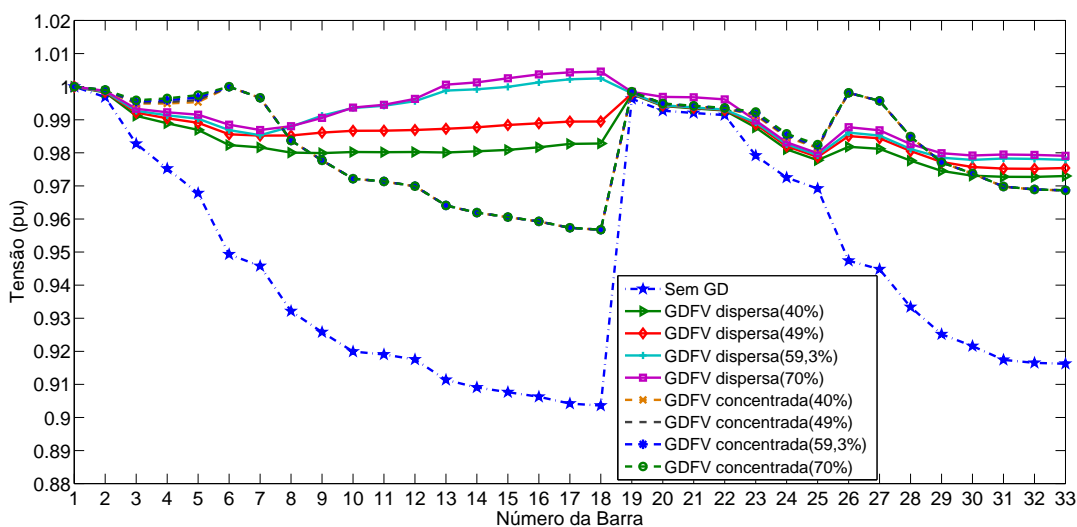


Figura 39: Perfil de tensão no SE de 33 barras com GDFV dispersa Vs. GDFV concentrada.

Tabela 14: Resultados SE 33 Barras com GDFV Dispersa Vs. GDFV Concentrada

GDFV Dispersa = 2,60 MW		GDFV Concentrada = 2,48 MW	
Perda P_L (kW)	Redução RLT (%)	Perda P_L (kW)	Redução RLT (%)
70	66,9	67,65	67,9
Pot. PG_{Diesel} (MW)	Redução RPD (%)	Pot. PG_{Diesel} (MW)	Redução RPD (%)
1,18	69,8	1,30	66,9
Cons. Diesel F_C (l/h)	Redução RCD (%)	Cons. Diesel F_C (l/h)	Redução RCD (%)
657,25	47,2	634,97	49
Emissão CO_2 (kg/h)	Redução RCO_2 (%)	Emissão CO_2 (kg/h)	Redução RCO_2 (%)
1605,4	51,8	1673,4	49,78
Tensão Méd. Rede(pu)	Evol. EV_{VM} (%)	Tensão Méd. Rede(pu)	Evol. EV_{VM} (%)
0,991722	4,91	0,981823	3,86
Tensão Nó 15(pu)	Evol. EV_{15} (%)	Tensão Nó 15(pu)	Evol. EV_{15} (%)
1,002532	10,41	0,960763	5,81
Tensão Nó 16(pu)	Evol. EV_{16} (%)	Tensão Nó 16(pu)	Evol. EV_{16} (%)
1,003726	10,71	0,959461	5,82
Tensão Nó 17(pu)	Evol. EV_{17} (%)	Tensão Nó 17(pu)	Evol. EV_{17} (%)
1,004336	11	0,957538	5,85
Tensão Nó 18(pu)	Evol. EV_{18} (%)	Tensão Nó 18(pu)	Evol. EV_{18} (%)
1,004566	11,12	0,956963	5,86

4.3 Rede 69 Barras: GFV Concentrada e GFV Dispersa

A metodologia para a alocação e dimensionamento de geradores distribuídos foi usada para o estudo do sistema elétrico de 69 barras do IEEE, com demanda ativa total de 3,89 MW e demanda reativa de 2,69 MVar [75], considerando tensão base de 12,66 kV e potência base de 100 MVA, conforme diagrama mostrada na figura 40. Na Tabela 26 do Apêndice estão listados os parâmetros de linha, as cargas e os valores de tensão obtidos no caso base.

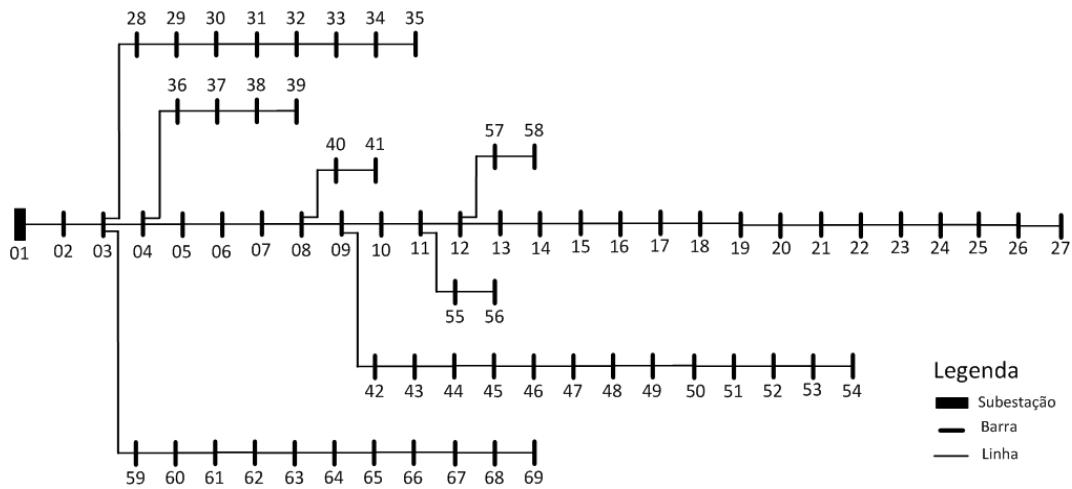


Figura 40: Esquemático de sistema elétrico radial de 69 barras.

Na Tabela 15 são mostrados os alguns resultados do caso base, os desvios de tensão calculados através da equação (3.1) e os nós candidatos a receberem as unidades de GDFV, para integração concentrada ou dispersa, de acordo com a metodologia desenvolvida.

Tabela 15: Resultados Caso Base SE 69 Barras

Resultado	Desvio (%)	Nó candidato
Demanda ativa: 3,8 MW	7,5	59
Geração diesel: 4,11 MW	8,75	61
Perda ativa: 224,3 kW	8,77	62
Consumo diesel: 1312,8 L/h	9	64
Emissão CO ₂ : 3494 kg/h	9,06	65
Tensão média rede: 0,973366 pu	2,7	–
Tensão nó 60: 0,919949 pu	8	–
Tensão nó 61: 0,912563 pu	8,75	–
Tensão nó 62: 0,912274 pu	8,77	–
Tensão nó 63: 0,911888 pu	8,8	–
Tensão nó 64: 0,909993 pu	9	–
Tensão nó 65: 0,909423 pu	9,06	–

4.3.1 Rede 69 Barras: Alocação Concentrada da GFV Ótima

Para determinação da barra ótima e da potência ativa ótima da GDFV, a ser injetada de forma concentrada na rede de 69 barras, foi utilizado o aplicativo em C++ para executar em *loop* e de modo iterativo, o *software* ANAREDE. Assim, considerando um incremento de potência de 0,01 MW, executa-se o fluxo de carga até a potência ativa máxima de 4 MW para cada barra selecionada da rede elétrica.

A potência ativa injetada a cada iteração tem a finalidade de obter dados para construir a curva U, sendo que na primeira etapa desse processo determina-se a barra ótima da rede, injetando-se determinada potência constante em cada uma das barras de carga (individualmente), obtendo-se a respectiva perda ativa total. Observa-se, ainda, que a potência da GD a ser injetada na rede, neste caso, pode ser tanto uma unidade de GDFV, cuja potência ativa corresponde ao período de máxima radiação solar, quanto uma unidade de GD convencional despachável.

Deste modo, ao término do processo iterativo, determina-se o nó 61 como ponto ótimo e a potência ativa ótima de 1,83 MW (nível de penetração de aproximadamente 48,3%), obtendo-se a perda total mínima de 22,62 kW. Na figura 41 mostra-se o gráfico das perdas ativas da rede de 69 barras em função da potência injetada pela GDFV (curva U). A perda ativa total mínima corresponde a uma redução $RLT = 89,9\%$, quando comparado com a perda ativa total base de

224 kW, cujos resultados estão de acordo os apresentados em [33, 76]. Quanto ao perfil de tensão da rede, a melhoria média obtida foi de 1,88%, para tensão média na rede de 0,973366 pu no caso base, contra uma tensão média de 0,991619 pu após a inserção de forma concentrada da GDFV de 1,83 MW, conforme gráficos mostrados na figura 42.

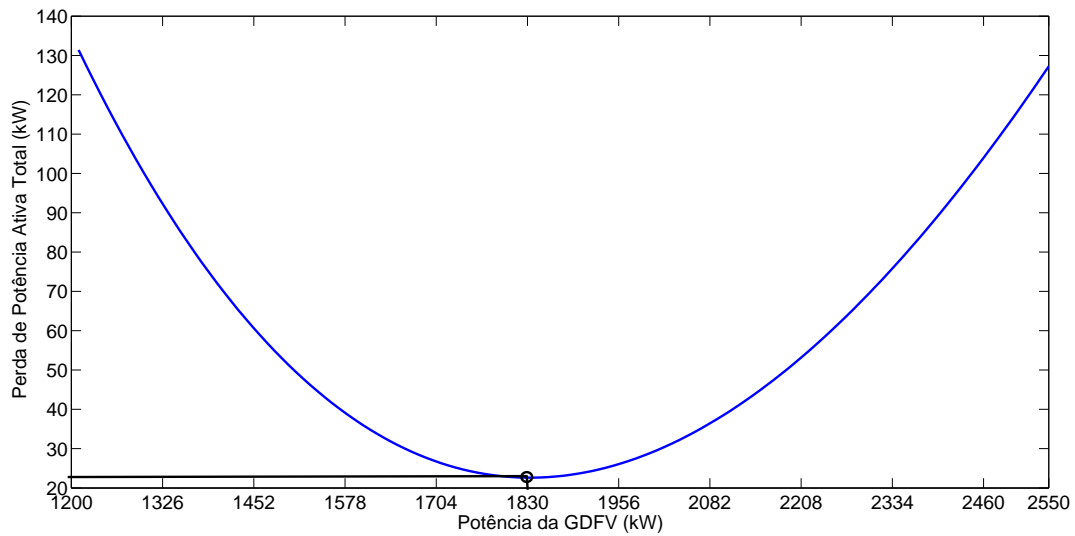


Figura 41: Curva U da rede de 69 barras.

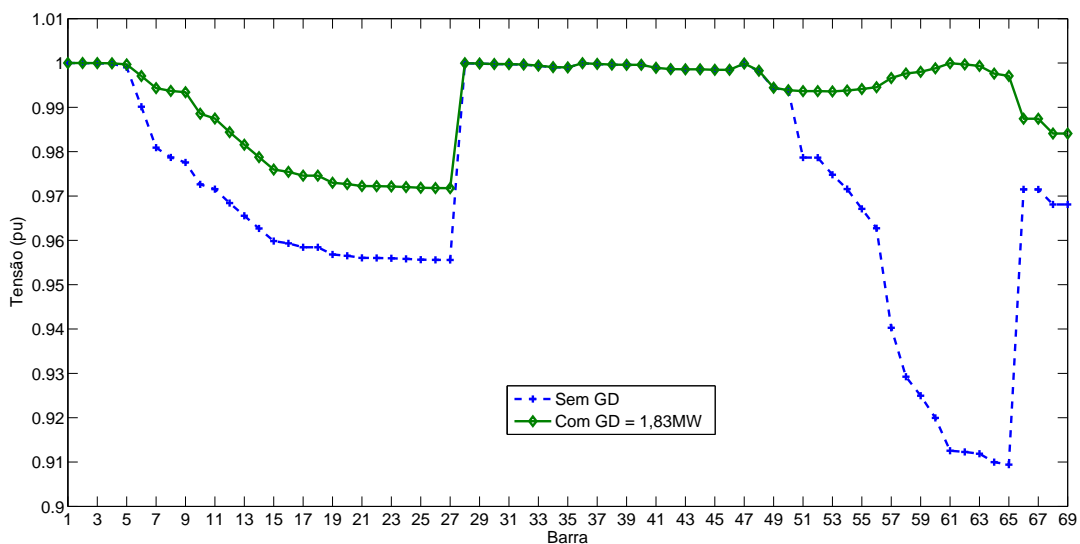


Figura 42: Perfil de Tensão Rede 69 barras com GDFV = 1,83 MW concentrada no nó 61.

4.3.2 Rede 69 Barras: Alocação Dispersa da GFV

A metodologia desenvolvida foi aplicada para a alocação dispersa e o dimensionamento da potência ativa das unidades de GDFV, as quais serão inseridas em nós estratégicos da rede de

69 barras. Deste modo, com as unidades de GDFV adequadamente dimensionadas e inseridas nos nós selecionados, objetiva-se reduzir as perdas ativas da rede, melhorar o perfil de tensão da rede e reduzir a participação da geração a diesel. Neste cenário de estudo, as potências ativas das unidades de geração FV correspondem ao período de radiação solar máxima, o que significa que a GD, neste caso, pode ser tanto unidades de GDFV quanto geradores convencionais.

A partir do caso base é realizada a seleção dos nós candidatos a receberem os geradores FVs e, para o dimensionamento da potência ativa dos mesmos, utiliza-se as equações (3.1) a (3.6), considerando-se um desvio de tensão $\Delta V = 0,02$. Os resultados das potência ativas obtidas, assim como os nós selecionados, estão listados na Tabela 16. A potência total obtida da GDFV foi de 1,52 MW, a qual pode ser dispersa através de oito unidades modulares de GDFV, cada uma com potência ativa nominal de 0,200 MW (potência comercial de central de inversor), totalizando 1,60 MW e que corresponde a um nível de penetração de aproximadamente 42,2%. As unidades de GDFV serão inseridas em nós estratégicos da rede, a exemplo de ilustração mostrada na figura 43.

