

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE DE PERDAS EM ALIMENTADOR
RADIAL DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA E
CURVAS DE CARGA DAS UNIDADES
CONSUMIDORAS**

AFONSO HENRIQUE BARROS MACHADO

Brasília, dezembro de 2014

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

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

ANÁLISE DE PERDAS EM ALIMENTADOR RADIAL DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

AFONSO HENRIQUE BARROS MACHADO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO SUBMETIDO AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

APROVADA POR:

**RAFAEL AMARAL SHAYANI, Dr., ENE/UNB
(ORIENTADOR)**

**MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA, Dr., ENE/UNB
(AVALIADOR INTERNO)**

**EDISON CARLOS DOS SANTOS, Ms., ENE/UnB
(AVALIADOR INTERNO)**

FICHA CATALOGRÁFICA

MACHADO, AFONSO HENRIQUE BARROS

Análise de Perdas em Alimentador Radial de Distribuição Considerando Geração Distribuída Fotovoltaica [Distrito Federal] 2014.

xvi, 105p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, 2011).

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia. Departamento de Engenharia Elétrica.

- | | |
|------------------------------------|--------------------------------|
| 1. Geração distribuída. | 2. Energia solar fotovoltaica. |
| 3. Sistema de distribuição radial. | 4. Perdas Técnicas. |
| I. ENE/FT/UnB | II. Título (série) |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

MACHADO, A. H. B. (2014). Análise de Perdas em Alimentador Radial de Distribuição Considerando Geração Distribuída Fotovoltaica. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Publicação ENE 12/2014, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 105p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Afonso Henrique Barros Machado.

TÍTULO: Análise de Perdas em Alimentador Radial de Distribuição Considerando Geração Distribuída Fotovoltaica.

GRAU: Engenheiro Eletricista. ANO: 2014.

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

Afonso Henrique Barros Machado

SHIS QI 19 conjunto 12 casa 23 – Lago Sul

71.655 - 120; Brasília – DF – Brasil

Dedico ...

*À minha família, que me mostrou, e
fez me apaixonar, pelo verdadeiro
poder do conhecimento.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço:

Ao meu orientador Rafael Shayani e ao meu coorientador Daniel Vieira pela confiança que depositaram em mim, e pelas incansáveis revisões que tanto ajudaram este trabalho.

Aos amigos do 2/2009 que fizeram essa minha caminhada pela UnB muito mais prazerosa.

Ao Carlos e ao Walter do SG11, que nunca mediram esforços para me ajudar nas incontáveis vezes em que eu precisei.

Aos meus pais e meus avós, que sempre estiveram do meu lado, mesmo que eu não merecesse.

À minha irmã, com quem eu sempre pude contar.

Aos meus primos, que sempre estão presentes na minha vida.

À minha namorada, que me aturou durante esse trabalho, e cujo carinho me deu forças para que conseguisse manter minha sanidade.

Aos integrantes dos Amigos Legais e do Chatuba De Mesquita, cuja companhia sempre faz com que eu me esqueça de todos os problemas.

Aos companheiros da SPIN Engenharia, que também me deram forças para que eu chegasse até aqui.

*“Eu prefiro na chuva caminhar, a dias tristes em casa me esconder,
Prefiro ser feliz embora louco, a conformidade viver”*

Martin Luther King Jr.
(1929 – 1968)

RESUMO

ANÁLISE DE PERDAS EM ALIMENTADOR RADIAL DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

O crescimento cada vez mais acelerado da população e da economia, demanda um crescimento célere da produção de energia para manter o estilo de vida da sociedade. Esse crescimento, que durante muito tempo foi embasado na utilização de combustíveis fósseis, trouxe consequências adversas ao meio ambiente. Hoje, a preocupação com a degradação do meio ambiente direciona o crescimento da oferta de energia para a utilização de fontes renováveis. Nesse contexto, a Geração Distribuída Fotovoltaica auxilia tanto no crescimento da produção de energia elétrica, quanto no desenvolvimento social ambientalmente sustentável. Entretanto, sua execução envolve a elaboração de normas que precisam ser discutidas visando o melhor aproveitamento dessa modalidade de geração de energia. Este estudo faz uma análise dos efeitos resultantes da Geração Distribuída Fotovoltaica nas perdas técnicas, inerentes ao fluxo de energia nas redes de distribuição de média tensão. São feitos cenários em que a Geração Distribuída Fotovoltaica é variada, tanto em potência quanto em localização espacial. Os resultados demonstram uma influência da curva de carga da Unidade Consumidora que passa a gerar energia, na modificação do perfil das perdas técnicas da rede.

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 2.1 – Fontes de energia primária total mundial desde 1971	5
GRÁFICO 2.2 – Geração mundial de eletricidade por combustível desde 1971	5
GRÁFICO 2.3 – Distribuição relativa de geração de energia elétrica pelo tipo de fonte.....	7
GRÁFICO 2.4 – Geração elétrica no mundo – 10 maiores países em 2010 (%)	8
GRÁFICO 2.5 – Curva de irradiância solar anual por horário	16
GRÁFICO 2.6 – Indicação dos momentos de equilíbrio entre geração e carga	26
GRÁFICO 2.7 – Distribuição de perdas técnicas	32
GRÁFICO 2.8 – Distribuição de perdas da CEB no ano de 2012.....	33
GRÁFICO 3.1 – Curva de carga residencial do tipo A	37
GRÁFICO 3.2 – Demanda e perdas para carga residencial do tipo A	38
GRÁFICO 3.3 – Perdas em função da hora para três variações de GDFV	40
GRÁFICO 3.4 – Superfície de perdas para carga residencial do tipo A	41
GRÁFICO 3.5 – Percentual relativo de perdas para carga residencial do tipo A.....	43
GRÁFICO 3.6 – Curva de carga residencial do tipo B.....	44
GRÁFICO 3.7 - Curva de carga comercial.....	44
GRÁFICO 3.8 - Demanda e perdas para carga residencial do tipo B	45
GRÁFICO 3.9 - Demanda e perdas para carga comercial.....	45
GRÁFICO 3.10 - Superfície de perdas para carga residencial do tipo B	46
GRÁFICO 3.11 - Superfície de perdas para carga comercial.....	47
GRÁFICO 3.12 – Percentual relativo de perdas para carga residencial do tipo B.....	48
GRÁFICO 3.13 - Percentual relativo de perdas para carga comercial	48
GRÁFICO 3.14 – Percentual relativo de perdas.....	49
GRÁFICO 3.15 – Curvas de carga e irradiância	51
GRÁFICO 3.16 – Comparação das perdas no ponto de equilíbrio.....	53
GRÁFICO 3.17 – Demanda normalizada comercial em dia útil	68
GRÁFICO 3.18 – Demanda normalizada residencial do tipo A em dia útil	69
GRÁFICO 3.19 – Demanda normalizada residencial do tipo B em dia útil.....	69
GRÁFICO 3.20 – Irradiância solar anual média em Brasília	71
GRÁFICO 4.1 – Superfície de perdas para o alimentador de quarenta barras e GDFV em todas as UC.....	74

GRÁFICO 4.2 – Superfície de perdas para o alimentador de quarenta barras e GDFV nas UC comerciais	74
GRÁFICO 4.3 – Superfície de perdas para o alimentador de quarenta barras e GDFV nas UC residenciais.....	75
GRÁFICO 4.4 – Comparação das perdas no ponto mínimo para o alimentador de quarenta barras	76
GRÁFICO 4.5 – Ampliação da comparação das perdas para o alimentador de 40 barras	78
GRÁFICO 4.6 – Comparação das perdas no ponto de equilíbrio para o alimentador de quarenta barras (1).....	80
GRÁFICO 4.7 – Comparação das perdas no ponto de equilíbrio para o alimentador de quarenta barras (1).....	81

LISTA DE TABELAS

TABELA 2.1 – Capacidade instalada de geração hidrelétrica no mundo 10 maiores países em 2010 (GW)	9
TABELA 2.2 - Distorção limite para conversores de seis pulsos, como recomendado pela IEEE STD 519-1992.....	21
TABELA 2.3 – Limites de distorção harmônica recomendados pela norma IEEE 929/2000	22
TABELA 3.1 – Percentuais relativos de perdas	42
TABELA 3.2 – Comparação da redução máxima de perdas	49
TABELA 3.3 – Detalhamento do alimentador	60
TABELA 3.4 – Bases do sistema p.u.	61
TABELA 3.5 – Condutores	61
TABELA 3.6 – Resumo das informações de cada tipo de UC.....	70
TABELA 4.1 – Resumo das simulações.....	73
TABELA 4.2 - Potência instalada de GDFV para máxima redução de perdas	77

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1 – Formas de aproveitamento da energia solar relacionadas à eletricidade	11
FIGURA 2.2 – Configuração de sistemas fotovoltaicos: (a) Sistema isolado doméstico, utilizado para bombeamento de água; (b) Sistema isolado não doméstico, fornecendo energia a um satélite de comunicações; (c) Sistema conectado à rede de forma distribuída; e (d) Sistema conectado à rede de forma centralizada	12
FIGURA 2.3 – Atlas solarmétrico do Brasil.....	14
FIGURA 2.4 – Fluxo de potência unidirecional em alimentador radial.....	17
FIGURA 2.5 – Fluxo de potência bidirecional em alimentador radial.....	18
FIGURA 2.6 – Mudança de perfil de tensão quando a GD, utilizada como regulador de tensão, é desconectada subitamente: (A) Tensão com a GD conectada, (B) Tensão for a do limite após a saída da GD.....	24
FIGURA 3.1 - Alimentador de duas barras	36
FIGURA 3.2 – Algoritmo	37
FIGURA 3.3 - Algoritmo.....	41
FIGURA 3.4 – Detalhamento das ramificações do alimentador	56
FIGURA 3.5 – Detalhamento dos condutores do alimentador	57
FIGURA 3.6 – Detalhamento dos transformadores e os respectivos fatores de potência de suas cargas	58
FIGURA 3.7 – Alocação da GDFV para a primeira simulação do segundo cenário: todas as UC.	62
FIGURA 3.8 – Alocação da GDFV para a segunda simulação do segundo cenário: UC comerciais	63
FIGURA 3.9 – Alocação de GDFV para a terceira simulação do segundo cenário: UC residenciais.	64
FIGURA 3.10 – Espaçamento entre condutores.....	66