Tabela 16: Alocação e Potência da GDFV para SE 69 Barras

Número de Ordem	Nós Selecionados	GDFV (MW)
01	59	0,092
02	61	1,135
03	62	0,029
04	64	0,206
05	65	0,054
Total	5	1,52

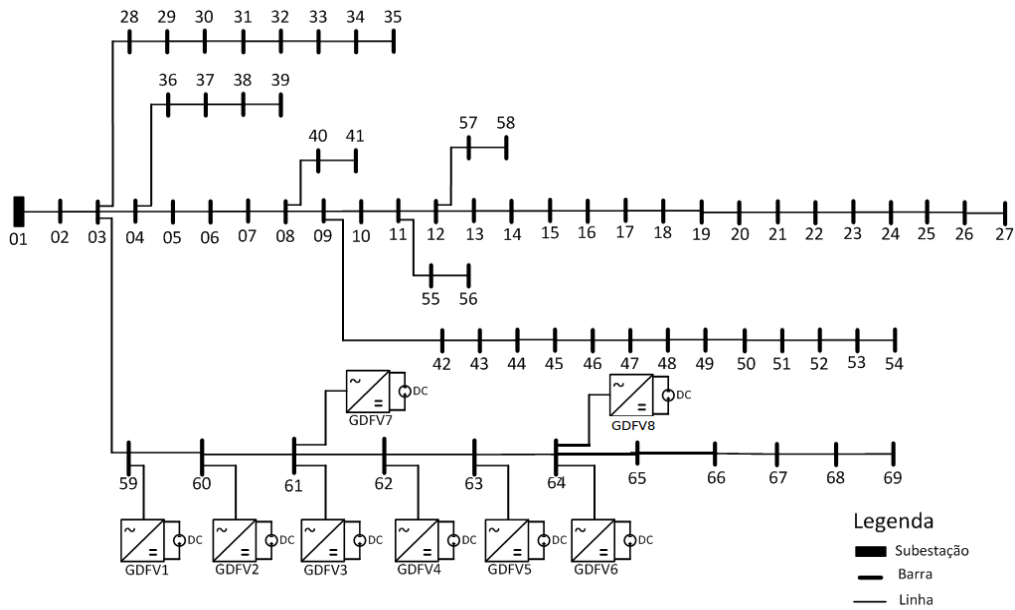


Figura 43: Rede de 69 Barras com unidades dispersas de GDFV.

A metodologia foi aplicada para outro cenário de estudo no SE de 69 barras: alocação dispersa e concentrada da GDFV para níveis de penetração na faixa de 21% a 63,4%. Deste modo, foram traçadas as curvas de perdas ativas em função das potências ativas da GFV, conforme mostra a figura 44. Como pode ser na figura, as perdas ativas são continuamente reduzidas quando geradores FVs dispersos são integrados à rede, obtendo-se a perda ativa mínima de 32,80 kW para potência da GDFV de 1,60 MW, o que corresponde a uma redução, $RLT = 85,4\%$.

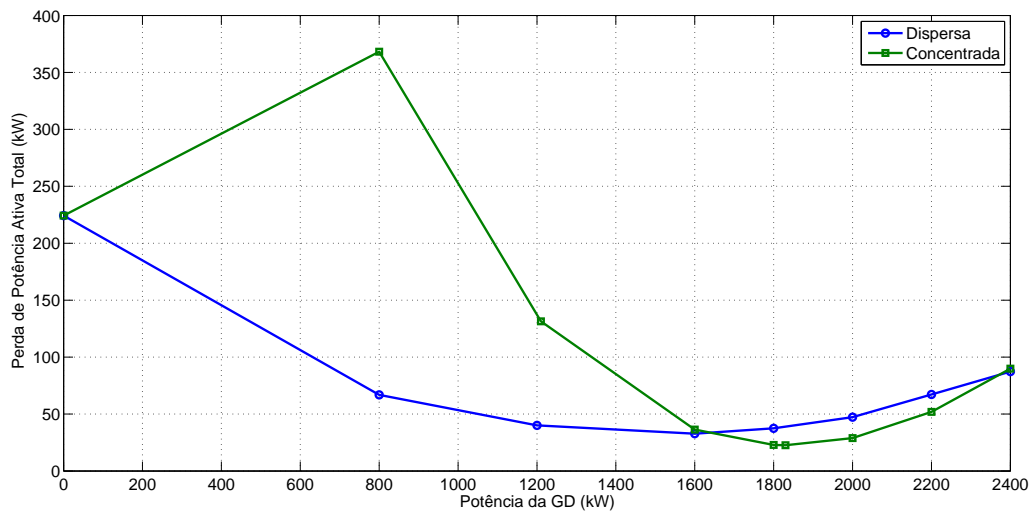


Figura 44: Perda ativa na rede 69 barras com GDFV dispersa Vs. concentrada.

De outro modo, quando a integração da GDFV é realizada de forma concentrada e para geração FV de pequena capacidade (até em torno de 1 MW), as perdas ativas são superiores a perda base. As reduções da perda ativa são significativas somente a partir da potência de 1,20 MW até a potência ótima de 1,83 MW, a qual proporciona uma perda ativa total de 22,62 kW e redução $RLT = 89,90\%$. Quanto ao perfil de tensão na rede de 69 barras, mostra-se na figura 45 os gráficos de tensões para integração dispersa de GDFV de 1,60 MW (ótima) e para integração concentrada de GDFV de 1,83 MW no nó 61 e na figura 46 mostra-se o perfil de tensões para diferentes níveis de penetração (em parênteses). Na Tabela 17 são apresentados os principais resultados obtidos para os modos de integração dispersa e concentrada.

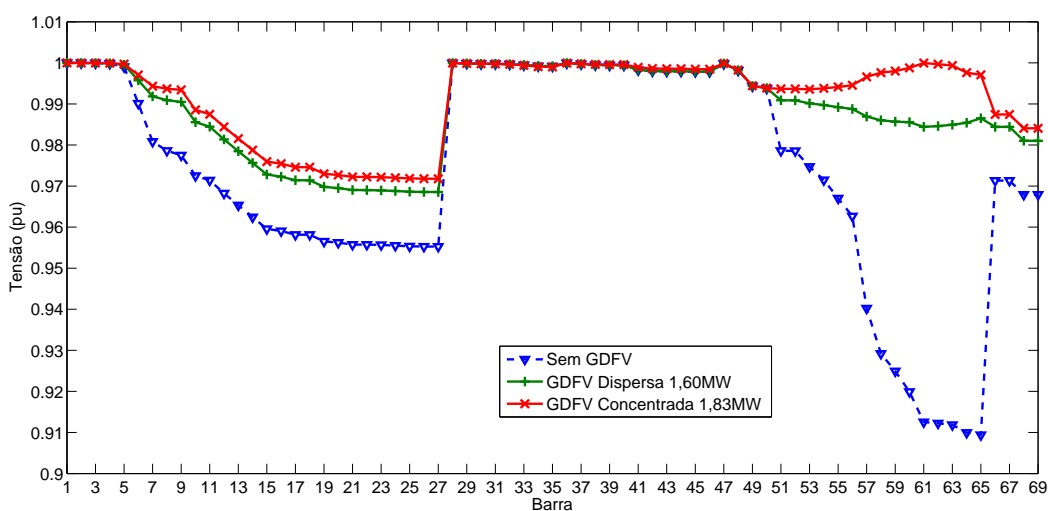


Figura 45: Tensão SE 69 barras com GDFV dispersa vs. GDFV concentrada.

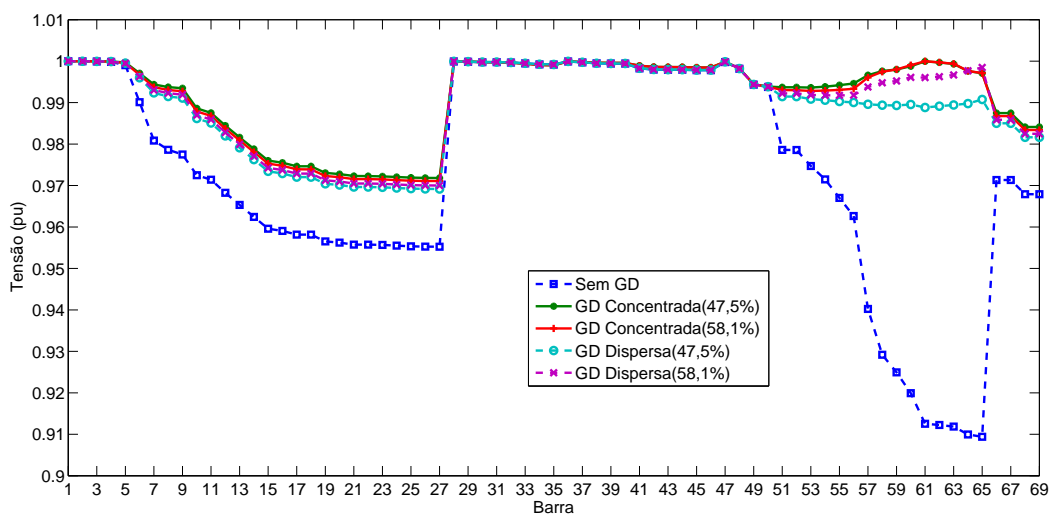


Figura 46: Perfil de tensão na rede 69 barras com GDFV dispersa Vs. concentrada.

Tabela 17: Resultados SE 69 Barras com GDFV Dispersa Versus GDFV Concentrada

GDFV Dispersa de 1,60 MW		GDFV Concentrada de 1,83 MW	
Perda P_L (kW)	Redução RLT (%)	Perda P_L (kW)	Redução RLT (%)
32,8	85,4	22,6	51,8
Pot. PG_{Diesel} (MW)	Redução RPD (%)	Pot. PG_{Diesel} (MW)	Redução RPD (%)
2,32	43,6	1,98	51,8
Cons. Diesel F_C (l/h)	Redução RCD (%)	Cons. Diesel F_C (l/h)	Redução RCD (%)
919,2	30	862,6	34,3
Emissão CO_2 (kg/h)	Redução RCO_2 (%)	Emissão CO_2 (kg/h)	Redução RCO_2 (%)
2339,4	33	2103,6	34,3
Tensão Méd. Rede(pu)	Evol. EV_{VM} (%)	Tensão Méd. Rede(pu)	Evol. EV_{VM} (%)
0,988296	1,53	0,991619	1,88
Tensão Nó 60(pu)	Evol. EV_{60} (%)	Tensão Nó 60(pu)	Evol. EV_{60} (%)
0,985556	7,13	0,998795	8,57
Tensão Nó 61(pu)	Evol. EV_{61} (%)	Tensão Nó 61(pu)	Evol. EV_{61} (%)
0,984403	7,87	0,999953	9,58
Tensão Nó 62(pu)	Evol. EV_{62} (%)	Tensão Nó 62(pu)	Evol. EV_{62} (%)
0,984598	7,93	0,999690	9,58
Tensão Nó 63(pu)	Evol. EV_{63} (%)	Tensão Nó 63(pu)	Evol. EV_{63} (%)
0,984929	8	0,999337	9,6
Tensão Nó 64(pu)	Evol. EV_{64} (%)	Tensão Nó 64(pu)	Evol. EV_{64} (%)
0,985414	8,3	0,997609	9,6
Tensão Nó 65(pu)	Evol. EV_{65} (%)	Tensão Nó 65(pu)	Evol. EV_{65} (%)
0,986510	8,5	0,997089	9,64

Um último cenário de estudo da rede de 69 barras foi realizado considerando integração dispersa de GDFV com nível de penetração elevado (aproximadamente de 58%), o que proporciona maiores melhorias no perfil de tensão e redução da participação da geração a diesel, além de reduzir a perda ativa total. Assim, mostra-se na figura 47 o perfil de tensão na rede para a potência da GDFV de 2,20 MW integrada de forma dispersa versus integração de forma concentrada da GDFV de 1,83 MW e na Tabela 18 são apresentados os resultados desse cenário de estudo.

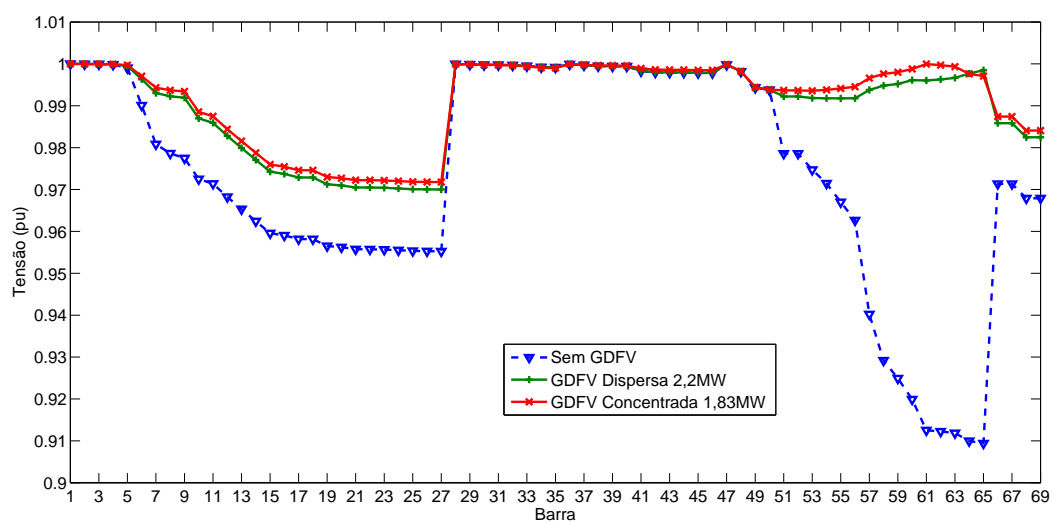


Figura 47: Tensão SE 69 barras com GDFV disp.=2,20MW vs. GDFV conc.=1,83MW.

Tabela 18: Resultados SE 69 Barras com GDFV Dispersa Vs. GDFV Concentrada

GDFV Dispersa de 2,20 MW		GDFV Concentrada de 1,83 MW	
Perda P_L (kW)	Redução RLT (%)	Perda P_L (kW)	Redução RLT (%)
67	70	22,6	51,8
Pot. PG_{Diesel} (MW)	Redução RPD (%)	Pot. PG_{Diesel} (MW)	Redução RPD (%)
1,75	57,3	1,98	51,8
Cons. Diesel F_C (l/h)	Redução RCD (%)	Cons. Diesel F_C (l/h)	Redução RCD (%)
771,6	30	862,6	34,3
Emissão CO_2 (kg/h)	Redução RCO_2 (%)	Emissão CO_2 (kg/h)	Redução RCO_2 (%)
1996,7	33	2103,6	34,3
Tensão Méd. Rede(pu)	Evol. EV_{VM} (%)	Tensão Méd. Rede(pu)	Evol. EV_{VM} (%)
0,990373	1,75	0,991619	1,88
Tensão Nó 60(pu)	Evol. EV_{60} (%)	Tensão Nó 60(pu)	Evol. EV_{60} (%)
0,996102	8,3	0,998795	8,57
Tensão Nó 61(pu)	Evol. EV_{61} (%)	Tensão Nó 61(pu)	Evol. EV_{61} (%)
0,996030	9,15	0,999953	9,58
Tensão Nó 62(pu)	Evol. EV_{62} (%)	Tensão Nó 62(pu)	Evol. EV_{62} (%)
0,996270	9,2	0,999690	9,58
Tensão Nó 63(pu)	Evol. EV_{63} (%)	Tensão Nó 63(pu)	Evol. EV_{63} (%)
0,996668	9,3	0,999337	9,6
Tensão Nó 64(pu)	Evol. EV_{64} (%)	Tensão Nó 64(pu)	Evol. EV_{64} (%)
0,997679	9,6	0,997609	9,6
Tensão Nó 65(pu)	Evol. EV_{65} (%)	Tensão Nó 65(pu)	Evol. EV_{65} (%)
0,998484	9,8	0,997089	9,64

4.4 Rede 69 Barras: Variação Horária e GFV Dispersa

O último cenário de estudo para o SE de 69 barras foi a mudança da curva de carga, antes constante, agora com o estabelecimento de uma curva de demanda horária e, de igual modo, a geração FV fornecendo potência horária em função da radiação solar e da temperatura ambiente. Neste cenário, os nós estratégicos que receberão os geradores FVs, bem como o dimensionamento dos mesmos, correspondem ao que foi apresentado na subseção 4.3.2, sendo a distribuição dispersa de geradores composta por oito unidades de 0,200 MW, alocados de acordo com ilustração mostrada na figura 43.