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
CBIE	Centro Brasileiro de Infra Estrutura
CEPEL	Centro de Pesquisa em Energia Elétrica
CEB	Companhia Energética de Brasília
CO ₂	Dióxido de Carbono
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FP	Fator de Potência
FV	Fotovoltaico
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
I	Corrente
I _{base}	Corrente de base
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
L	Comprimento do alimentador
Mtep	Mega tonelada equivalente de petróleo
MW	Megawatt
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
Prodist	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

p.u.	Por Unidade
PVUPSCALE	<i>PhotoVoltaic in Urban Policies, Strategic and Comprehensive Approach for Long-term Expansion</i>
R	Resistência
S_{base}	Potência de base
UC	Unidade Consumidora
V	Volt
V_{base}	Tensão de base
W	Watt
X	Reatância
Z	Impedância
Z_{base}	Impedância de base
Ω	Ohm

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	3
2.1	Meio Ambiente.....	3
2.2	Panorama Energético Mundial	4
2.3	Panorama Energético Nacional	7
2.4	Geração fotovoltaica	10
2.4.1	Pontos positivos	13
2.4.2	Pontos negativos	13
2.4.3	Geração fotovoltaica no Brasil.....	14
2.5	Geração Distribuída (GD)	16
2.5.1	Modificação do Fluxo de Potência das Redes Radiais de Distribuição.....	17
2.6	Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV)	19
2.6.1	Custos evitados com a utilização de Geração Distribuída Fotovoltaica	19
2.7	Impactos na rede.....	20
2.7.1	Distorções harmônicas	20
2.7.2	Regulação de Tensão	22
2.7.2.1	Excesso de Geração	22
2.7.2.2	Desconexão Súbita	23
2.7.3	Contribuição para a corrente de curto-circuito	25
2.7.4	Ilhamento não intencional.....	25
2.7.5	Perdas	26
2.8	Regulamentação	27
2.8.1	Prodinst Módulo 3.....	28

2.8.2	Resolução Normativa 482 da Aneel (RN 482)	28
2.8.2.1	Primeiro perfil: quantidade de energia gerada menor ou igual à quantidade de energia consumida.	29
2.8.2.2	Segundo perfil: Quantidade de energia gerada maior que a quantidade de energia consumida ²⁹	
2.8.3	Particularidades do Sistema de Compensação	30
2.9	Perdas	30
2.9.1	Perdas não-técnicas	31
2.9.2	Perdas técnicas	31
2.9.3	Quantificação das Perdas	32
2.9.4	Redução de perdas	34
3	Materiais e método.....	35
	Método	35
3.1.....		35
3.1.1	Primeiro cenário - alimentador de duas barras	36
3.1.1.1	Carga residencial do tipo A	36
3.1.1.2	Cargas residencial do tipo B e comercial	44
3.1.1.3	Comparação do ponto mínimo	49
3.1.1.4	Comparação do ponto de equilíbrio.....	53
3.1.2	Segundo cenário – alimentador de quarenta barras	54
3.2	Materiais.....	55
3.2.1	Alimentador radial de distribuição de 40 barras	55
3.2.1.1	Ramificação1	58
3.2.1.2	Ramificação 2	59
3.2.1.3	Ramificação 3	59
3.2.1.4	Ramificação 4	59

3.2.1.5	Ramificação 5	59
3.2.1.6	Ramificação 6	60
3.2.1.7	Parâmetros do alimentador	60
3.2.1.8	Aplicação do alimentador nas simulações do segundo cenário.....	61
3.2.2	Hipóteses adotadas para a simulação	64
3.2.2.1	Alimentador trifásico e simétrico	64
3.2.2.2	Tipos de carga.....	65
3.2.2.3	Resistência, reatância e distância entre as fases	65
3.2.3	Demais hipóteses	66
3.2.4	Curvas de Carga.....	67
3.2.5	Curva de Irradiância.....	70
3.2.6	MatLab.....	71
3.2.7	MATPOWER.....	72
4	Resultados e Discussões	73
4.1	Cenário 2	73
4.1.1	Comparação do ponto mínimo.....	75
4.1.2	Comparação do ponto de equilíbrio.....	79
5	Conclusões	83
5.1	Sugestões para trabalhos futuros	84
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	85
	APÊNDICES.....	Erro! Indicador não definido.

1 INTRODUÇÃO

A crescente dependência social da energia elétrica, juntamente com o aumento gradativo da preocupação com a degradação do meio ambiente, impulsionou a busca por fontes renováveis de energia. Essa busca, que é amplamente difundida, tem apontado uma oportunidade dos próprios consumidores de energia participarem de sua geração.

O conceito de geração distribuída altera parâmetros tanto técnicos quanto normativos, que precisam ser estudados, de forma a se desenhar um cenário propício para o desenvolvimento dessa tecnologia. No Brasil, que é um país ainda carente da presença desse tipo de geração de energia, algumas normas foram criadas e precisam ser discutidas, visando sua aprimoração.

Hoje, o consumidor é, de certa forma, incentivado a instalar painéis fotovoltaicos em sua residência e assim começar a produzir energia. Porém, se muitos consumidores optarem por gerar energia dessa forma, esse comportamento pode causar consequências indesejáveis na rede, como a geração de harmônicos. Por isso fazem-se necessários estudos sobre geração distribuída.

Os desdobramentos desse crescimento da Geração Distribuída é a motivação principal do presente estudo. Dentro desse cenário, o objetivo geral do trabalho é analisar o comportamento das perdas técnicas em um alimentador radial de distribuição de acordo com diferentes locais de alocação de geração distribuída fotovoltaica (GDFV), e levando em consideração as curvas de carga das unidades consumidoras. Tomando as perdas como base para uma análise, este trabalho tem como objetivos específicos: analisar até que ponto a GDFV diminuiria as perdas técnicas e, qual tipo de consumidor seria mais propício para, gerando energia em sua unidade consumidora (UC), contribuir mais significativamente para a redução das perdas.

O capítulo 2 do trabalho apresenta a revisão bibliográfica sobre o tema. Nele são expostos: o histórico das discussões envolvendo a preservação do meio ambiente, os contextos energéticos mundial e nacional, o estado da arte da

GDFV, juntamente com os possíveis impactos que ela pode causar na rede de distribuição de energia; e as normas vigentes sobre o tema.

O método utilizado para analisar o comportamento das perdas é detalhado no capítulo 3. Junto com uma descrição dos materiais utilizados para dar procedimento nesse método.

No capítulo 4 são expostos os resultados obtidos pela execução do método apresentado no capítulo 3. Paralelamente à exposição desses resultados, são discutidos seus significados e suas possíveis causas.

Finalmente, no capítulo 5, são apresentadas as conclusões. Conclusões essas, alcançadas pela análise dos resultados obtidos no capítulo 4.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é apresentado um breve resumo da crescente preocupação com o meio ambiente, que é um dos motivadores do presente estudo. Em seguida, será exposto o panorama energético vivenciado hoje no mundo e no Brasil, explicitando o impacto causado pela geração de energia no meio ambiente. Logo depois, serão citadas as definições de geração fotovoltaica (FV), geração distribuída (GD) e, por fim, geração distribuída fotovoltaica (GDFV). Então serão explorados os impactos causados pela GDFV na rede, dando maior importância à alteração do fluxo de potência e sua consequente alteração das perdas técnicas.

2.1 Meio Ambiente

A preocupação com o meio ambiente e a influência antrópica no meio ambiente são muito antigas. Os primeiros relatos dessa preocupação são do século XIX e ela nasce como uma resposta à revolução industrial. Então no século XX, mais especificamente depois da segunda guerra mundial, essa preocupação se intensificou com o temor de um novo tipo de poluição, a poluição por radiação. Fruto de toda essa preocupação, acontece em 1972 em Estocolmo na Suécia, a primeira conferência sobre o meio ambiente, a *Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente Humano*. Sua declaração final tem 19 princípios que estabelecem as bases para a nova agenda ambiental da ONU. Continuando na busca por uma regulamentação climática, a ONU cria em 1988, na Conferência de Toronto, o *Painel Intergovernamental para as Mudanças Climáticas* (IPCC) que se tornou a principal fonte de informações científicas a respeito das mudanças climáticas (ONU Brasil, 2010) .

Neste contexto, em 1992, a cidade do Rio de Janeiro sediou a *Conferência das Nações Unidas para o Meio Ambiente e Desenvolvimento*, primeira conferência sobre meio ambiente, que ficou conhecida como a *Eco-92* ou *Rio-92*. O principal consenso criado neste encontro foi o reconhecimento de que as nações mais desenvolvidas são as maiores responsáveis pelos perigos ao meio ambiente.

Vários tratados foram firmados, como as *Convenções da Biodiversidade, das Mudanças Climáticas e da Desertificação, a Carta da Terra e a Declaração Sobre a Floresta*. Porém o principal documento ratificado foi a *Agenda 21*, que criou uma série de políticas que focavam a responsabilidade ambiental, prevendo a necessidade de mudanças nos padrões de consumo, a proteção dos recursos naturais e o desenvolvimento de tecnologias capazes de reforçar a gestão ambiental dos países (IPEA, 2009).