Na figura 48 são mostradas as curvas de demanda, de geração a diesel e de geração FV, para um determinado nível de penetração, assim como a curva de geração total. Deste modo, foram realizadas simulações para diversos níveis de penetração através da relação: potência da GDFV em determinada hora pela demanda ativa nesta hora. Assim pode-se avaliar vários parâmetros da rede por hora, tais como perdas ativas, tensão, geração a diesel e, como consequência desta, avaliação do consumo de combustível e da emissão de CO₂. Neste sentido, mostra-se na figura 49 as perdas ativas obtidas em função da potência da GDFV no horário de 10 às 14 horas (curva U horária).

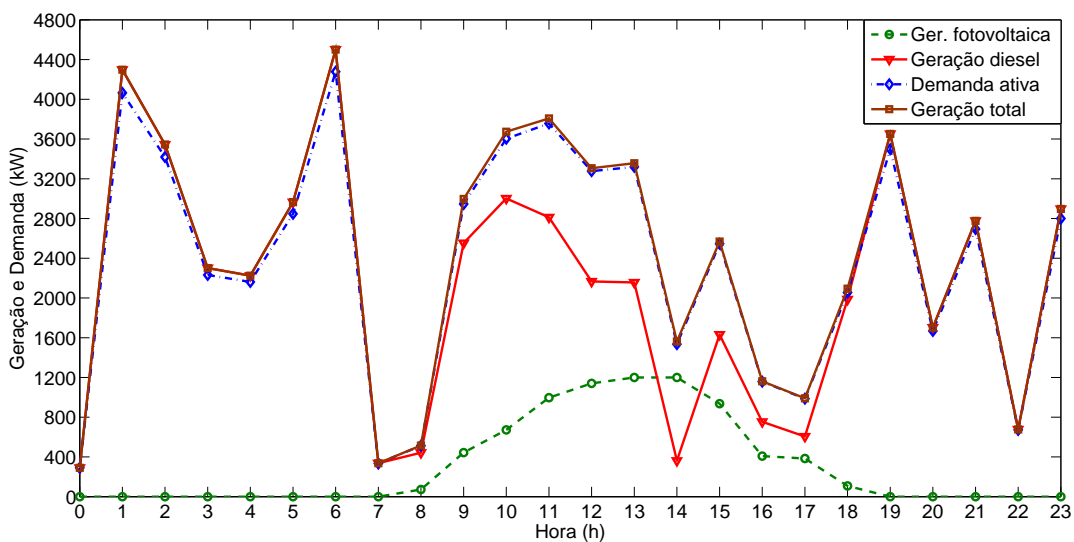


Figura 48: Rede de 69 barras com variação da demanda e da geração.

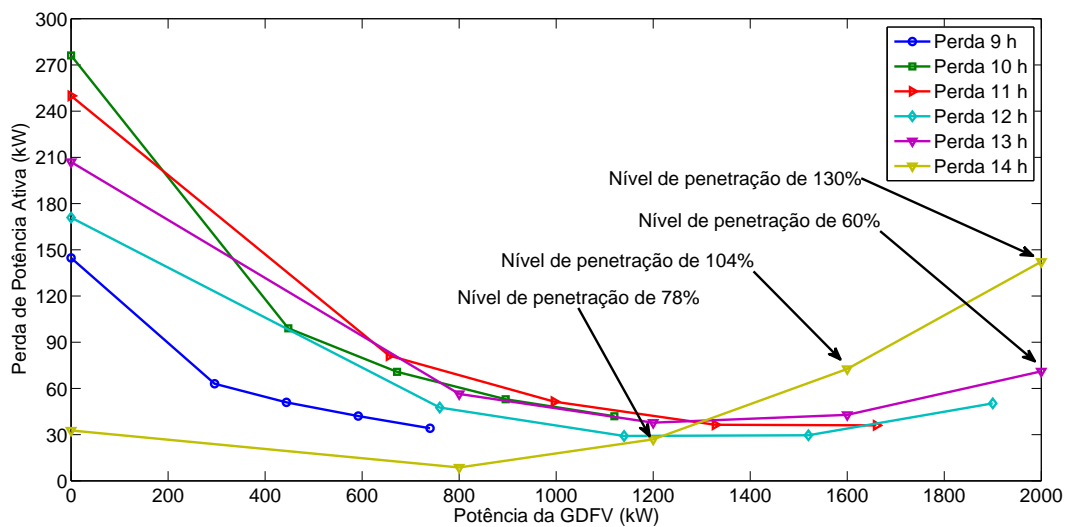


Figura 49: Curva U horária da rede 69 barras com GFVs dispersos.

No período de 13 às 14 horas a radiação solar atinge os valores máximos e, de acordo com a potência da GFV e da demanda horária, os níveis de penetração atingiram valores da ordem de 24% a 60%, às 13 horas, e de 52% a 130% às 14 horas, o que permite uma ampla avaliação dos efeitos provocados nos parâmetros operacionais, tais como perdas ativas, tensão e fluxo de potência na rede, devido a esses elevados níveis de penetração [34]. No caso dos níveis de penetração de 104% e 130%, os quais ocorrem às 14h, além da ocorrência das violações do nível de penetração máximo e do nível mínimo de geração diesel, foram verificados aumentos elevados nas perdas ativas totais da rede, com aumentos percentuais de 170% e 428%, respectivamente, em relação a perda ativa obtida com nível de penetração de 78% (perda ativa de 26,94 kW). A avaliação dos resultados mostraram, também, outras violações: níveis de penetração superiores a 100% (por exemplo 104%) provocam fluxo de potência ativa reversa da rede para a usina a diesel e tendência de sobretensão em determinados pontos da rede (limite superior de 1,05 pu), por exemplo na barra 65, de acordo com curvas mostradas na figura 50.

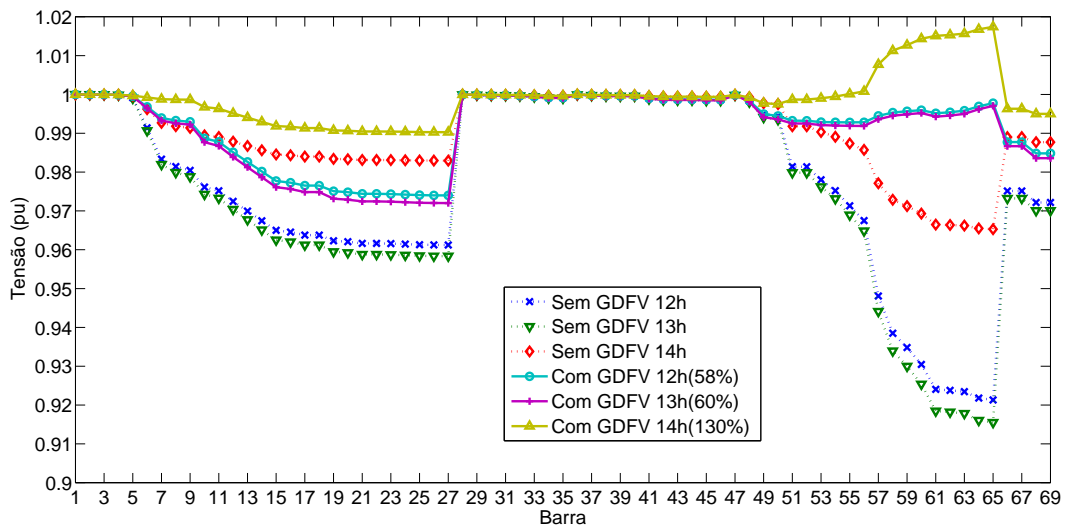


Figura 50: Tensão na rede 69 barras com GDFV dispersa e níveis de penetração elevados.

De acordo com as curvas mostradas na figura 51, nos horários de 13 e 14 horas, as potências ativas ótimas da GDFV são de 1200 kW e de 800 kW para níveis de penetração de aproximadamente 36% e 52%, respectivamente. Às 13 horas, com a injeção da potência ótima de 1200 kW, a redução na perda ativa da rede foi $RLT = 81,75\%$, comparando-se com a perda ativa do caso base de 207 kW. No caso da participação da geração a diesel, a redução obtida foi $RPD = 38,83\%$, o que corresponde a redução no consumo de diesel de $RCD = 21,3\%$ e economia anual de aproximadamente 431 mil litros de diesel.

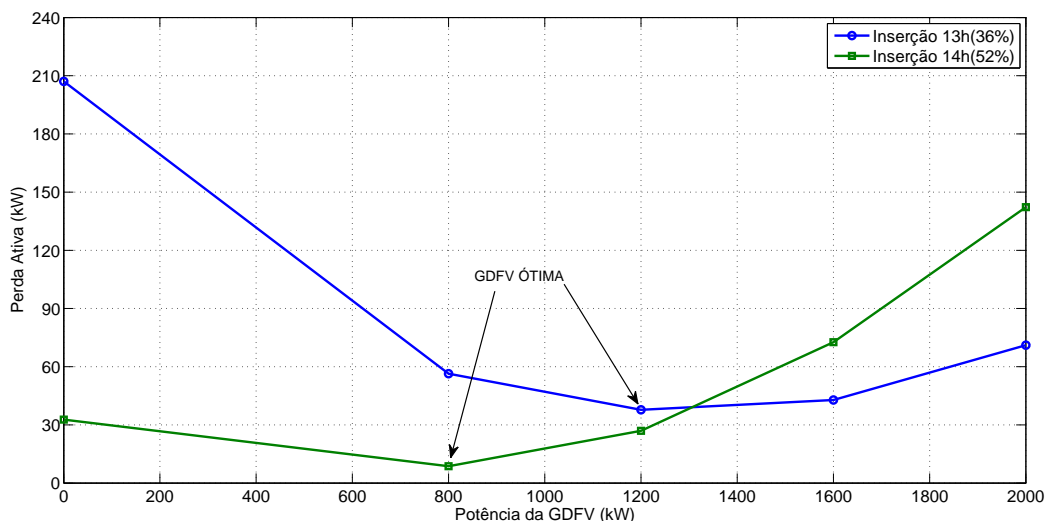


Figura 51: Perda na rede 69 barras às 13 e 14h Vs. potência da GDFV.

No horário de 14 horas, quando a injeção de potência ótima da GFV é de 800 kW, a redução na perda ativa foi $RLT = 73,42\%$ em relação a perda ativa base de 32,72 kW. A redução na

participação da geração a diesel foi $RPD = 52,6\%$, correspondendo a uma redução no consumo de óleo diesel de $RCD = 25\%$ o que proporciona uma economia anual de combustível de aproximadamente 347 mil litros. A melhoria no perfil de tensão da rede, nos horários de 13 e 14 horas com GDFVs ótimas, foram consideráveis, conforme gráficos mostrados na figura 52. No caso base, os nós que apresentaram os piores valores de tensão (pu) foram: nó 60 = 0,925400, nó 61 = 0,918466, nó 62 = 0,918196, nó 63 = 0,917834, nó 64 = 0,916059 e nó 65 = 0,915528. Na Tabela 19 são apresentados os principais resultados obtidos nesses horários.

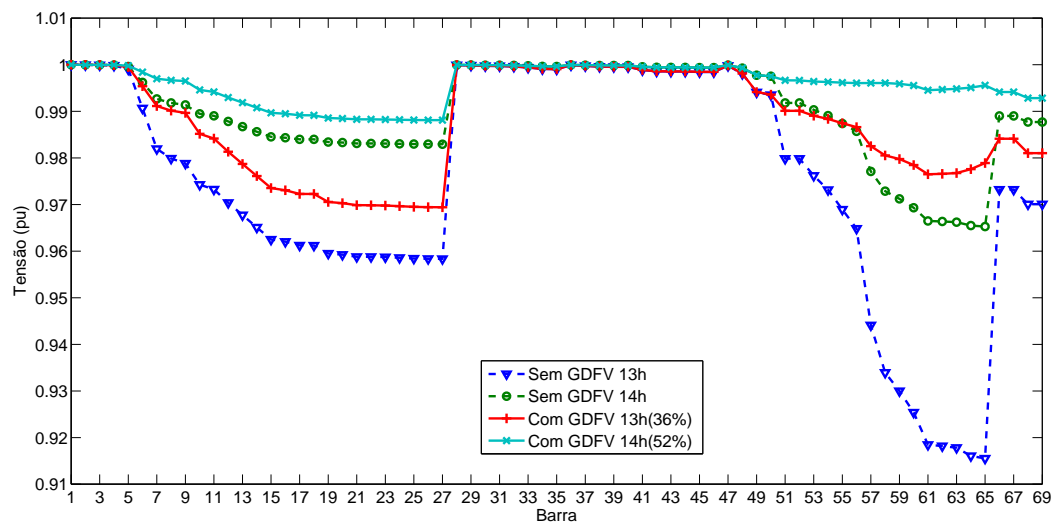


Figura 52: Perfil de tensão na rede 69 barras com GDFV dispersa ótima.