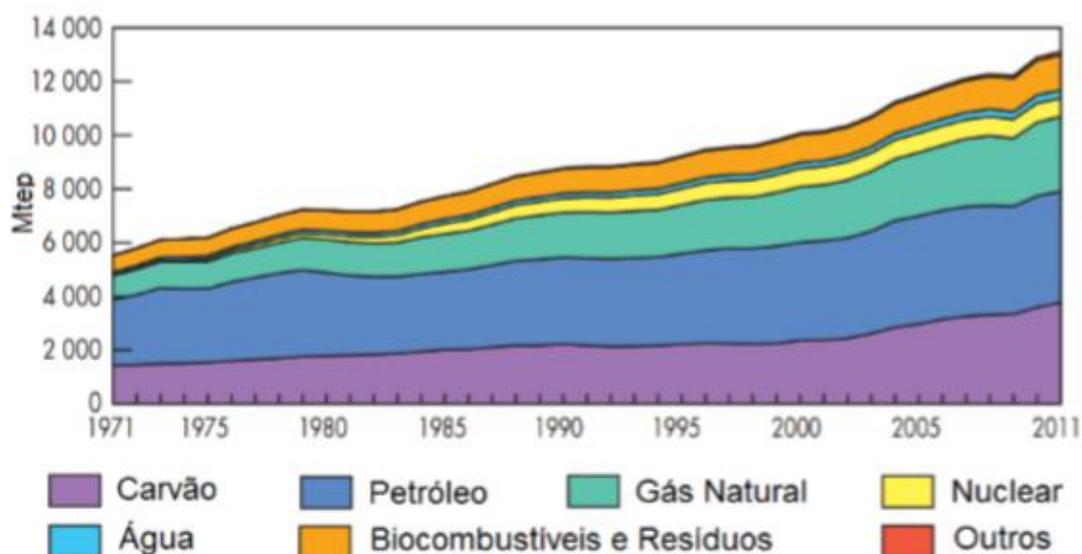
Em 1997 ocorre em Kyoto, no Japão, um outro encontro, no qual os 20 países mais industrializados mais poluidores se reúnem, e a maioria se compromete a reduzir seus níveis de emissão dos Gases do Efeito Estufa em 5,2%, em média, em relação aos níveis de emissão constatados em 1990. Este documento, no qual os países se comprometem a reduzir suas emissões de gases do efeito estufa, ficou conhecido como Protocolo de Kyoto e entrou em vigor em 2005. Agora, com metas estipuladas, a preocupação com a preservação do meio ambiente se torna explícita, o que influenciará diretamente na escolha das fontes de energia utilizadas e na busca por novas fontes de energia mais limpas.

2.2 Panorama Energético Mundial

O crescimento econômico e populacional resulta em um crescimento na demanda por energia elétrica. Porém a preocupação com os impactos ambientais também tem crescido. O fato de a própria geração de energia causar impactos ambientais se traduz em um dilema que fomenta a busca por fontes de energia que causem menos danos ao meio ambiente.

Analisando o crescimento da energia primária mundial (gráfico 2.1), nota-se que a matriz energética mundial é, em sua grande maioria, proveniente de recursos fósseis. Isso revela que, quando foi adotado esse modelo energético, a preocupação com o meio ambiente não era tão presente. E assim, o impacto desse modelo energético teve suas consequências percebidas, como já explicitado no item anterior (Puttini, 2014).

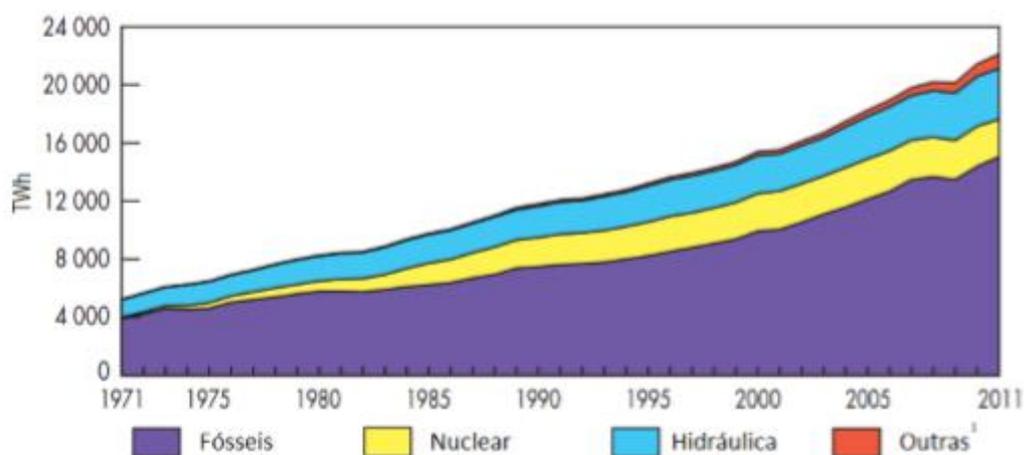
GRÁFICO 2.1 – Fontes de energia primária total mundial desde 1971



Fonte: International Energy Agency, 2013. Key World Energy Statistics, s.1.: IEA (modificado).

Tem-se hoje, no mundo, uma grande semelhança entre as matrizes energética e elétrica, como é verificado no gráfico 2.2. Essa semelhança se deve ao fato de as duas serem baseadas em combustíveis fósseis. Percebe-se, pela comparação entre os Gráficos 2.1 e 2.2, que a utilização de combustíveis de origem fóssil na geração de energia elétrica apresenta um crescimento muito expressivo (de 4.600 TWh em 1971 para aproximadamente 15.000 TWh em 2011). Isso que gera uma preocupação nos estudiosos do tema por causa da insustentabilidade do crescimento desse modelo de geração de energia. Preocupação essa, semeada pelo fato de que esse tipo de crescimento, baseado em combustíveis fósseis, danifica o meio ambiente (Shayani, 2010).

GRÁFICO 2.2 – Geração mundial de eletricidade por combustível desde 1971



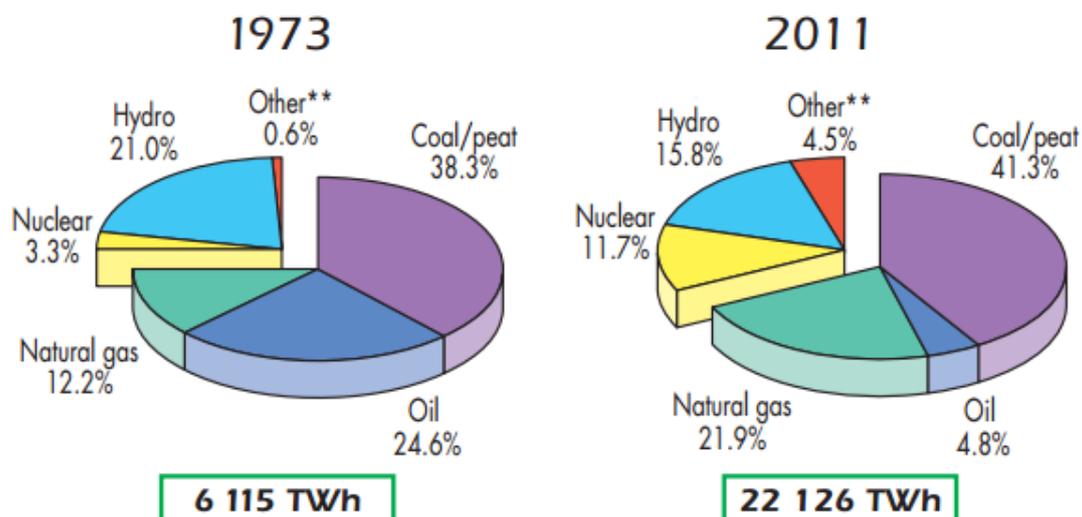
Nota:

(1) “Outras” englobam geotérmica, solar, eólica, calor dentre outras.

Fonte: International Energy Agency, 2013. Key World Energy Statistics, s.1.: IEA.

Porém, por outro lado, apesar do crescimento em números absolutos do uso de combustíveis fósseis, houve uma redução na participação relativa dessas fontes não renováveis. Analisando o Gráfico 2.3, verifica-se um crescimento relativo das fontes renováveis de geração de energia (como a hidráulica, solar e eólica) na matriz elétrica mundial, passando de 24,9% em 1973 para 32% em 2011, o que já é um reflexo de todo o debate sobre o meio ambiente iniciado no século anterior.

GRÁFICO 2.3 – Distribuição relativa de geração de energia elétrica pelo tipo de fonte



Fonte: International Energy Agency, 2013. Key World Energy Statistics, s.1.: IEA.

Em números absolutos, o crescimento da participação das fontes renováveis na matriz elétrica mundial foi de 5.557,68 TWh, o que significa um crescimento de 365% diante dos 1.522,64 TWh gerados em 1973. Crescimento expressivo, porém, se for comparado ao crescimento total da geração de energia elétrica, que foi de aproximadamente 260%, ainda revela um crescimento insustentável ecologicamente. (Puttini 2014)

Pode-se creditar o crescimento da participação das fontes renováveis na matriz elétrica às metas de redução da emissão de CO₂ na atmosfera, metas essas estabelecidas nas conferências expostas na Seção 2.1. Esse processo, além de incentivar o aparecimento de grandes usinas solares, criou uma indústria de geração distribuída (GD) baseada em fontes renováveis, que tomou uma escala global, passando a ser adotada até por países que não têm sua matriz elétrica tão dependente de combustíveis fósseis, como é o caso do Brasil.

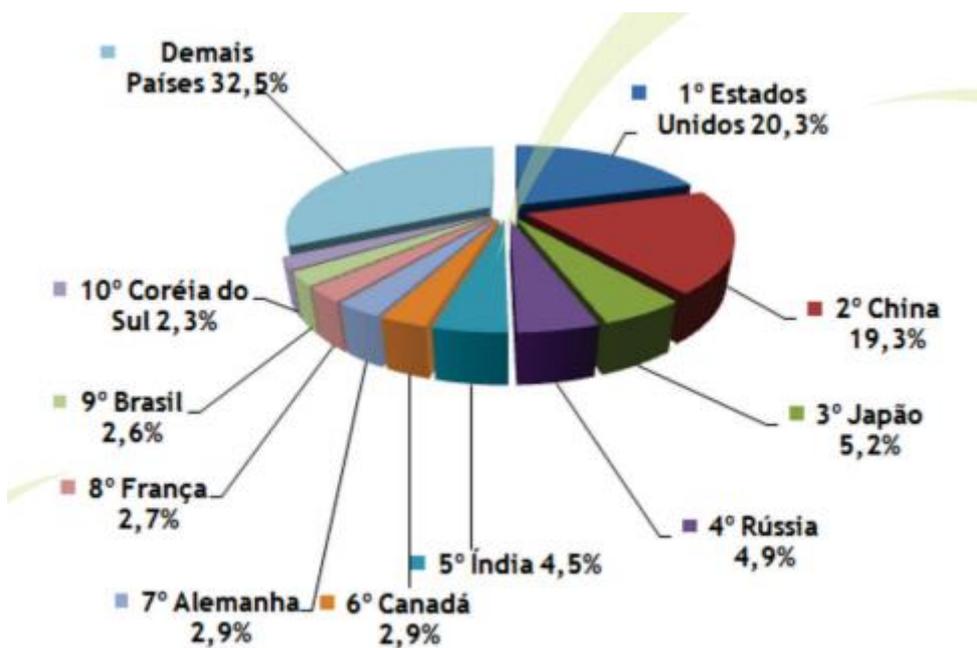
2.3 Panorama Energético Nacional

O Brasil, diferentemente do mundo, possui uma matriz elétrica em que as fontes renováveis exercem um papel primordial. Sua matriz demonstra um destaque para a produção hidráulica, que em 2013 correspondeu a 76,9% da produção de

energia elétrica. As fontes renováveis, representadas pelas fontes hidráulica, eólica e biomassa; foram responsáveis, em 2014, por 79,3% da produção de energia, números bem diferentes dos vistos nos gráficos anteriores. (EPE – BEM, 2014)

Comparando o gráfico 2.4 com a tabela 2.1 percebe-se que o Brasil, apesar de ser o nono maior produtor de energia elétrica do mundo tinha, em 2010, a segunda maior capacidade instalada de geração hidráulica, ficando atrás apenas da China. Esse fato, embora possa ser visto como motivo de orgulho para o povo brasileiro, também pode ser encarado como uma fonte de preocupação. Ao mesmo tempo em que o país tem uma geração limpa e renovável, há uma forte dependência do regime hidrológico.

GRÁFICO 2.4 – Geração elétrica no mundo – 10 maiores países em 2010 (%)



Fonte: EPE, 2014. Anuário Estatístico de Energia Elétrica, Brasília: Empresa de Pesquisa Energética

TABELA 2.1 – Capacidade instalada de geração hidrelétrica no mundo 10 maiores países em 2010 (GW)

	2006	2007	2008	2009	2010	$\Delta\%$ (2010/09)	Part. % (2010)
<i>Mundo</i>	793,8	821,4	853,8	887,4	917,5	3,4	100,0
China	128,6	145,3	171,5	196,8	219,0	11,3	23,9
Brasil	73,4	76,9	77,5	78,6	80,7	2,7	8,8
Estados Unidos	77,8	77,9	77,9	78,5	78,8	0,4	8,6
Canadá	72,7	73,3	74,2	74,5	74,9	0,5	8,2
Rússia	46,1	46,8	46,8	46,9	46,9	0,0	5,1
Índia	36,6	38,1	39,3	39,6	40,6	2,6	4,4
Noruega	27,4	27,6	28,1	28,2	27,7	-1,8	3,0
Japão	22,2	21,8	21,9	21,8	22,4	2,7	2,4
França	18,0	18,0	18,1	18,2	18,2	0,2	2,0
Suécia	16,2	16,6	16,4	16,5	16,6	0,5	1,8
Outros	274,9	279,1	282,1	287,8	291,7	1,4	31,8

Fonte: EPE, 2014. Anuário Estatístico de Energia Elétrica, Brasília: Empresa de Pesquisa Energética

Nos últimos anos alguns casos de apagões e racionamentos da energia elétrica ocorreram no Brasil. O mais repercutido foi o caso de 2001 que gerou uma grande política de racionamento de energia e criou o termo “*apagão*”. Também em 2012 houve uma grande preocupação de que um novo racionamento pudesse voltar a acontecer, o que levou a Petrobras a recorrer às federações das indústrias de São Paulo e do Rio de Janeiro para elaborar um plano de controle do consumo de energia elétrica. Pode-se creditar todos esses casos acontecidos nos últimos anos no Brasil à grande dependência que a matriz energética tem das usinas hidrelétricas (CBIE 2011).

Em 2014, houve mais uma vez, uma previsão de um possível racionamento de energia. Entre Outubro de 2013 e março de 2014 houve um período de poucas chuvas no Brasil. Portanto, a época do ano em que se esperava encher os reservatórios, não correspondeu às expectativas e verificou-se, em março de 2014, vazões afluentes extremamente baixas. Por conta disso, já é previsto, por diversos estudiosos, um alto risco de racionamento de energia ainda em 2014 (ANA – Comunicado GTAG nº 10, 2014) .

Juntamente com o risco de racionamento de energia em 2014, também existe um certo risco econômico, incidente nas geradoras brasileiras, relacionado ao

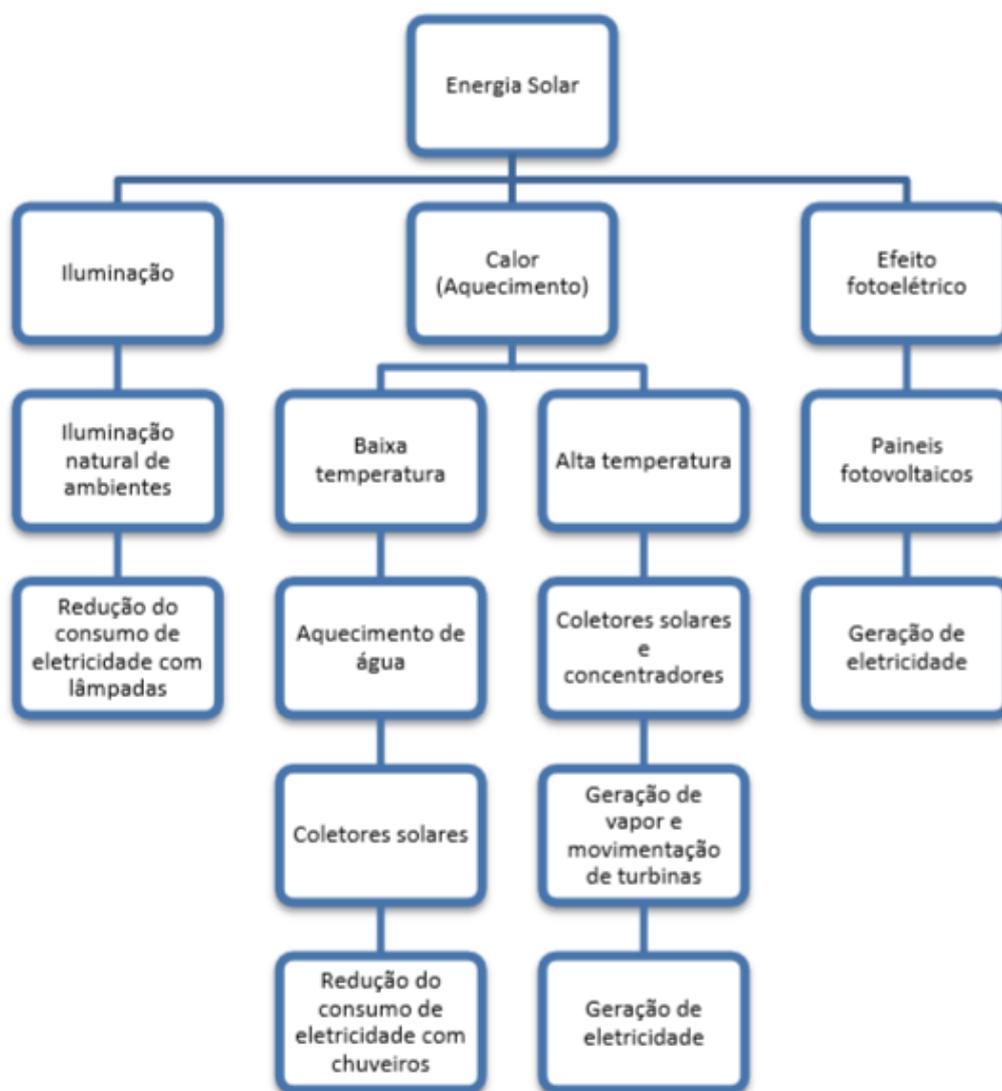
preço da energia no atual mercado. Com a falta de chuvas aumenta-se o despacho de térmicas, fazendo com que a energia fique mais cara, e diminui-se a quantidade de energia produzida pelas hidrelétricas. Então, as hidrelétricas, para cumprirem seus contratos, passam a comprar essa energia mais cara no mercado à vista para repassá-la às distribuidoras, arcando com o prejuízo desse processo. Especialistas já afirmam que se esta situação de baixo índice de chuvas se estender no Brasil, o setor brasileiro de geração de energia está fadado à falência. (Folha, 2014)

Uma das alternativas que, além de contribuir para o desenvolvimento sustentável, ajuda a diminuir a dependência brasileira do regime hidrológico, é a utilização da energia solar. A seção 2.4 explica as diversas formas de aproveitamento desse tipo de energia, e os diversos usos da energia solar fotovoltaica mais especificamente.

2.4 Geração fotovoltaica

Existem várias formas de aproveitamento da energia solar. A figura 2.1 cita algumas delas.

FIGURA 2.1 – Formas de aproveitamento da energia solar relacionadas à eletricidade



Fonte: SHAYANI, R. A. (2010). Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD-051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p.

Dentre as formas que se utilizam do efeito fotoelétrico para gerar eletricidade, pode-se citar algumas configurações de ligação do sistema:

- Sistema isolado doméstico: Sistema normalmente utilizado exclusivamente para iluminação e refrigeração em casas e vilas que não estão conectadas ao sistema elétrico interligado.

- Sistema isolado não-doméstico: Provê eletricidade para diversas aplicações, tais como telecomunicações, bombeamento de água, refrigerador de vacinas e sistemas de navegação.
- Sistema conectado à rede de forma distribuída: Pequenos painéis fotovoltaicos geram energia diretamente para o consumidor ligado à rede elétrica. São instalados dentro da UC depois do medidor da concessionária.
- Sistema conectado à rede de forma centralizada: Mesmo princípio de funcionamento das usinas tradicionais, longe do centro de carga. Requer grandes áreas de grande incidência solar. (Shayani 2007)

FIGURA 2.2 – Configuração de sistemas fotovoltaicos: (a) Sistema isolado doméstico, utilizado para bombeamento de água; (b) Sistema isolado não doméstico, fornecendo energia a um satélite de comunicações; (c) Sistema conectado à rede de forma distribuída; e (d) Sistema conectado à rede de forma centralizada



(a)



(b)



(c)



(d)

Fonte: IEA-PVPS – International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme. (www.iea-pvps.org) Acesso 01/10/2014

2.4.1 Pontos positivos

A Terra recebe anualmente cerca de $1,8 \times 10^{14}$ kWh de energia solar, o que corresponde a 7.500 vezes o consumo mundial de energia no mesmo período. Portanto, em grandes períodos de tempo, a energia solar pode ser caracterizada como uma fonte inesgotável de energia (CEPEL, 2004).