Tabela 19: Resultados SE 69 Barras com Variação Horária e GDFV Dispersa

GDFV Ótima de 1,20 MW(13h)		GDFV Ótima de 0,80 MW(14h)	
Perda P_L (kW)	Redução RLT (%)	Perda P_L (kW)	Redução RLT (%)
37,8	81,8	8,7	73,4
Pot. PG_{Diesel} (MW)	Redução RPD (%)	Pot. PG_{Diesel} (MW)	Redução RPD (%)
2,16	38,8	0,74	52,6
Cons. Diesel F_C (l/h)	Redução RCD (%)	Cons. Diesel F_C (l/h)	Redução RCD (%)
1093	21,3	712	25
Emissão CO_2 (kg/h)	Redução RCO_2 (%)	Emissão CO_2 (kg/h)	Redução RCO_2 (%)
2109	29,6	816	38,8
Tensão Méd. Rede(pu)	Evol. EV_{VM} (%)	Tensão Méd. Rede(pu)	Evol. EV_{VM} (%)
0,987434	1,3	0,995718	0,60
Tensão Nó 60(pu)	Evol. EV_{60} (%)	Tensão Nó 60(pu)	Evol. EV_{60} (%)
0,978488	5,7	0,995550	2,7
Tensão Nó 61(pu)	Evol. EV_{61} (%)	Tensão Nó 61(pu)	Evol. EV_{61} (%)
0,976502	6,3	0,994527	2,9
Tensão Nó 62(pu)	Evol. EV_{62} (%)	Tensão Nó 62(pu)	Evol. EV_{62} (%)
0,976591	6,4	0,994685	2,93
Tensão Nó 63(pu)	Evol. EV_{63} (%)	Tensão Nó 63(pu)	Evol. EV_{63} (%)
0,976762	6,4	0,994837	2,96
Tensão Nó 64(pu)	Evol. EV_{64} (%)	Tensão Nó 64(pu)	Evol. EV_{64} (%)
0,977601	6,7	0,995096	3,1
Tensão Nó 65(pu)	Evol. EV_{65} (%)	Tensão Nó 65(pu)	Evol. EV_{65} (%)
0,978919	6,9	0,995586	3,14

De outro modo, para maiores potências de GDFV, por exemplo de 2 MW e 1,20 MW, às 13 e 14 horas, os níveis de penetração obtidos foram de 60% e 78%, respectivamente. Esses níveis de penetração elevados proporcionam maiores reduções na participação da usina a diesel e na melhoria do perfil de tensão da rede de 69 barras. Assim, às 13 horas, a perda ativa foi de 71,1 kW com redução $RLT = 65,66\%$. A redução na potência de geração a diesel foi $RPD = 60,6\%$ e a redução no consumo de diesel foi $RCD = 35,4\%$, o que proporciona economia anual de aproximadamente 718 mil litros de óleo diesel.

Às 14 horas, com a potência de 1,20 MW injetada pela GDFV, a perda ativa foi de 26,94 kW o que equivale a uma redução $RLT = 17,7\%$. A redução da participação da geração a diesel foi

$RPD = 76,9\%$ e no consumo de combustível a redução obtida foi $RCD = 31,1\%$, proporcionando economia anual de aproximadamente 431 mil litros de óleo diesel. Quanto ao perfil de tensão da rede, a melhoria obtida foi considerável, de acordo com gráficos mostrados na figura 53, com níveis de penetração entre parênteses. Às 13 horas, tomando como exemplo o nó 65, a tensão obtida foi 0,997058 pu, portanto melhoria de 6,2%. Às 14 horas, a tensão no nó 65 obtida foi de 1,005942 pu, com melhoria de 7,7%.

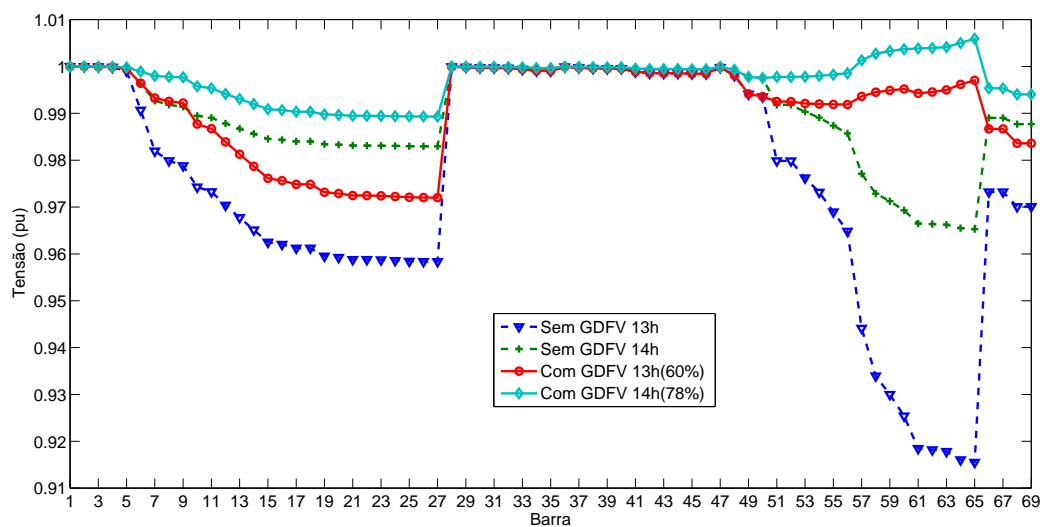


Figura 53: Perfil de tensão na rede 69 barras com GDFV dispersa não-ótima.

4.5 Rede de Aveiro: GFV Concentrada e GFV Dispersa

A última rede de teste foi do sistema elétrico real de Aveiro-PA, na qual foi aplicada a metodologia desenvolvida com a finalidade de alocação concentrada da GFV, no primeiro cenário, e alocação dispersa de unidades de GDFV no segundo cenário de estudo. O sistema elétrico desse município é isolado do SIN, sendo suprido por três grupos-geradores a diesel, de acordo com diagrama elétrico simplificado mostrado na Figura 54.

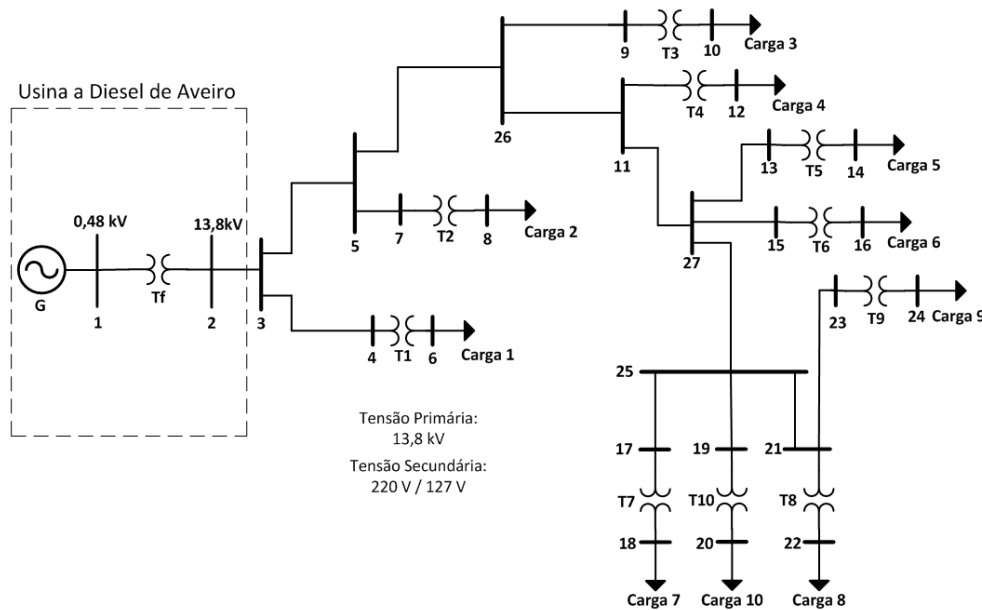


Figura 54: Diagrama elétrico simplificado do SE de Aveiro.

O estudo realizado na rede de Aveiro foi desenvolvido a partir das plantas elétricas da rede primária, as quais foram disponibilizadas pela empresa Centrais Elétricas do Pará (CELPA). Assim, foi estabelecido o diagrama de rede mostrado na figura 55, considerando uma demanda ativa de 0,331 MW e reativa de 0,341 MVar, para potência base de 100 MVA e tensão base de 13,8 kV. Os parâmetros de linha, as cargas e os valores de tensão do caso base dessa rede estão listados na Tabela 27 e na Tabela 28 são apresentados os principais dados dos geradores da usina, ambas no Apêndice.

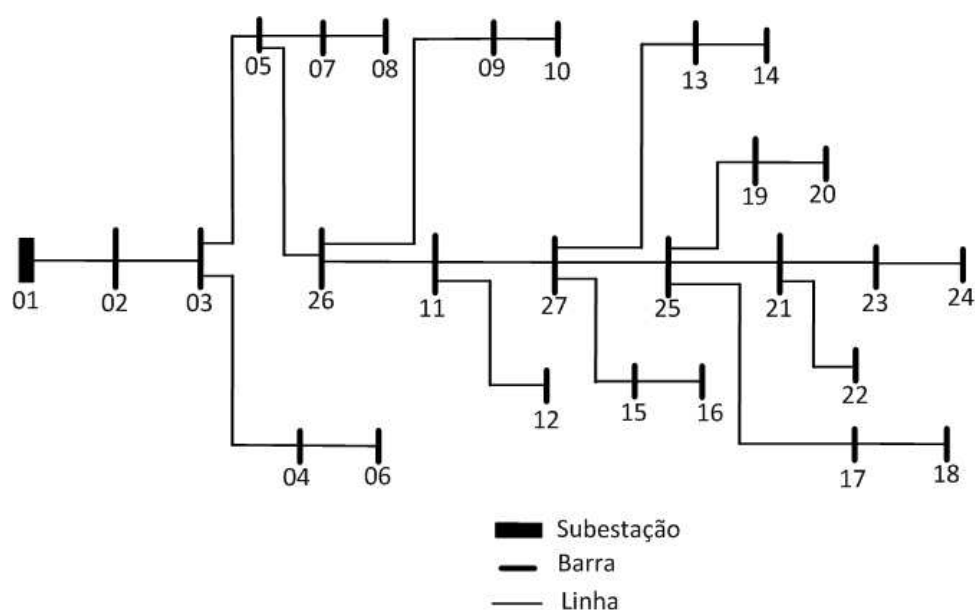


Figura 55: Rede elétrica primária de Aveiro.

Na Tabela 20 são mostrados os alguns resultados do caso base, os desvios de tensão calculados através da equação (3.1) e os nós candidatos a receberem as unidades de GDFV, para integração concentrada ou dispersa, de acordo com a metodologia desenvolvida.

Tabela 20: Resultados Caso Base SE de Aveiro

Resultado	Desvio (%)	Nó candidato
Demanda ativa: 0,331 MW	4,7; 4,73	7; 9
Geração diesel: 0,333 MW	4,81; 4,9	11; 13
Perda ativa: 1,61 kW	4,9; 4,9	15; 17
Consumo diesel: 112,2 L/h	4,91; 4,91	19; 21
Emissão CO ₂ : 283 kg/h	4,92	23
Tensão média rede: 0,974869 pu	2,51	–
Tensão nó 14: 0,956960 pu	4,9	–
Tensão nó 16: 0,956960 pu	4,9	–
Tensão nó 18: 0,956660 pu	4,9	–
Tensão nó 20: 0,956637 pu	4,91	–
Tensão nó 22: 0,956577 pu	4,91	–
Tensão nó 24: 0,956476 pu	4,92	–

4.5.1 Rede de Aveiro: Alocação Concentrada da GFV Ótima

Como nos estudos anteriores, foi determinada a barra ótima e a potência ativa ótima da GDFV, a qual será injetada de forma concentrada na rede de Aveiro. Para a obtenção do nó ótimo e potência ativa ótima da GFV foi utilizado o aplicativo em C++ para executar em *loop*, de modo iterativo, o *software* ANAREDE. Assim, considerando um incremento de potência de 0,01 MW, executa-se o fluxo de carga até a potência ativa máxima de 1 MW para cada barra selecionada da rede elétrica.

A potência ativa injetada, de modo iterativo, tem a finalidade de obter dados para construir a curva U da rede, sendo que na primeira etapa desse processo determina-se a barra ótima, injetando-se determinada potência constante em cada uma das barras de carga (individualmente), obtendo-se a respectiva perda ativa total. Observa-se, ainda, que a potência da GD a ser injetada na rede, neste caso, pode ser tanto uma unidade de GDFV, cuja potência ativa corresponde ao período de máxima radiação solar, quanto uma unidade de GD convencional despachável.

Deste modo, ao término do processo iterativo, determina-se o nó 23 como ponto ótimo e a potência ativa ótima de 210 kW (nível de penetração de aproximadamente 63,3%). Na figura 56 mostra-se o gráfico das perdas ativas da rede de Aveiro em função da potência injetada pela GDFV. A perda ativa total mínima obtida foi de 0,624 kW, o que equivale a uma redução na perda $RLT = 61,2\%$, quando comparado com a perda ativa total base de 1,61 kW. A integração concentrada da GDFV na rede de Aveiro proporcionou redução na participação da geração a diesel de $RPD = 63,4\%$, redução no consumo de óleo diesel de $RCD = 46\%$ e redução na emissão de CO_2 de 46,3%. A economia anual de óleo diesel no SE de Aveiro é de aproximadamente 75 mil litros.

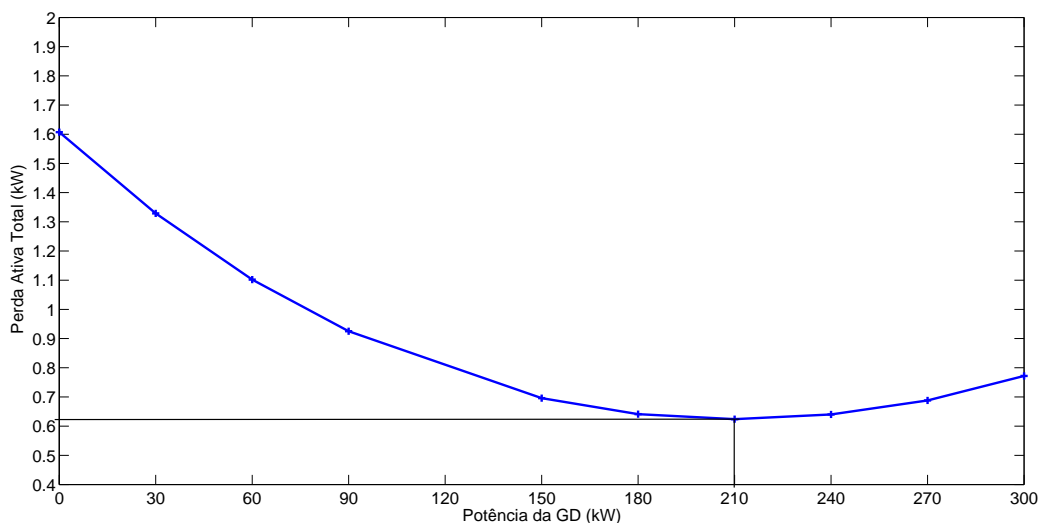


Figura 56: Curva de perda ativa total da rede de Aveiro.

Quanto ao perfil de tensão da rede, após a integração concentrada da GDFV, foi obtida uma tensão média de 0,980375 pu, melhoria média de 0,56%, em comparação com a tensão média na rede de 0,974869 pu no caso base. Considerando os nós de carga 14 e 24, os quais estão localizados próximo do meio e do final da rede, com tensão (pu) base de 0,956960 e 0,956476, respectivamente, obteve-se tensão de 0,962469 pu e 0,963291 pu, melhorias de 0,58% e 0,71%, conforme gráficos de tensão mostrados na figura 57.

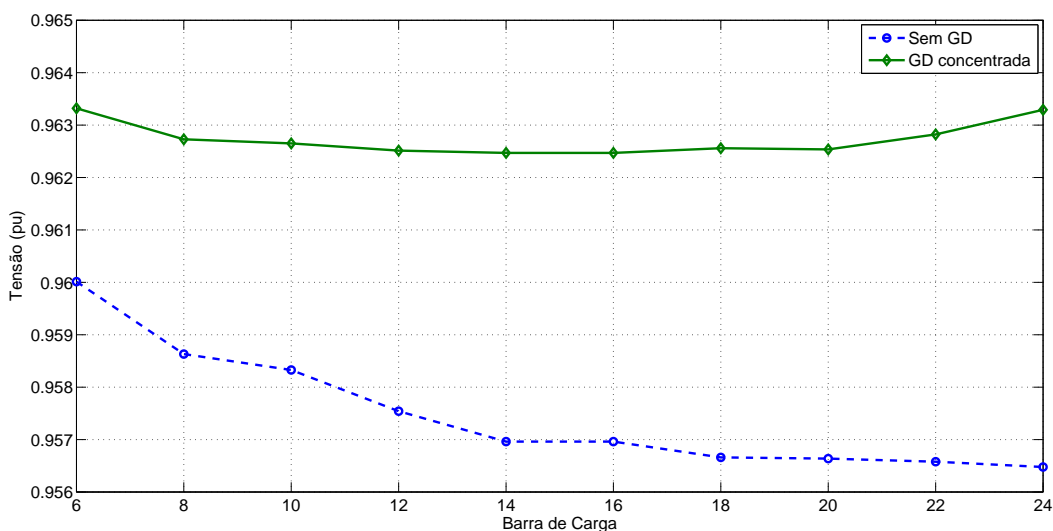


Figura 57: Perfil de tensão na rede de Aveiro sem GD e com GD concentrada.

4.5.2 Rede de Aveiro: Alocação Dispersa da GFV

A metodologia desenvolvida foi aplicada para a alocação dispersa e o dimensionamento da potência ativa das unidades de GDFV, as quais serão inseridas em nós estratégicos da rede de Aveiro. Deste modo, com as unidades de GDFV adequadamente dimensionadas e inseridas nos nós selecionados, objetiva-se reduzir as perdas ativas, melhorar o perfil de tensão da rede e reduzir a participação da geração a diesel. Neste cenário de estudo, as potências ativas das unidades de geração FV correspondem ao período de radiação solar máxima, o que significa que a GD, neste caso, pode ser tanto unidades de GDFV quanto geradores convencionais.

A partir do caso base é realizada a seleção dos nós candidatos a receberem os geradores FVs e, para o dimensionamento da potência ativa dos mesmos, utiliza-se as equações (3.1) a (3.6), considerando-se um desvio de tensão $\Delta V = 0,02$. Os resultados das potências ativas obtidas, assim como os nós selecionados, estão listados na Tabela 21. A potência total obtida da GDFV foi de 0,27 MW, a qual pode ser dispersa através de nove unidades modulares de GDFV, cada uma com potência ativa nominal de 0,03 MW (potência comercial de inversor), correspondendo a um nível de penetração de aproximadamente 81,6%. As unidades de GDFV serão inseridas em nós estratégicos da rede, de acordo com ilustração de distribuição mostrada na figura 58.

Tabela 21: Alocação e Potência da GDFV para SE de Aveiro

Número de Ordem	Nós Selecionados	GDFV (MW)
01	7, 9	0,03
02	11, 13	0,03
03	15, 17	0,03
04	19, 21	0,03
05	23	0,03
Total	9	0,27

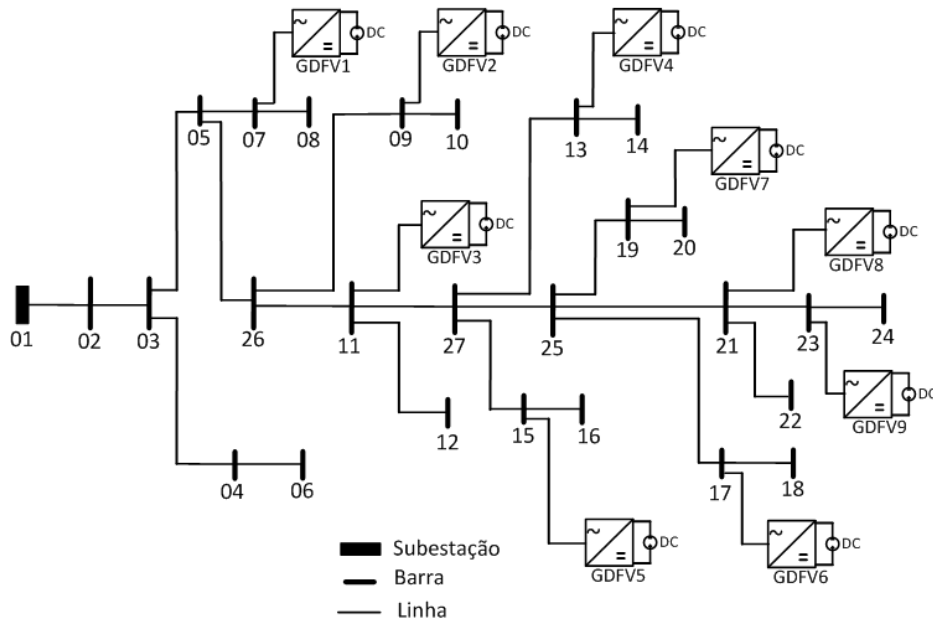


Figura 58: Rede de Aveiro com unidades de GDFV dispersas.

Deste modo, obteve-se as curvas de perdas ativas em função das potências ativas da GDFV, tanto para geração concentrada como para geração dispersa, conforme mostra a figura 59. Como pode ser observado nos gráficos, com a inserção dos geradores dispersos, a perda ativa total é continuamente reduzida em função do aumento da potência da GDFV até a potência de 270 kW, obtendo-se perda ativa mínima de 0,43 kW, redução na perda $RLT = 73,4\%$. Por outro lado, com a injeção concentrada da potência ótima de 210 kW no ponto ótimo 23, a perda ativa mínima obtida foi de 0,62 kW, redução na perda $RLT = 61,2\%$.

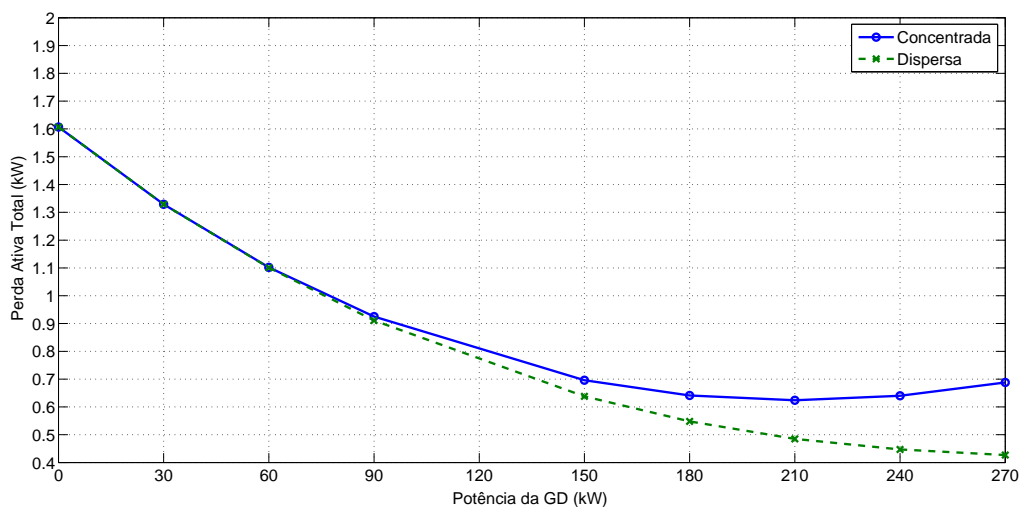


Figura 59: Perda ativa na rede de Aveiro com GDFV dispersa vs. concentrada.

Quanto aos valores de tensão na rede de Aveiro, para a integração dispersa e integração concentrada de GDFV, mostra-se na figura 60 os gráficos de tensão nos pontos de carga. Na Tabela 22 são apresentados os principais resultados obtidos para integração dispersa de unidades de GDFV versus a integração concentrada da potência ativa da GDFV.

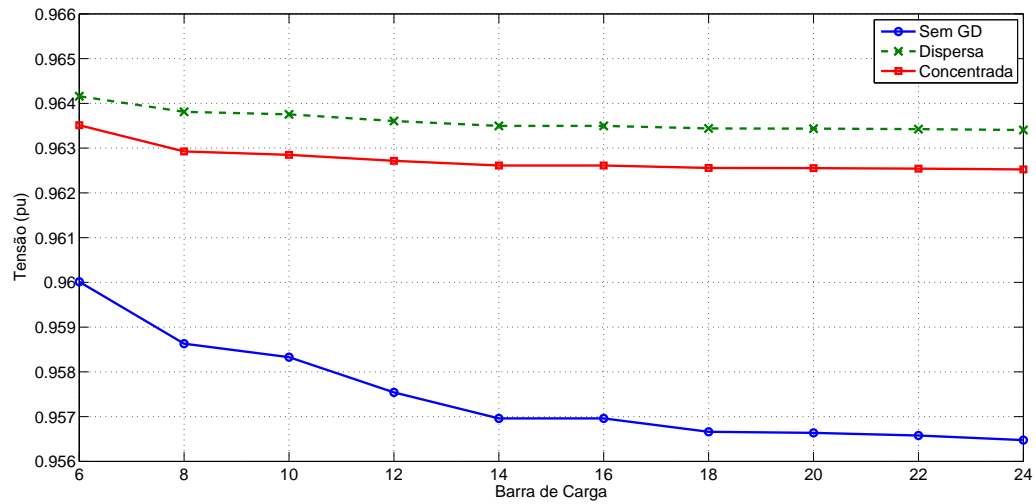


Figura 60: Perfil de tensão na rede de Aveiro com GDFV dispersa vs. concentrada.

Tabela 22: Resultados SE de Aveiro para GFV Dispersa Vs. GFV Concentrada

GDFV Dispersa de 270 kW		GDFV Concentrada de 210 kW	
Perda P_L (kW)	Redução RLT (%)	Perda P_L (kW)	Redução RLT (%)
0,427	73,4	0,624	61,2
Pot. PG_{Diesel} (kW)	Redução RPD (%)	Pot. PG_{Diesel} (kW)	Redução RPD (%)
31,4	90,6	122	63,4
Cons. Diesel F_C (l/h)	Redução RCD (%)	Cons. Diesel F_C (l/h)	Redução RCD (%)
45,8	59,2	60,6	46
Emissão CO_2 (kg/h)	Redução RCO_2 (%)	Emissão CO_2 (kg/h)	Redução RCO_2 (%)
88,8	68,6	152	46,3
Tensão Méd. Rede(pu)	Evol. EV_{VM} (%)	Tensão Méd. Rede(pu)	Evol. EV_{VM} (%)
0,980483	0,58	0,980375	0,56
Tensão Nó 14(pu)	Evol. EV_{14} (%)	Tensão Nó 14(pu)	Evol. EV_{14} (%)
0,963497	0,68	0,962469	0,58
Tensão Nó 18(pu)	Evol. EV_{18} (%)	Tensão Nó 18(pu)	Evol. EV_{18} (%)
0,962558	0,62	0,963440	0,71
Tensão Nó 22(pu)	Evol. EV_{22} (%)	Tensão Nó 22(pu)	Evol. EV_{22} (%)
0,963425	0,72	0,962822	0,65
Tensão Nó 24(pu)	Evol. EV_{24} (%)	Tensão Nó 24(pu)	Evol. EV_{24} (%)
0,963406	0,72	0,963291	0,71

4.6 Rede de Aveiro: Variação Horária e GFV Dispersa

Outro estudo realizado na rede de Aveiro foi com uma curva de carga horária [77], conforme mostra a figura 61, e do mesmo modo, a geração FV fornecendo potência horária em função da radiação solar e da temperatura ambiente, cujos dados são do dia 03 de julho de 2012, obtidos no site do INMET. Neste cenário, os nós estratégicos que receberão os geradores FVs, bem como o dimensionamento dos mesmos, a partir do caso base, aplicando-se as as equações (3.1) a (3.6) e desvio $\Delta V = 0,02$, estão listados na Tabela 23.

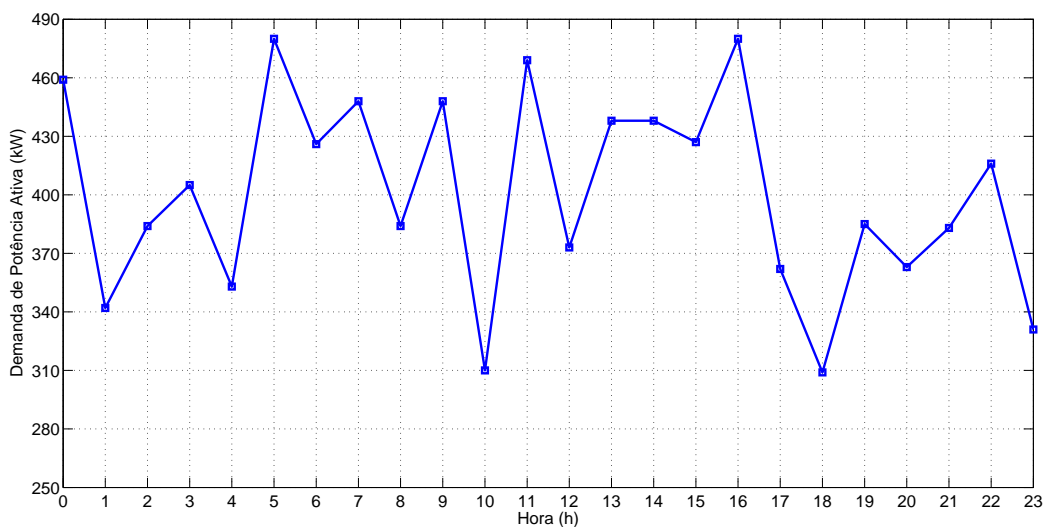


Figura 61: Curva de demanda horária para simulação do SE de Aveiro.