A versatilidade da energia solar também é expressiva. Painéis FV podem ser instalados mesmo nos lugares mais remotos, basta haver incidência solar e um painel FV para se ter energia elétrica. Um exemplo de aplicação que necessita dessa versatilidade é a utilização de painéis FV em satélites, já mostrada na figura 2.2(b).

A energia solar além de ser uma energia renovável, uma vez instalados, os painéis FV não emitem qualquer tipo de poluição, seja sonora, visual ou do meio ambiente. Principalmente por isso, a utilização de sistemas fotovoltaicos tem sido encorajada, e além dos fatores expostos, ainda pode-se citar a alta vida útil do sistema, facilidade de manutenção e curto prazo entre projeto de planta de geração e seu início de funcionamento (IEA, 2002).

2.4.2 Pontos negativos

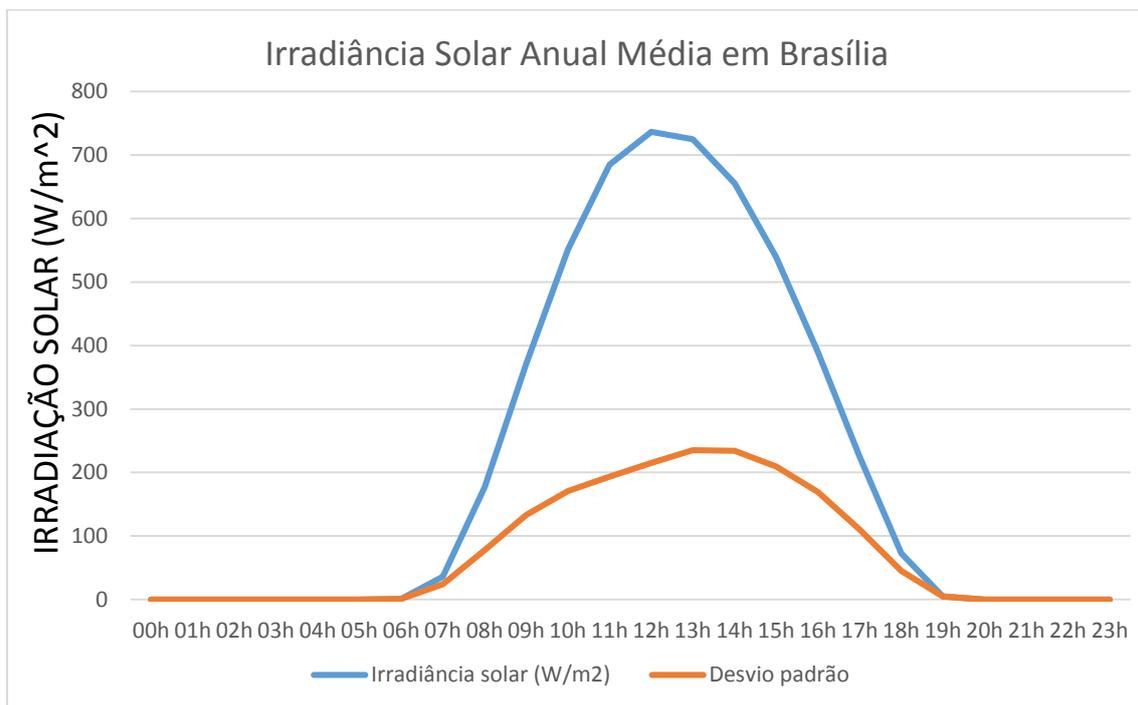
Atualmente o processo de fabricação de painéis fotovoltaicos ainda tem um custo elevado, que inviabiliza a utilização dessa forma de geração para o suprimento das residências brasileiras. (Cabral et al., 2012) Porém, esse valor, que corresponderia ao investimento inicial, vem caindo nas últimas décadas e, levando em consideração o cenário atual brasileiro, com tendências de elevação nas tarifas de energia elétrica, a paridade tarifária tende a aumentar rapidamente (Santos, E. C., 2009).

Porém, assim como a geração hidráulica, a geração fotovoltaica também depende de um fator da natureza que é cíclico, inconstante e incontrolável. Portanto, para se utilizar exclusivamente a geração fotovoltaica é necessária a previsão de alguma forma de armazenamento de energia, o que tornaria o uso desse tipo de fonte de energia ainda mais caro e mais difícil de ser implantada. Entretanto, se houver localmente alguma conexão a uma rede de distribuição, o mais simples se torna injetar o excedente produzido pelo sistema fotovoltaico na rede, e usar a energia fornecida pela rede de distribuição quando o sistema não estiver gerando energia (períodos noturnos). Essa configuração de geração de energia recebe o nome de Geração Distribuída (GD) e se caracteriza por ser de pequeno porte, localizada próxima aos centros de carga, ou na própria unidade consumidora; conectada ao sistema de distribuição e não despachada pelo ONS. (Aneel 2011)

Como se observa na Figura 2.3, Brasília apresenta uma das maiores médias de incidência solar diária no Brasil. Aliado ao alto índice de irradiação solar, a população de Brasília também apresenta um alto poder aquisitivo, com a quinta maior renda familiar per capita do Brasil (IBGE 2010). Esse cenário torna a cidade de Brasília um ambiente propício para a instalação de painéis fotovoltaicos residenciais.

O INMET, entre 2000 e 2009, colheu dados de irradiação solar durante mais de 3200 dias na sua estação de Brasília. Depois da coleta de dados um grande tratamento estatístico foi feito pela Universidade de Brasília, originando a curva de irradiação solar para a cidade de Brasília apresentada no gráfico 2.5.

GRÁFICO 2.5 – Curva de irradiância solar anual por horário



Fonte: LOPES, L. Z. (2011). Alimentador Radial de Distribuição para Simulações de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Publicação ENE 07/2011, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 107p.

2.5 Geração Distribuída (GD)

Entende-se por geração distribuída um outro tipo de geração que não a geração centralizada (GC) tradicionalmente utilizada no mundo. Esse tipo de geração ocorre em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, aumentando assim a distribuição geográfica de geração de energia elétrica em uma região (Severino 2008).

Caracteriza-se por:

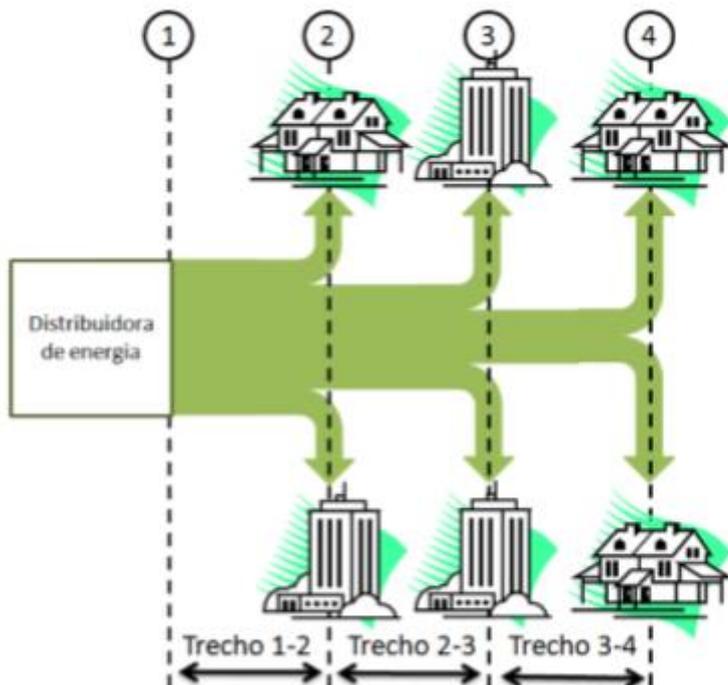
- Estar conectada diretamente à rede de distribuição;
- Estar conectada do lado do consumidor, estando esse consumidor conectado a algum ponto do sistema elétrico;
- Suprir cargas elétricas de uma instalação eletricamente isolada; ou
- Estar conectada diretamente à rede de transmissão, desde que, neste caso, não possa ser considerada pertencente à geração centralizada (Severino 2008).

A inserção de GD em uma rede de alimentação radial de uma cidade pode alterar algumas dinâmicas que são bem conhecidas. Por exemplo o fluxo de potência que normalmente é da fonte para a carga, pode ter seu sentido invertido. Por causa disso, os impactos desse tipo de geração devem ser bem conhecidos, uma vez que o sistema elétrico não foi originalmente preparado para esse tipo de configuração.

2.5.1 Modificação do Fluxo de Potência das Redes Radiais de Distribuição

Originalmente a rede elétrica de distribuição foi dimensionada para o uso de uma geração centralizada. Dessa forma toda a potência gerada, normalmente longe dos centros de carga, flui única e exclusivamente na direção da carga, como mostra a Figura 2.4.

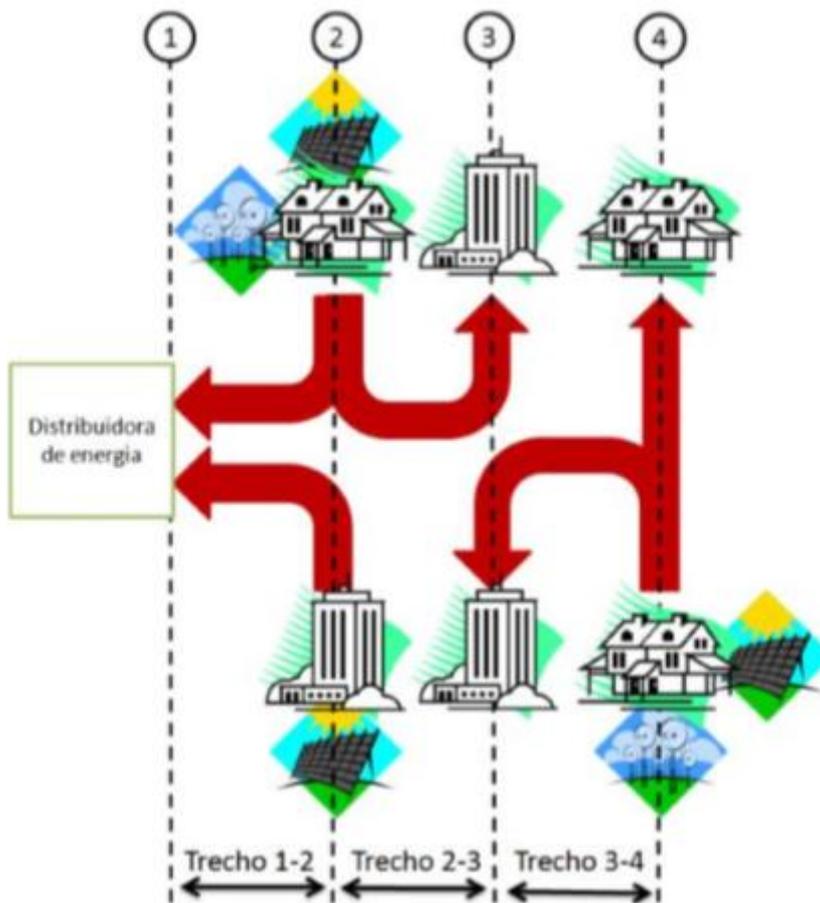
FIGURA 2.4 – Fluxo de potência unidirecional em alimentador radial



Fonte: SHAYANI, R. A. (2010). Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD-051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p.