Tabela 23: Alocação e Potência da GDFV para SE de Aveiro

Número de Ordem	Nós Seleccionados	GDFV (MW)
01	7, 9	0,03
02	11, 13	0,03
03	15, 17	0,03
04	19, 21	0,03
05	23, 25	0,03
Total	9	0,30

Para esse cenário, considerando ideal [28], no qual todos os nós de carga primários são seleccionados para receberem unidades de GDFV com potência nominal de 30 kW, de acordo com ilustração de distribuição mostrada na Figura 62. Assim, para radiação solar máxima no

período de 13 às 14 horas, os níveis de penetração horária obtidos variam de 2,6% a 75%, em relação a demanda para cada hora, conforme gráficos mostrados na figura 63. Computando-se os valores para um período de 24 horas, a geração FV máxima obtida foi de 1,88 MW, o que corresponde a um nível de penetração de aproximadamente 19,6%, em relação a uma demanda diária total de 9,61 MW.

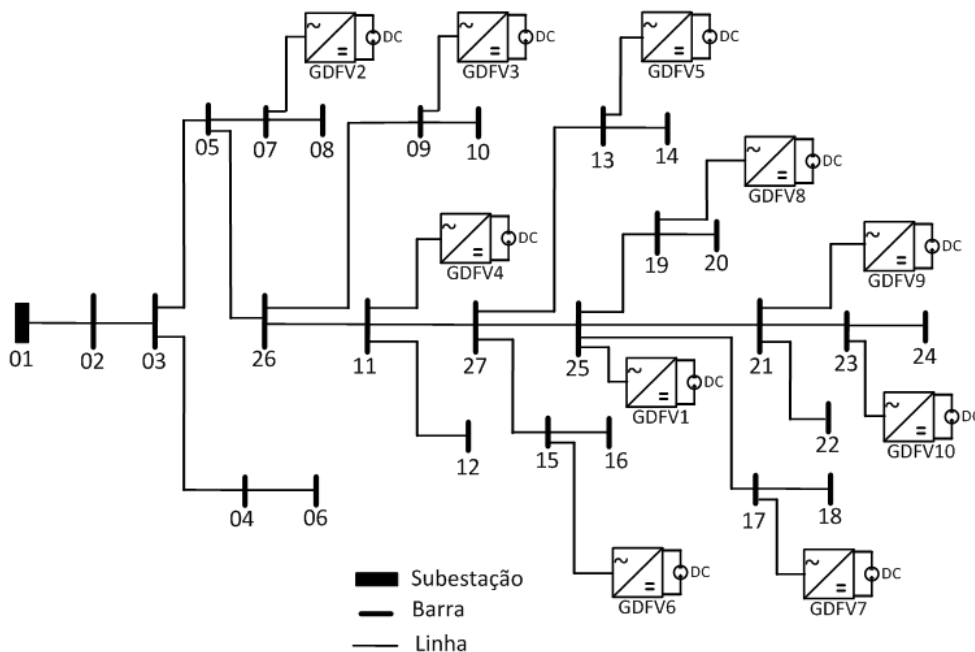


Figura 62: Rede de Aveiro com unidades dispersas de GDFV.

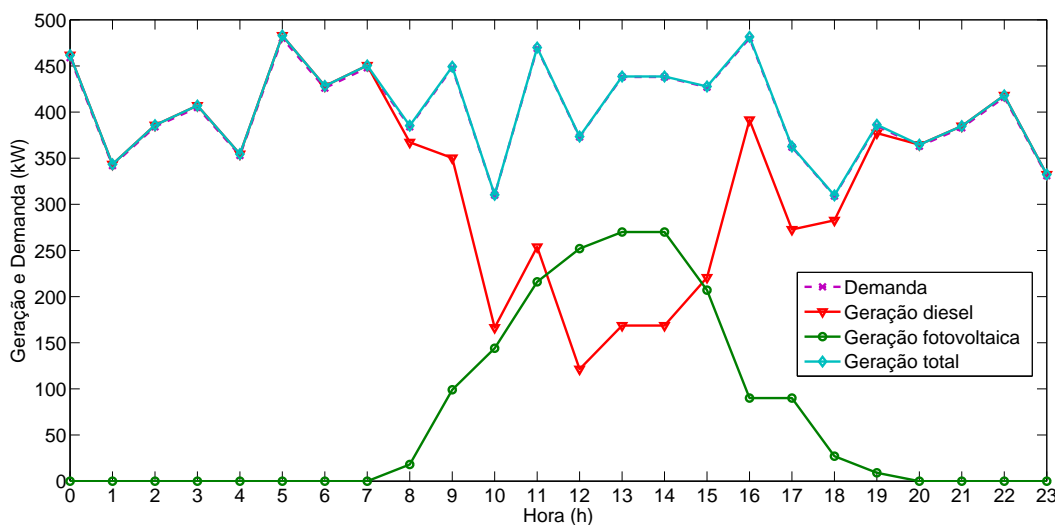


Figura 63: Geração a diesel e GFV vs. demanda no SE de Aveiro.

Na figura 64 mostra-se as curvas de perdas ativas por hora, em função da potência injetada

pela GDFV. De acordo com as curvas, pode-se determinar a potência ativa ótima da GDFV para cada hora, obtendo-se perda ativa mínima. Assim, às 13 horas, a potência ótima da GDFV é de 300 kW para uma demanda de 438 kW, que corresponde a um nível de penetração de aproximadamente 68,5%, a perda ativa total obtida foi de 0,522 kW, com redução na perda *RLT* = 78% em relação a perda ativa base de 2,38 kW.

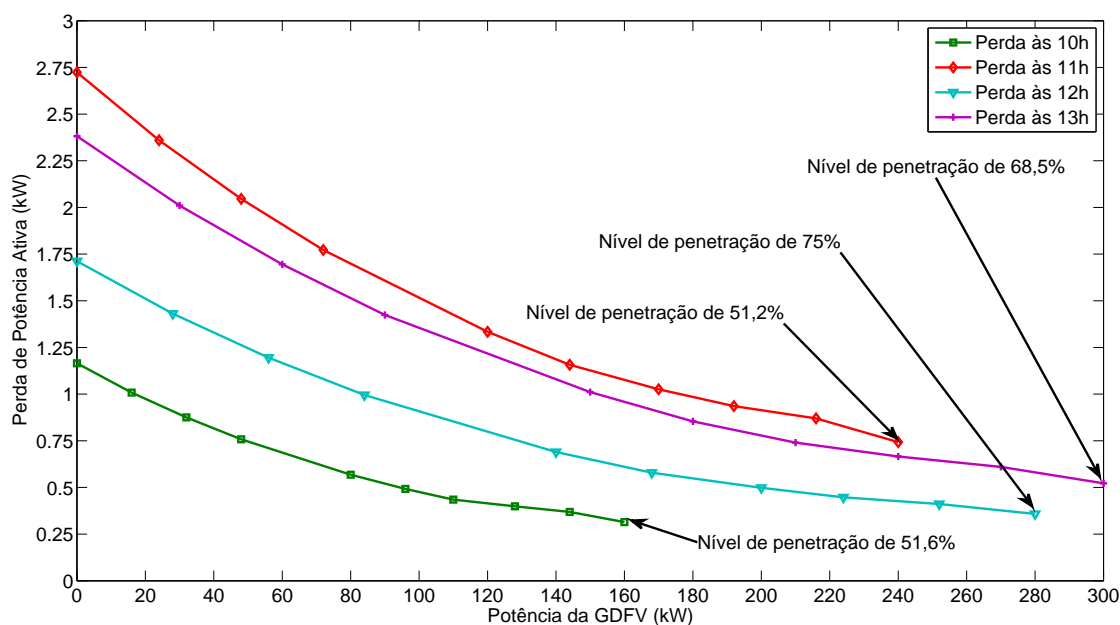


Figura 64: Perda ativa horária na rede de Aveiro.

Na figura 65 mostra-se as curvas de perdas ativas no período de 8 às 18 horas e, como pode ser observado nas curvas, mesmo nas horas de produção inicial e final da geração FV, ocorre redução da perda ativa total. Quanto a redução na participação da geração a diesel, mostra-se na Figura 66 os gráficos das potências geradas na usina a diesel versus geração FV, no período de 24 horas, para vários níveis de penetração. Por exemplo às 13 horas (potência ótima de GDFV de 300 kW), a redução da potência de geração a diesel foi $RPD = 68,54\%$, o que corresponde a uma redução no consumo de óleo diesel $RCD = 48,4\%$, economia anual de combustível de aproximadamente 108 mil litros, e redução na emissão de CO_2 de 50,1%.

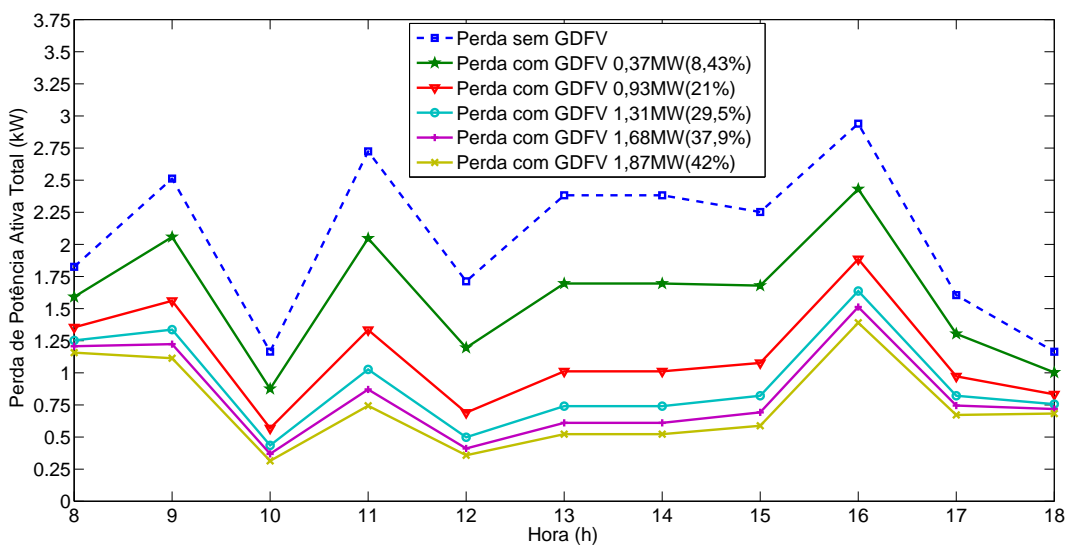


Figura 65: Perda ativa total na rede de Aveiro no período de 8 às 18 horas.

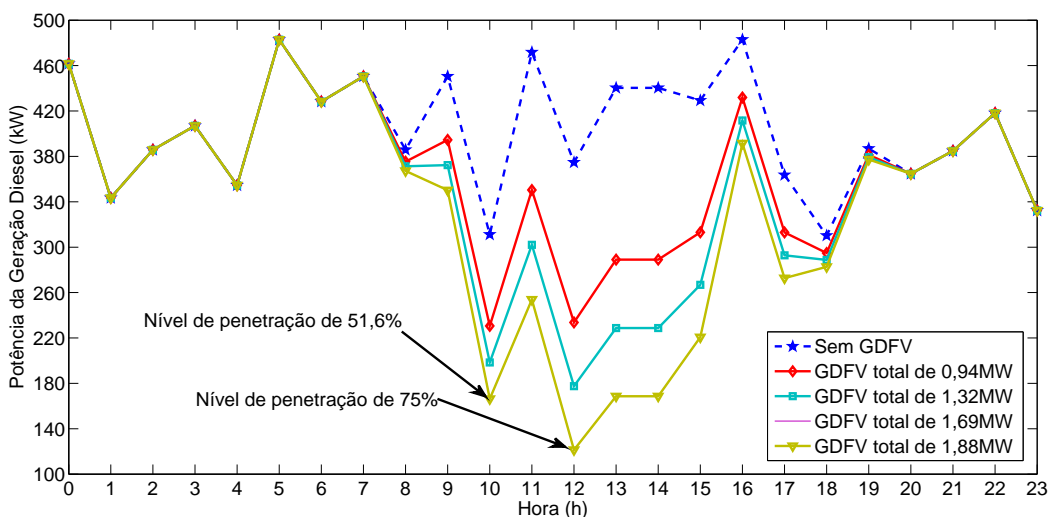


Figura 66: Geração da usina a diesel vs. geração FV.

Quanto a tensão na rede de Aveiro, considerando o horário de 12 horas, para GDFV ótima de 280 kW, foi obtida melhoria média de 0,60% no perfil de tensão da rede. No ponto 6 (início da rede) o valor de tensão no caso base era de 0,962103 pu e, após a integração da GFV, a tensão nesse nó foi de 0,966408 pu, como melhoria de 0,45%. No nó 24 (final da rede), o valor de tensão no caso base era de 0,958443 pu e, após a inserção das unidades de GDFV, a tensão obtida foi de 0,965688 pu, melhoria de 0,76%.

Na figura 67 são mostrados os gráficos de tensões nos pontos 6 e 24 da rede, para demanda nominal de 694 kW e 416 kW, respectivamente, para um período de 24 horas. Na figura 68 são mostrados os gráficos do perfil de tensão nos pontos de carga, às 13 horas, para vários níveis de

penetração (entre parênteses).

Na Tabela 24 são apresentados os principais resultados obtidos na rede de Aveiro, para integração dispersa de unidades de GDFV, no horário de 12 horas com potência ativa ótima de 280 kW (nível de penetração de 75%) e às 13 horas com potência ativa ótima de 300 kW (nível de penetração de 68,5%).

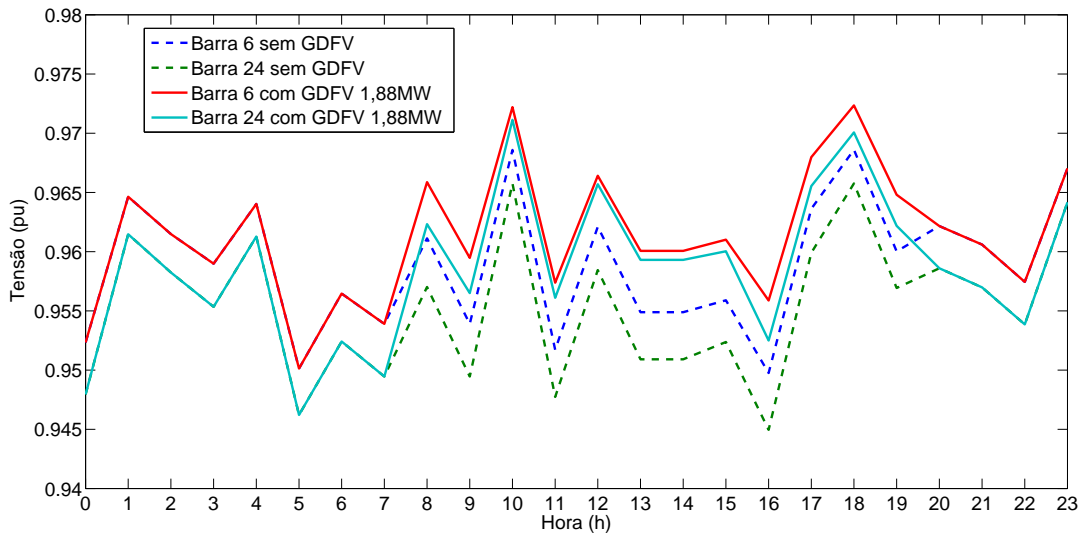


Figura 67: Perfil de tensão nos nós de carga 6 e 24 da microgrid Aveiro de 8 às 18h com GDFV dispersa.

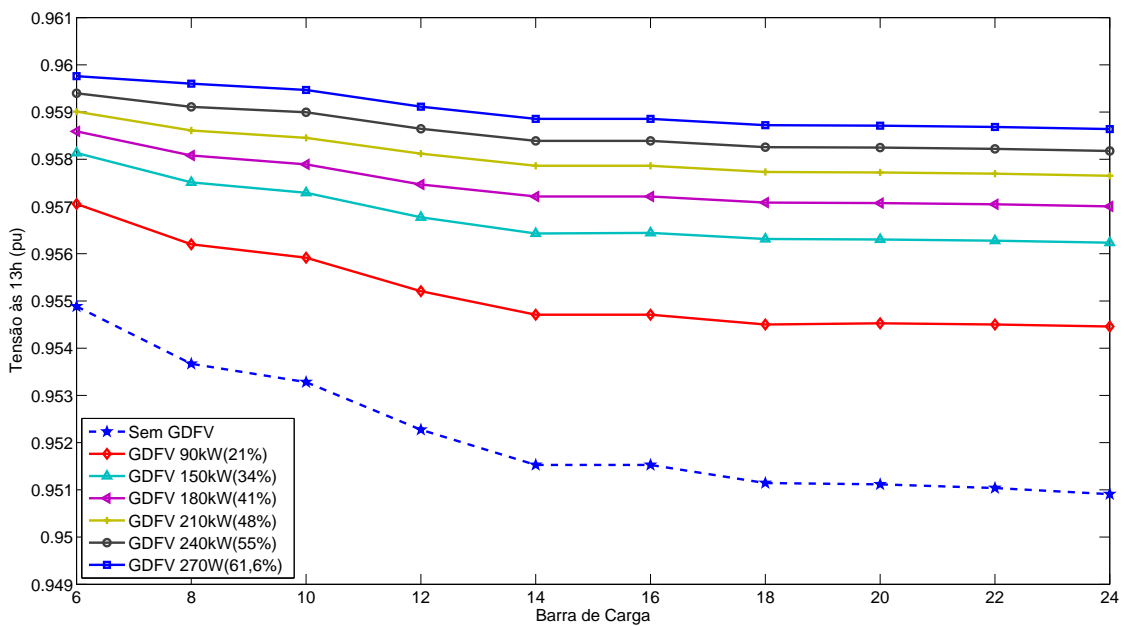


Figura 68: Perfil de tensão na rede de Aveiro às 13h com GDFV dispersa.

Tabela 24: Resultados SE de Aveiro para GFV Dispersa Vs. GFV Concentrada

GDFV Dispersa Ótima de 280 kW(12h)		GDFV Dispersa Ótima de 300 kW	
Perda P_L (kW)	Redução RLT (%)	Perda P_L (kW)	Redução RLT (%)
0,36	79,1	0,52	78,1
Pot. PG_{Diesel} (kW)	Redução RPD (%)	Pot. PG_{Diesel} (kW)	Redução RPD (%)
93,4	75,1	138,5	68,5
Cons. Diesel F_C (l/h)	Redução RCD (%)	Cons. Diesel F_C (l/h)	Redução RCD (%)
67,5	50,5	75,6	48,4
Emissão CO_2 (kg/h)	Redução RCO_2 (%)	Emissão CO_2 (kg/h)	Redução RCO_2 (%)
143,8	54,7	186,8	50
Tensão Méd. Rede(pu)	Evol. EV_{VM} (%)	Tensão Méd. Rede(pu)	Evol. EV_{VM} (%)
0,981776	0,60	0,978343	0,70
Tensão Nó 14(pu)	Evol. EV_{14} (%)	Tensão Nó 14(pu)	Evol. EV_{14} (%)
0,965794	0,71	0,959468	0,83
Tensão Nó 18(pu)	Evol. EV_{18} (%)	Tensão Nó 18(pu)	Evol. EV_{18} (%)
0,965748	0,74	0,959389	0,87
Tensão Nó 22(pu)	Evol. EV_{22} (%)	Tensão Nó 22(pu)	Evol. EV_{22} (%)
0,965721	0,75	0,959351	0,87
Tensão Nó 24(pu)	Evol. EV_{24} (%)	Tensão Nó 24(pu)	Evol. EV_{24} (%)
0,965688	0,76	0,959306	0,88

5 *Conclusões*

5.1 **Conclusões**

Os resultados obtidos mostraram que a metodologia desenvolvida é adequada para estudos de planejamento da integração, de forma concentrada ou dispersa, de GFVs em redes elétricas isoladas e supridas por geradores diesel. A integração dispersa dos GFVs apresentou, de maneira geral, resultados mais satisfatórios em relação a integração concentrada, no que diz respeito ao desempenho operacional do sistema. Mundialmente, a integração de energia FV à rede é composta, na sua grande maioria, por geradores dispersos, porém, quando se optar pela inserção de GDFV de forma concentrada, deve ser determinada a potência ótima da GDFV, assim como o ponto ótimo da rede no qual será injetada a potência ótima, a fim de se obter perdas ativas mínimas.

Nos estudos realizados nas três redes, de 33 e 69 barras do IEEE e na rede de Aveiro, foram considerados múltiplos objetivos: redução das perdas ativas, melhoria do perfil de tensão da rede e redução da potência de geração a diesel e, como consequência desta, redução no consumo de óleo diesel e redução da poluição ambiental. A solução global do método proposto constituiu um compromisso em relação a esses objetivos, com diferentes ponderações para os mesmos, de acordo com prioridades estabelecidas no planejamento dos sistemas elétricos. Foram realizadas simulações com altos níveis de penetração dos GFVs, atingindo-se, em algumas situações, níveis de penetração de até 130%, cuja finalidade foi avaliar os efeitos provocados nos parâmetros operacionais da rede.

Os resultados decorrentes dos altos níveis de penetração indicam malefícios para a rede, tais como, a perda de referência da geração a diesel, aumento significativo das perdas ativas, a partir de determinada potência da GDFV, tendência de sobretensão em determinados pontos da rede, fluxo de potência ativa reversa, elevado aumento do consumo de óleo diesel e instabilidade na operação dos geradores. Desta forma, foi possível mensurar que níveis de penetração elevados, até o limite estabelecido, proporcionam maiores ganhos quando a distribuição dos geradores ocorre de forma dispersa, mesmo com potência com potência ótima ou não-ótima.

5.2 Considerações Finais

Diante do trabalho realizado e resultados obtidos, deve-se destacar que a metodologia desenvolvida é importante para o planejamento da integração de GFVs em sistemas elétricos isolados supridos por geradores a diesel, sendo fundamental a modelagem, simulação e análise criteriosa de cada rede em particular, visando a determinação dos nós estratégicos para alocação dos geradores, bem como o dimensionamento da potência ativas dos mesmos. Deve-se salientar que é primordial para a operacionalidade adequada da rede, a implantação de sistema de supervisão e controle dos geradores FVs e da geração principal. A inserção adequada dos GFVs em nós estratégicos da rede, proporciona inúmeros ganhos técnicos e ambientais, conforme os resultados e análises apresentadas.

5.3 Trabalhos Futuros

Como indicação de possíveis trabalhos a serem realizados, destaca-se:

1. Aplicação da metodologia para alocação e dimensionamento de geradores distribuídos para integração às redes primárias de distribuição urbanas, interligadas ao SIN.
2. Desenvolvimento de metodologia para alocação e dimensionamento de GD em redes elétricas isoladas supridas por geradores a diesel, usando algoritmos genéticos.
3. Desenvolvimento de análise comparativa técnico-econômica para redes elétricas isoladas supridas por geradores a diesel e com a integração de GFVs.

Referências

- [1] AGENCY, I. E. *World Energy Outlook*. France: IEA, 2011.
- [2] BOYLE (ed.) G. *Renewable Energy: Power for a Sustainable Futures*. 3. ed. UK: Oxford University, 2012.
- [3] REIS, L. B. dos. *Geração de energia elétrica: tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade*. Brasil: Manole, 2003.
- [4] BOYLE, G.; EVERETT, B.; ALEXANDER, G. Introducing renewable energy. In: _____. *Renewable Energy: Power for a Sustainable Future*. 3. ed. United Kingdom: Oxford University, 2012. cap. 1, p. 1–20.
- [5] REIS, L. B. dos; SILVEIRA, S. *Energia elétrica para o desenvolvimento sustentável*. Brasil: USP, 2001.
- [6] OLIVEIRA, D. Q. et al. Confiabilidade de sistemas isolados baseados em energias renováveis: requisitos, soluções e resultados. In: *III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE2010*. Brasil: SBSE-2010, 2010. p. 1–6.
- [7] CARTAXO, E. F.; JANNUZZI, G. D. M. Análise técnica e econômica de um sistema de distribuição de energia elétrica híbrido solar-diesel: um estudo de caso. In: *Planejamento de Sistemas Energéticos UNICAMP*. Brasil: UNICAMP, 2000. p. 1–5.
- [8] NASCIMENTO, M. V. G. Energia heliotérmica. In: _____. *Fontes Renováveis de Energia no Brasil*. Brasil: Interciência, 2003. cap. 7, p. 338–378.
- [9] ACIOLI, J. de L. *Fontes de Energia*. Brasil: Ed. UNB, 1994.
- [10] SOUZA, Z. de; FUCHS, R. D.; SANTOS, A. H. M. *Centrais Hidro e Termelétricas*. Brasil: Edgard Blücher, 1983.
- [11] CONDE, C. L. da R. *Análise de Dados e Definição de Indicadores Para a Regulação de Usinas Termelétricas dos Sistemas Isolados*. Tese (Doutorado em engenharia elétrica) — ITEC - Instituto de Tecnologia, Universidade Federal do Pará, 2006.
- [12] ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. *Electric Power Syst. Research*, v. 57, p. 195–204, 2001.
- [13] ELETROBRAS. *Plano Anual de Operação dos Sistemas Isolados para 2013*. Brasil: ELETROBRAS, 2013.
- [14] SOUZA, R. C. R. *Planejamento do Suprimento de Energia Elétrica em Sistemas Descentralizados na Amazônia Incorporando Incertezas*. Brasil: UFAM, 1996.

- [15] ELETROBRAS. *Plano Anual de Operação dos Sistemas Isolados para 2012*. Brasil: ELETROBRAS, 2012.
- [16] ELETROBRAS. *Sistemas Elétricos Isolados - Relatório Síntese*. Brasil: ELETROBRAS, 2009.
- [17] SILVEIRA, S.; REIS, L. B. dos; GALVÃO, L. C. R. A energia elétrica no Âmbito do desenvolvimento sustentável. In: _____. *Energia elétrica para o desenvolvimento sustentável*. Brasil: EDUSP, 2001. cap. 1, p. 17–42.
- [18] WCED. Closing ceremony of the eighth and final meeting of the commission. *Eighth WCED Meeting*, 1987.
- [19] NASCIMENTO, J. G. A. do; SANTOS, A. H. M.; ROCHA, G. dos P. Os incentivos regulatórios para a geração descentralizada de energia elétrica no Brasil (com ênfase em pchs). In: _____. *Fontes Não-Convencionais de Energia - As Tecnologias Solar, Eólica e de Biomassa*. Brasil: UFSC, 2000. cap. 11, p. 159–170.
- [20] RODRIGUES, F. F. C.; BORGES, C. L. T.; FALCÃO, D. M. Programação da contratação de energia considerando geração e incertezas na previsão de demanda. *Revista Controle & Automação*, v. 18, n. 3, p. 361–371, 2007.
- [21] ANEEL. *Atlas de energia elétrica do Brasil*. 3. ed. Brasil: ANEEL, 2008.
- [22] EPE. *Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira (NT)*. Brasil: MME-EPE, 2012.
- [23] ZHAO, J. H. et al. Flexible transmission network planning considering distributed generation impacts. *Trans. On Power Systems*, v. 26, n. 3, p. 1434–1443, 2011.
- [24] KERN, J. E.; GULACHENSKI, E. M.; KERN, G. A. Cloud effects on distributed photovoltaic generation slow transients at the Gardner, Massachusetts photovoltaic experiment. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 4, n. 2, p. 184–190, 1989.
- [25] BARKER, P. P.; MELLO, R. W. de. Determining the impact of distributed generation on power systems: Part 1 - radial distribution systems. In: *IEEE*. USA: IEEE, 2000.
- [26] Y. MAO; MIU, K. N. Switch placement to improve system reliability for radial distribution systems with distributed generation. *IEEE - Trans. On Power Syst.*, v. 18, n. 4, p. 1346–1352, 2003.
- [27] WANG, C.; NEHRIR, M. H. Analytical approaches for optimal of distributed generation sources in power systems. *IEEE Trans. On Power Systems*, v. 19, p. 2068–2076, 2004.
- [28] QUEZADA, V. H. M.; ABBAD, J. R.; ROMÁN, T. G. S. Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation. *IEEE Trans. On Power Syst.*, v. 21, p. 533–540, 2006.
- [29] BORGES, C. L. T.; FALCÃO, D. M. Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement. *Electr. Power and Energy Syst.*, v. 28, p. 413–420, 2006.