Com a inserção de GD, a geração passa a ser descentralizada, surgindo assim uma geração dentro do centro de carga. Essa nova geração quebra a dinâmica presente até então, fazendo com que o fluxo de potência tenha, durante alguns períodos do dia, seu sentido invertido, da carga para a fonte, como mostra a Figura 2.5.

FIGURA 2.5 – Fluxo de potência bidirecional em alimentador radial



Fonte: SHAYANI, R. A. (2010). Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição. Tese de

Esse fator introduz nas redes uma complexidade operacional adicional, principalmente no tocante aos sistemas de proteção e regulação de tensão. A supervisão e o planejamento têm de ser executados de uma forma mais minuciosa, assim como o balanço geração-carga, para manter o equilíbrio dinâmico do sistema (Puttini 2014).

2.6 Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV)

O painel fotovoltaico gera energia elétrica em corrente contínua e baixa tensão. Assim, pode-se ligá-lo à rede de distribuição diretamente, por meio de um conversor estático de potência. Essa facilidade de conexão permite que o painel seja ligado à rede de distribuição perto dos centros de carga. Dessa forma vários custos inerentes aos sistemas de transmissão e distribuição de energia podem ser evitados. Esse fato pode gerar um atrativo financeiro que leve com que a distribuidora de energia prefira comprar energia gerada de forma distribuída, à energia gerada pelas grandes geradoras, de forma concentrada e distante dos centros de carga. (Shayani et al., 2006)

2.6.1 Custos evitados com a utilização de Geração Distribuída Fotovoltaica

Quando uma fonte de energia elétrica é conectada à rede de distribuição perto do centro de carga, os possíveis custos evitados envolvem: (i) a inexistência de redes de transmissão para aquela fonte; (ii) a redução das perdas por efeito Joule, já que menores correntes circularão pelas linhas de transmissão e distribuição e (iii) a postergação de investimentos em redes de transmissão e distribuição, já que elas passarão a transmitir menores correntes. (Shayani, 2010)

Este último argumento costuma ser refutado quando considera-se o grande gargalo do sistema elétrico brasileiro na atualidade: o horário de ponta. É nessa faixa horária, normalmente entre 18h00 e 21h00, quando a irradiância solar já se

encontra severamente reduzida, que o sistema elétrico é mais solicitado. (Shayani 2010) Porém, se for considerado horário de ponta do setor elétrico como um todo (SIN) o pico anual acontece no horário da tarde, quando ainda tem-se boa irradiação solar. Se considerarmos ainda o fato de o Brasil ser um país com dimensões continentais, que apresenta território em 3 fusos diferentes, conclui-se que o aumento de GDFV poderia sim postergar investimentos na rede pois reduziria um pouco o consumo no horário do pico real de consumo.

2.7 Impactos na rede

Além de evitar alguns custos, a interligação de uma grande quantidade de GDFV na rede de distribuição de uma concessionária pode gerar alguns impactos. A seguir serão apresentados alguns impactos tanto positivos quanto negativos dessa interligação.

2.7.1 Distorções harmônicas

O painel fotovoltaico produz uma tensão contínua de energia elétrica. Então, para que se possa ligar um painel à rede deve-se utilizar um conversor estático de potência (também denominado inversor), que é responsável por alternar a tensão gerada pelo painel e sincroniza-la com a tensão da rede.

Os conversores sempre foram uma grande fonte de harmônicos para as redes de distribuição. Entretanto, atualmente, para a GDFV, os conversores mais utilizados são os autocomutados, que se utilizam da tecnologia de modulação por largura de pulso (PWM – *pulse-width modulation*). Essa tecnologia usa uma frequência de chaveamento de 50 a 100 vezes superiores a frequência da rede, além de apresentar filtros embutidos que ajudam a atenuar essas altas frequências. (IEA-PVPS, 2002a)

A tabela 2.2 nos mostra os valores normativos que os inversores de frequência devem atender para a geração de harmônicos na rede.

TABELA 2.2 - Distorção limite para conversores de seis pulsos, como recomendado pela IEEE STD 519-1992.

Harmônica Ímpar	Distorção Limite
3ª a 9ª	< 4.0%
11ª a 15ª	< 2.0%
17ª a 21ª	< 1.5%
23ª a 33ª	< 0.6%
Acima da 33ª	< 0.3%

Fonte: IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems. (<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=836389>)(3/11/09:56)

Observa-se na tabela 2.3 que os limites para distorções harmônicas são decrescentes conforme aumenta a ordem harmônica. Porém, se todos os conversores obedecerem as normas internacionais vigentes, esse fato não deve gerar nenhum empecilho à implantação de GDFV visto que as normas são mais rigorosas com a geração de harmônicos em inversores do que as normas que limitam a existência de harmônicos em sistemas de potência.

TABELA 2.3 – Limites de distorção harmônica recomendados pela norma IEEE 929/2000

Harmônicas Ímpares Não-Múltiplas de 3		Harmônicas Ímpares Múltiplas de 3		Harmônicas Pares	
Ordem Harmônica h	Tensão Harmônica %	Ordem Harmônica h	Tensão Harmônica %	Ordem Harmônica h	Tensão Harmônica %
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,4	6	0,5
13	3	21	0,3	8	0,5
$17 \leq h \leq 49$	$2,27 * \frac{17}{h} - 0,27$	$21 < h \leq 45$	0,2	$10 \leq h \leq 50$	$0,25 * \frac{10}{h} + 0,25$
Nota: Nível Limite para Distorção Harmônica Total (THD - Total Harmonic Distortion) = 8%					

Fonte: IEEE - Update on IEC 61000-3-6 (M. McGranaghan) - <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1668668> (10/10/2014 – 11:30)

2.7.2 Regulação de Tensão

Normalmente, com fluxo de potência direto, da geração para a carga, tem-se, devido às perdas na transmissão e distribuição, uma tensão menor na carga do que na fonte. Portanto, a regulação de tensão é uma característica intrínseca de todo sistema elétrico de potência, e tem como meio para sua melhora a o chaveamento de banco de capacitores e a mudança de TAP dos transformadores. (Shayani, 2010)

2.7.2.1 Excesso de Geração

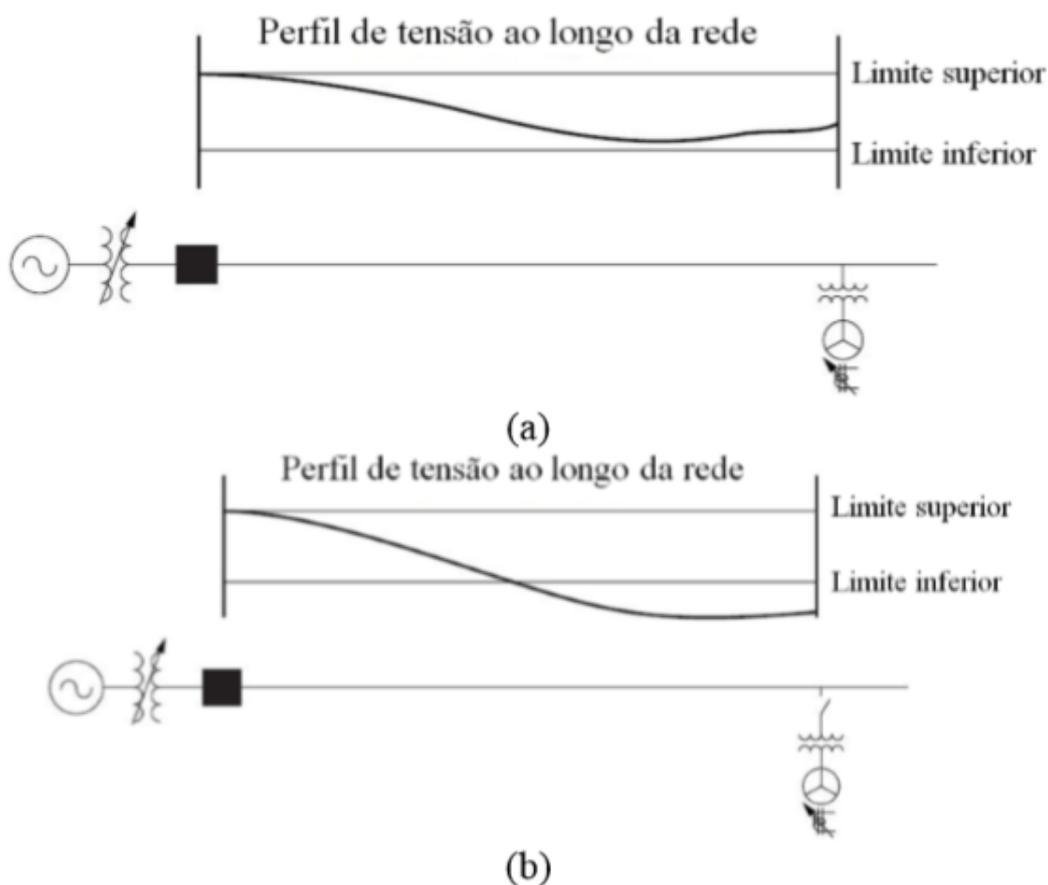
Ao introduzir a GDFV na rede, parte da carga passa a ser suprida pela energia produzida localmente, diminuindo o fluxo de potência pela rede de transmissão e conseqüentemente reduzindo as perdas e a queda de tensão na linha. Dessa forma pode-se utilizar a GDFV como forma de regulador de tensão das redes de distribuição (Shayani 2010).

Essa característica da utilização de GDFV pode ser um problema se a produção de energia local for maior que a carga local. Se isso acontecer a barra que outrora era de carga passa a ser geradora provocando o inverso da queda de tensão para a qual a rede havia sido projetada. Mudando o sentido do fluxo da corrente pela rede o nível de tensão da barra geradora sobe, podendo atingir níveis críticos, limitando assim a quantidade de GDFV que poderia ser instalada (PVUPSCALE, 2007).

2.7.2.2 *Desconexão Súbita*

Se a GDFV for instalada numa quantidade ideal e toda a rede for dimensionada para aquela quantidade de GDFV, e subitamente houver uma desconexão dessa GDFV, toda a carga que era suprida por ela passar a ter de ser suprida pela geração central. Dessa forma a corrente que passa pelo alimentador sobe muito rapidamente, assim como a queda de tensão na rede, podendo deixar a carga suprida com uma tensão abaixo do desejável. Se os dispositivos de regulação de tensão, como chaveamento de banco de capacitores e mudança de TAP de transformadores em carga não ocorrer automaticamente, pode ser que os operadores demorem a perceber esta condição, deixando a carga sendo suprida por uma tensão aquém do esperado por um longo período de tempo (Dugan et al., 2004).

FIGURA 2.6 – Mudança de perfil de tensão quando a GD, utilizada como regulador de tensão, é desconectada subitamente: (A) Tensão com a GD conectada, (B) Tensão fora do limite após a saída da GD.



Fonte: SHAYANI, R. A. (2010). Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD-051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p.

Essa desconexão súbita poderia ocorrer quando da existência de um afundamento de tensão ou uma interrupção momentânea do fornecimento de energia, já que as normas internacionais preveem que a GD deve ser desconectada da rede caso a rede apresente uma condição anormal de operação (PVUPSCALE, 2007)(IEEE, 2003).

2.7.3 Contribuição para a corrente de curto-circuito

Considera-se que a GDFV não tem contribuição significativa para a corrente de curto-circuito. A corrente de curto-circuito apresenta-se de 10 a 20% maior que a corrente nominal, isso se deve ao fato de uma geração FV não apresentar partes rotativas em sua composição, dessa forma elimina-se a inercia mecânica presente em outros sistemas de geração de energia (PVUPSCALE, 2007).

Além disso, os conversores usados na ligação dos painéis à rede vêm normalmente equipados com relés de subtensão e sobrecorrente, justamente para cumprir as normas internacionais fazendo a desconexão da geração em condições anormais de operação (PVUPSCALE, 2007).

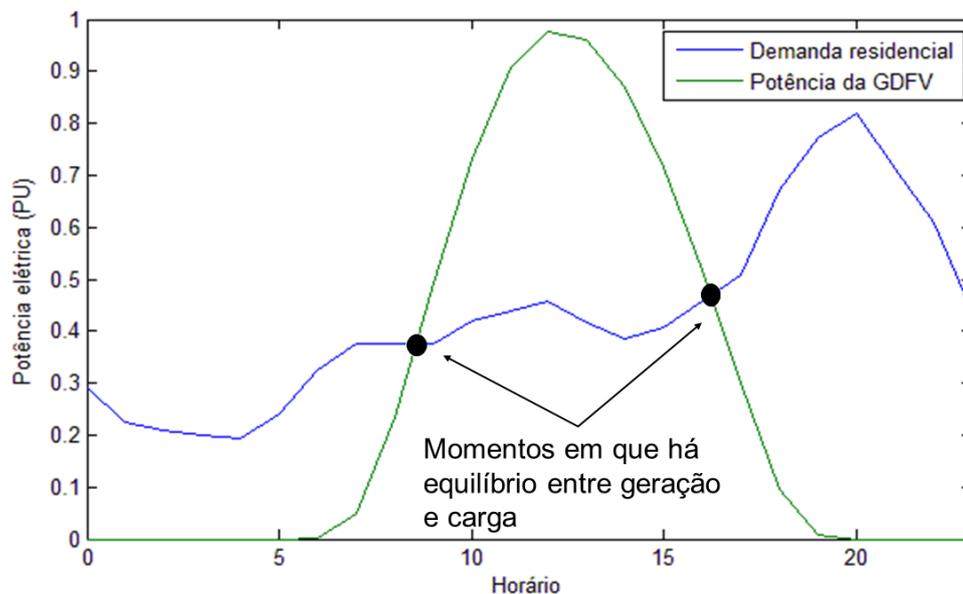
2.7.4 Ilhamento não intencional

Define-se por ilhamento a condição de operação em que a geração supre uma parcela de carga eletricamente isolada do resto do sistema de distribuição. Ainda não se tem relatos sobre a ocorrência real desse fenômeno, mesmo em redes de distribuição com elevada penetração de GDFV.

Para ocorrer um ilhamento é necessário que: (PVUPSCALE, 2007)

- Haja equilíbrio entre geração e carga no momento do corte da geração principal;
- A proteção do conversor falhe no momento da detecção de que a alimentação principal foi cortada.

GRÁFICO 2.6 – Indicação dos momentos de equilíbrio entre geração e carga



Fonte: Figueiredo e inmet

Apesar de ser bem rara a situação descrita, ela deve ser investigada, pois a sua ocorrência pode trazer diversos riscos, tanto ao sistema elétrico, quanto aos operadores do sistema. Entre esses riscos estão (IEEE, 2000):

- Perigo de choque elétrico ao encarregado da manutenção da rede elétrica, pois o alimentador pode manter-se energizado quando espera-se que ele esteja desconectado de qualquer fonte de energia;
- Possibilidade de danos físicos a aparelhos elétricos existentes nas unidades consumidoras caso as referências de tensão e frequência se percam e fiquem fora das faixas aceitáveis por não mais serem controlados pela concessionária; e
- Possibilidade de desarme ou de causar danos aos equipamentos no momento do restabelecimento do fornecimento da energia por parte da concessionária.

2.7.5 Perdas

Como explicitado na seção 2.6.1, a GD altera o fluxo de potência de uma rede de distribuição. Alterando o fluxo de potência que passa por essa rede ela conseqüentemente altera as perdas nessa rede. Por ser um dos principais enfoques desse trabalho a modificação das perdas será tratada na seção 2.10.

2.8 Regulamentação

Apesar de ser um conceito relativamente novo, a GD já possui normas nacionais e internacionais que regulamentam e direcionam sua aplicação. Entre essas normas pode-se citar as normas IEEE Std 1547-2003 "IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems" (IEEE 2003) e IEEE Std 929-2000 (IEEE 2000) "IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems" que estabelecem um padrão para a conexão da GD na rede de distribuição, exigem requisitos de performance, operação e condições de segurança para a manutenção da interconexão à rede e recomendam práticas que reduzem custos sem comprometer a segurança operacional (IEEE 2003) (IEEE 2000).

No cenário nacional, existe o módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição (Prodist) da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) que trata das condições gerais de conexão ao sistema de distribuição tanto por parte da acessada quanto por parte do acessante e descreve os procedimentos para acesso de GD ao sistema de distribuição (Prodist).

E também de autoria da Aneel tem-se a Resolução Normativa nº 482 que "Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica" (Aneel 2012).

Foi publicado em 2014 o Caderno Temático sobre micro e minigeração distribuída (Aneel 2014). Além de resumir alguns itens trazidos nos dois documentos supracitados, o caderno traz uma resolução do Confaz (Conselho Nacional de Política Fazendária) que estabelece o critério para a incidência do ICMS sobre as compensações financeiras pagas aos consumidores que produzirem energia.

2.8.1 Prodist Módulo 3

Este módulo trata basicamente dos procedimentos e requisitos de acesso às redes de distribuição. Portanto esse módulo deve ser observado por micro e minigeradores que têm o intuito de acessar à rede (Puttini 2014).

Prodist - Módulo 3 - Seção 7

Quanto aos sistemas de medição, eles só se diferem dos sistemas de medição de consumidores sem GD pelo fato de necessitarem de uma medição bidirecional de energia elétrica ativa. Também podem ser utilizados dois medidores unidirecionais, um em cada sentido, um para medir a energia consumida e outro para a energia gerada. A concessionária fica responsável pela instalação, operação e manutenção do sistema de medição e o usuário arca com os custos da adequação do sistema de medição (Prodist).

2.8.2 Resolução Normativa 482 da Aneel (RN 482)

Primeiramente a resolução em questão define a micro e a minigeração distribuída. Por definição a microgeração engloba unidades consumidoras com potência ativa de geração instalada de até 100 kW. De 100 kW a 1MW de potência ativa de geração instalada na UC, considera-se uma minigeração. Além disso, para fazer parte desse conceito, a fonte de energia deve ser considerada alternativa. São elas:

- Solar;
- Eólica;
- Biomassa;
- Hidráulica e
- Cogeração qualificada (Prodist)

O aspecto mais importante tratado nesta resolução é o sistema que garante uma compensação financeira ao consumidor que injetar energia na rede de distribuição. Esse sistema, denominado “Sistema de Compensação de Energia Elétrica” tem o papel de garantir que a energia gerada por uma determinada UC seja abatida do seu consumo.

Dependendo da relação entre a quantidade de energia gerada e a quantidade de energia consumida, a unidade geradora pode ser enquadrada em dois perfis:

2.8.2.1 Primeiro perfil: quantidade de energia gerada menor ou igual à quantidade de energia consumida.

Neste caso o valor do faturamento será dado pelo consumo líquido multiplicado pela tarifa imposta pela concessionária.

$$FATURAMENTO = (CONSUMIDO - GERADO) * TARIFA \quad \text{Equação 1}$$

Vale ressaltar que a tarifa não é a mesma para todos os consumidores, por este motivo, consumidores que têm uma tarifa mais cara, serão mais beneficiados em seus faturamentos.