- [30] HEDAYATI, H.; NABAVINIAKI, S. A.; AKBARIMAJD, A. A method for placement of dg units in distribution networks. *IEEE Trans. On Power Deliv.*, v. 23, n. 3, p. 1620–1628, 2008.
- [31] B.RENDERS et al. Distributed generation for mitigating voltage dips in low-voltage distribution grids. *Trans. On Power Deliv.*, v. 23, n. 3, p. 1434–1443, 2008.
- [32] TONKOSKI, R.; LOPES, L. A. C. Voltage regulation in radial distribution feeders with high penetration of photovoltaic. In: *IEEE. USA: IEEE*, 2008. p. 1–7.
- [33] HUNG, D. Q.; MITHULANANTHAN, N.; BANSAL, R. C. Analytical expressions for dg allocation in primary distribution networks. *IEEE Trans. On Energy Conv.*, v. 25, n. 3, p. 814–820, 2010.
- [34] SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G. de. Photovoltaic generation penetration limits in radial distribution systems. *IEEE - Trans. On Power Syst.*, v. 26, n. 3, p. 1625–1631, 2011.
- [35] COSTER, E. J. et al. Integration issues of distributed generation in distribution grids. *Proceedings of the IEEE*, v. 99, p. 28–39, 2011.
- [36] SOROUDI, A. Possibilistic-scenario model for dg impact assessment on distribution networks in an uncertain environment. *Trans. On Power Syst.*, v. 27, n. 3, p. 1283–1293, 2012.
- [37] BARAN, M. E. et al. Accommodating high pv penetration on distribution feeders. *Trans. On Smart Grid*, v. 3, n. 2, p. 1039–1046, 2012.
- [38] STEFFEL, S. J. et al. Integrating solar generation on the electric distribution grid. *IEEE - Trans. On Smart Grid*, v. 3, n. 2, p. 878–886, 2012.
- [39] LIN, C. H. et al. Optimazation of photovoltaic penetration in distribution systems considering annual duration curve of solar irradiation. *IEEE - Trans. On Power Syst.*, v. 27, n. 2, p. 1090–1097, 2012.
- [40] IEEE. *IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*. USA: IEEE, 2000.
- [41] IEEE. *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. USA: IEEE, 2008.
- [42] ANEEL. *Resolução 482*. Brasil: ANEEL, 2012.
- [43] FIORIN, D. V. et al. Aplicações de redes neurais e previsões de disponibilidade de recursos energéticos solares. *Rev. Bras. Ens. Física*, v. 33, n. 1, p. 1–20, 2011.
- [44] SOCIETY, G. E. *Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects, and engineers*. 2. ed. Berlin: DGS, 2008.
- [45] ROBINSON (ed.) N. *Solar Radiation*. Amsterdam: Elsevier, 1966.
- [46] VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. *Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações*. Brasil: Érica, 2012.

- [47] MONTENEGRO, A. de A. *Fontes não-convencionais de energias: as tecnologias solar, eólica e de biomassa*. 3. ed. Brasil: Ed. UFSC, 2000.
- [48] SANTOS, I. P. *Desenvolvimento de ferramenta de apoio à decisão em projetos de integração solar fotovoltaica à arquitetura*. Tese (Doutorado em engenharia civil) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2013.
- [49] LUQUE, A.; HEGEDUS, S. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. USA: Wiley, 2003.
- [50] SEARS, F. W. *University Physics*. 4. ed. USA: Addison-Wesley, 1970.
- [51] QUASCHNING, V. Technology fundamentals - photovoltaic systems. In: *Renewable Energy World*. [S.l.: s.n.], 2004. p. 81–84.
- [52] FRAIDENRAICH, N. Energia solar fotovoltaica. In: _____. *Fontes Renováveis de Energia no Brasil*. Brasil: Interciência, 2003. cap. 6, p. 281–335.
- [53] REGUSE, W.; MONTENEGRO, A. de A. Panorama atual da utilização da energia eólica. In: _____. *Fontes Não-Convencionais de Energia - As Tecnologias Solar, Eólica e de Biomassa*. Brasil: UFSC, 2000. cap. 3, p. 49–64.
- [54] ZILLES, R. et al. *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. Brasil: Oficina de Textos, 2012.
- [55] MACEDO, I. C. de. *Estado da arte e tendências tecnológicas para energia*. Brasil: Secretaria Técnica do Fundo Setorial de Energia, 2003.
- [56] IEA. *Trends in photovoltaic applications - Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010*. France: IEAPVPS, 2011.
- [57] REN21. *Renewable 2013-Global Status Report*. Brasil: REN21, 2013.
- [58] SERVER, S. pvxchange. <http://www.solarserver.com/>, 2013.
- [59] BSW-SOLAR. Statistic data on the german solar power (photovoltaic) industry. <http://www.solarwirtschaft.de/>, 2012.
- [60] ENERGY, U. S. D. Photovoltaic (pv) pricing trends: Historical, recent, and near-term projections. <http://www.nrel.gov/>, 2012.
- [61] RIBEIRO, L. et al. Isolated micro-grids with renewable hybrid generation: The case of lençóis island. *IEEE Trans. On Sust. Energy*, n. 1, p. 1–11, 2011.
- [62] MACÊDO, W. N. *Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor Aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede*. Tese (Doutorado em Energia) — Universidade de São Paulo, 2006.
- [63] WHITAKER, C. M. et al. Effects of irradiance and other factors on pv temperature coefficients. In: *14th Photovoltaic Solar Energy Conference*. USA: IEEE, 1991. p. 608–613.
- [64] X.WANG; P.YAN; L.YANG. An engineering design model of multi-cell series-parallel photovoltaic array and mppt control. In: *Int. Conf. Model. Ident. Control*. Japão: Proceedings of the Conference, 2010. p. 140–144.

- [65] INMET. Dados de medições de insolação. In: *Relatório Medições*. Brasil: INMET, 2012. p. 1–7.
- [66] MESSENGER, R. A.; VENTRE, J. *Photovoltaic Systems Engineering*. 2. ed. USA: CRC Press, 2003.
- [67] MACEDO, W. N.; ZILLES, R. Operational results of grid-connected photovoltaic system with different inverter's sizing factors (isf). *Prog. Photovolt.: Res. Appl.*, v. 15, p. 337–352, 2007.
- [68] BRAUN-GRABOLLE, P. *A Integração de Sistemas Solares Fotovoltaicos em Larga Escala no Sistema Elétrico de Distribuição Urbana*. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2010.
- [69] ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional-PRODIST*. Brasil: ANEEL, 2008.
- [70] SKARSTEIN, O.; ULHEN, K. Design considerations with respect to long-term diesel saving in wind/diesel plants. *Wind engineering*, v. 13, n. 2, p. 72–87, 1989.
- [71] KATSIKIANNIS, Y. A.; GEORGILAKIS, P. S. A multiobjective evolutionary algorithm approach for the optimum economic and environmental performance of an off-grid power system containing renewable energy sources. *Optoelectronics and Adv. Mat.*, v. 10, n. 5, p. 1233–1240, 2008.
- [72] MITHULANANTHAN, N.; OO, T.; PHU, L. V. Distributed generator placement in power distribution system using genetic algorithm to reduce losses. *Thammasat Int. J. Sc. Tech.*, v. 9, n. 3, p. 55–62, 2004.
- [73] AFRAZ, A. et al. Optimal sizing and siting in radial standard system using pso. *American Journal of Scient. Res.*, v. 67, p. 50–58, 2012.
- [74] ARUNAGIRI, A. et al. Artificial neural network approach: An application to harmonic load flow radial systems. *Yanbu Journal of Eng. and Science.*, v. 1, n. 1658-5321, p. 1–10, 2010.
- [75] SAVIER, J. S.; DAS, D. Impact of network reconfiguration on loss allocation of radial distribution systems. *IEEE Trans. on Power Deliv.*, v. 22, n. 4, p. 2473–2480, 2007.
- [76] N.ACHARYA; MAHAT, P.; MITHULANANTHAN, N. An analytical approach for dg allocation in primary distribution network. *Electrical Power and Energy Syst.*, v. 28, n. 10, p. 669–678, 2006.
- [77] DAHLKE, D. B. *Ajuste de Capacitores Automáticos Via Fluxo de Potência Ótimo Parametrizado*. Dissertação (Dissertação em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Paraná / PPGEE, 2010.

Apêndice 2

Tabela 26: Parâmetros do Sistema Elétrico de 69 Barras e Tensão

Barra	Linha	Barra(de)	Barra(para)	R(Ω)	X(Ω)	P _C (kW)	Q _C (kVar)	V(pu)
1	1	1	2	0,0005	0,0012	0,00	0,00	1,000000
2	2	2	3	0,0005	0,0012	0,00	0,000	0,999966
3	3	3	4	0,0015	0,0036	0,00	0,00	0,999933
4	4	4	5	0,0251	0,0294	0,00	0,00	0,999839
5	5	5	6	0,3660	0,1864	2,60	2,20	0,999022
6	6	6	7	0,3810	0,1941	40,40	30,00	0,990106
7	7	7	8	0,0922	0,0470	75,00	54,00	0,980832
8	8	8	9	0,0493	0,0251	30,00	22,00	0,978621
9	9	9	10	0,8190	0,2707	28,00	19,00	0,977490
10	10	10	11	0,1872	0,0619	145,00	104,00	0,972498
11	11	11	12	0,7114	0,2351	145,00	104,00	0,971399
12	12	12	13	1,0300	0,3400	8,00	5,00	0,968245
13	13	13	14	1,0440	0,3450	8,00	5,50	0,965329
14	14	14	15	1,0580	0,3496	0,00	0,00	0,962438
15	15	15	16	0,1966	0,0650	45,50	30,00	0,959576
16	16	16	17	0,3744	0,1238	60,00	35,00	0,959044
17	17	17	18	0,0047	0,0016	60,00	35,00	0,958165
18	18	18	19	0,3276	0,1083	0,00	0,00	0,958156
19	19	19	20	0,2106	0,0690	1,00	0,60	0,956524
20	20	20	21	0,3416	0,1129	114,00	81,00	0,956226
21	21	21	22	0,0140	0,0046	5,00	3,50	0,955744
22	22	22	23	0,1591	0,0526	0,00	0,00	0,955737
23	23	23	24	0,3463	0,1145	28,00	20,00	0,955666
24	24	24	25	0,7488	0,2475	0,00	0,00	0,955509
25	25	25	26	0,3089	0,1021	14,00	10,00	0,955340
26	26	26	27	0,1732	0,0572	14,00	10,00	0,955270
27	27	3	28	0,0044	0,0108	26,00	18,60	0,955250
28	28	28	29	0,0640	0,1565	26,00	18,60	0,999926
29	29	29	30	0,3978	0,1315	0,00	0,00	0,999860
30	30	30	31	0,0702	0,0232	0,00	0,00	0,999767
31	31	31	32	0,3510	0,1160	0,00	0,00	0,999751
32	32	32	33	0,8390	0,2816	14,00	10,00	0,999669
33	33	33	34	1,7080	0,5646	19,50	14,00	0,999473
34	34	34	35	1,4740	0,4873	6,00	4,00	0,999218
35	35	3	36	0,0044	0,0108	26,00	18,55	0,999169
36	36	36	37	0,0640	0,1565	26,00	18,55	0,999916
37	37	37	38	0,1053	0,1230	0,00	0,00	0,999705
38	38	38	39	0,0304	0,0355	24,00	17,00	0,999481
39	39	39	40	0,0018	0,0021	24,00	17,00	0,999416
40	40	40	41	0,7283	0,8509	1,20	1,00	0,999413
41	41	41	42	0,3100	0,3623	0,00	0,00	0,998261
42	42	42	43	0,0410	0,0478	6,00	4,30	0,997970
43	43	43	44	0,0092	0,0116	0,00	0,00	0,997932
44	44	44	45	0,1089	0,1373	39,22	26,30	0,997924
45	45	45	46	0,0009	0,0012	39,22	26,30	0,997826
46	46	4	47	0,0034	0,0084	0,00	0,00	0,997825
47	47	47	48	0,0851	0,3083	79,00	56,40	0,999789
48	48	48	49	0,2898	0,7091	384,70	274,50	0,998164
49	49	49	50	0,0822	0,2011	384,70	274,50	0,994323
50	50	8	51	0,0928	0,0473	40,50	28,30	0,993778
51	51	51	52	0,3319	0,1114	3,60	2,70	0,978586
52	52	9	53	0,1740	0,0886	4,35	3,50	0,978577
53	53	53	54	0,2030	0,1034	26,40	19,00	0,974710
54	54	54	55	0,2842	0,1447	24,00	17,20	0,971475
55	55	55	56	0,2813	0,1433	0,00	0,00	0,967011
56	56	56	57	1,5900	0,5337	0,00	0,00	0,962651
57	57	57	58	0,7837	0,2630	0,00	0,00	0,940227
58	58	58	59	0,3042	0,1006	100,00	72,00	0,929194
59	59	59	60	0,3861	0,1172	0,00	0,00	0,924927
60	60	60	61	0,5075	0,2585	1244,00	888,00	0,919916
61	61	61	62	0,0974	0,0496	32,00	23,00	0,912536
62	62	62	63	0,1450	0,0738	0,00	0,00	0,912247
63	63	63	64	0,7105	0,3619	227,00	162,00	0,911859
64	64	64	65	1,0410	0,5302	59,00	42,00	0,909960
65	65	11	66	0,2012	0,0611	18,00	13,00	0,909386
66	66	66	67	0,0047	0,0014	18,00	13,00	0,971343
67	67	12	68	0,7394	0,2444	28,00	20,00	0,971342
68	68	68	69	0,0047	0,0016	28,00	20,00	0,967915
69	-	-	-	-	-	-	0,967914	

Apêndice 3

Tabela 27: Parâmetros do Sistema Elétrico de Aveiro e Tensão

Da Barra	Para Barra	Linha	km	R(Ω)	X(Ω)	R(pu)	X(pu)
4	5	1	0,1700	0,2833	0,0825	0,1488	0,0433
5	7	2	0,3720	0,6200	0,1804	0,3256	0,0947
5	25	3	0,0640	0,1067	0,0310	0,0560	0,0163
7	28	13	0,0670	0,1117	0,0325	0,0586	0,0171
7	9	14	0,1050	0,1750	0,0509	0,0919	0,0267
9	11	5	0,3060	0,5100	0,1484	0,2678	0,0779
9	26	4	0,0360	0,0600	0,0175	0,0315	0,0092
11	29	6	0,2530	0,4217	0,1227	0,2214	0,0644
29	13	15	0,0370	0,0617	0,0179	0,0324	0,0094
13	15	7	0,1490	0,2483	0,0723	0,1304	0,0379
29	17	8	0,1830	0,3050	0,0888	0,1602	0,0466
17	27	12	0,1060	0,1767	0,0514	0,0928	0,0270
17	19	10	0,1670	0,2783	0,0810	0,1462	0,0425
17	21	9	0,1640	0,2733	0,0795	0,1435	0,0418
21	23	11	0,2700	0,4500	0,1310	0,2363	0,0688

Tabela 28: Dados dos Geradores da Usina de Aveiro.

Gerador	1	2	3
Potência nominal (kVA)	300	490	300
Voltagem nominal (kV)	0,48	0,48	0,48
Fator de potência (%)	85	85	85
Acoplado com	Motor combustão interna	Motor combustão interna	Motor combustão interna
Máquina primária (MP)	Motor Diesel	Motor Diesel	Motor Diesel
Potência da MP (HP)	390	310	339
Rotação da MP (RPM)	1800	1800	1800
Reatância síncrona- x_d (pu)	2,860	3,350	2,860