2.8.2.2 Segundo perfil: Quantidade de energia gerada maior que a quantidade de energia consumida

Se a equação acima fosse seguida para consumidores enquadrados nesse segundo perfil, resultaria em um faturamento negativo. Porém, se algum consumidor se encaixar nesse perfil, o excedente de energia ativa produzida será revertido em um crédito na concessionária, a título de *empréstimo gratuito*, que deve ser utilizado para abatimento de outras faturas de energia no prazo de até 36 meses. A utilização desse crédito deve ser feita pela mesma UC ou por outra cadastrada previamente no mesmo CPF ou CNPJ.

Entretanto deve-se fazer uma análise um pouco diferente para consumidores com tarifas horárias. Se um consumidor com tarifa horária resolver gerar energia de forma distribuída, tanto o seu consumo, quanto a sua geração, serão faturados de acordo com o posto tarifário vigente na hora da geração ou do consumo. Portanto se uma indústria, do grupo B, tivesse saldo energético positivo, com geração maior que consumo, de 100 kWh no horário de ponta, e negativo, consumo maior que geração, em 300 kWh no horário fora ponta,

utilizar-se-ia a relação entre os componentes TE¹ dos diferentes postos tarifários para uma correção do crédito de energia, que, aplicado ao exemplo anterior, resultaria um abatimento superior que 100 kWh no horário fora ponta (Puttini 2014).

O raciocínio feito acima fica ainda mais complicado quando a tarifa branca, proposta pela Aneel aos consumidores residenciais, entrar em vigência. Assim, os consumidores que optarem por esse tipo de tarifa, passarão a ter uma tarifação horária com três postos e todo raciocínio acima deverá ser expandido para esse tipo de tarifação também (Puttini 2014).

2.8.3 Particularidades do Sistema de Compensação

Com o convenio ICMS 6, de 5 de abril de 2013, fica decidido que o ICMS será calculado com base na totalidade da energia que chegar à UC, sem considerar qualquer compensação de energia. Desse modo o citado imposto incidirá sobre toda a energia consumida no mês. (ICMS 6)

A Aneel possui um entendimento contrário em relação a essa tributação (Cadernos Temático da Micro e Minigeração). Destaca-se a iniciativa de Minas Gerais, que através de uma lei, estabelece que a cobrança do ICMS no estado incidirá somente sobre a diferença positiva entre energia consumida e energia gerada, por um prazo de cinco anos.

2.9 Perdas

Durante o processo de transmissão/distribuição de energia, uma parcela da energia transportada não chega a seu destino final. Portanto, a energia que entra no sistema não é igual a energia contabilizada como entregue por esse sistema.

¹ TE: Componente de energia da tarifa total de energia elétrica, expressa em R\$/MWh (Aneel, 2012).

Essas perdas de energia durante o processo de transporte podem ter duas origens: perdas não-técnicas e técnicas.

2.9.1 Perdas não-técnicas

Configura-se como perda não-técnica toda a energia que é efetivamente entregue a um consumidor, porém não é contabilizada. Entre alguns motivos para essa não contabilização tem-se: (Figueiredo 2012)

- Furtos de energia elétrica;
- Ligações clandestinas;
- Erros de ligação;
- Ausência de medição ou erros cometidos pelos aparelhos de medição; e
- Desvio antes da medição

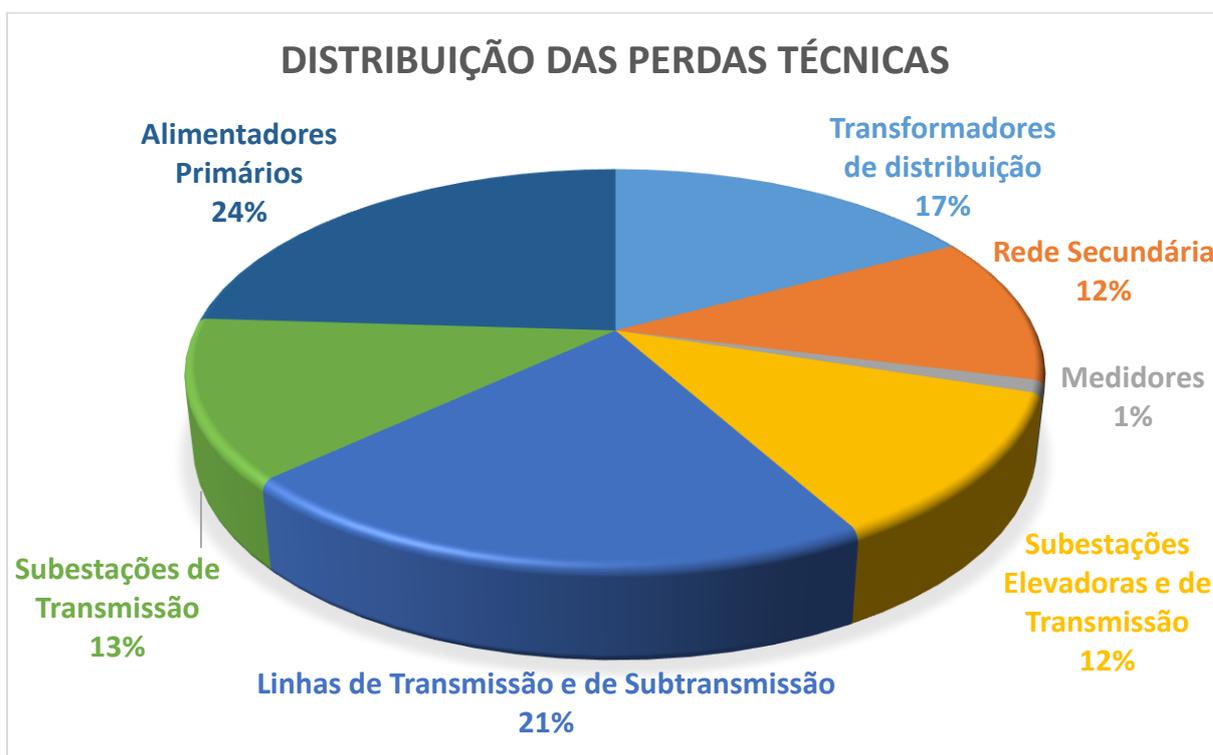
As medidas para a redução desse tipo de perdas envolvem ações na área social, como a promoção da conscientização e da punição. Por este motivo esse tipo de perda não será abordado no presente estudo.

2.9.2 Perdas técnicas

São as perdas inerentes ao processo de transporte da energia. Podem ser provenientes do *efeito Joule* em condutores ou da dissipação no núcleo dos transformadores.

As perdas técnicas são distribuídas nos elementos de transmissão e distribuição conforme indica o gráfico 2.7.

GRÁFICO 2.7 – Distribuição de perdas técnicas



FONTE: GUEDES, L.M. (2006). Localização e Dimensionamento de Unidades de Geração Distribuída em Redes de Distribuição Radiais. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação 263/06 Julho/06, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 95 p.

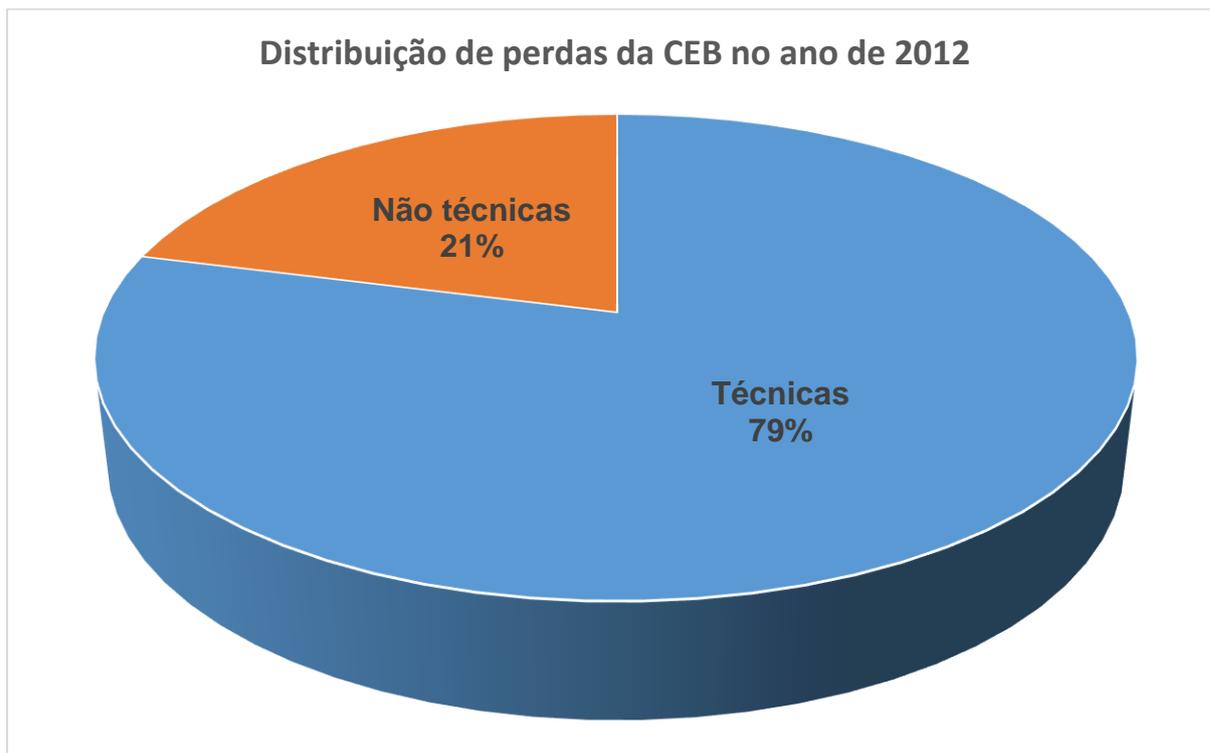
As perdas técnicas, por sua vez, ainda podem ser divididas entre perdas ativas e reativas. As perdas ativas são calculadas com a multiplicação do quadrado da corrente pela resistência elétrica do condutor, e correspondem à dissipação de calor nos condutores, o *efeito joule*. Alguns elementos têm a capacidade de armazenar e trocar energia reativa entre si e com a fonte. Portanto, a energia reativa, que é essencial para o funcionamento de alguns componentes, apesar de não causar perdas, influi nas perdas ativas na medida em que ela contribui para um aumento da corrente nos condutores. (Figueiredo, 2012)

2.9.3 Quantificação das Perdas

O módulo 7 do Prodist estabelece uma metodologia, que deve ser seguida por parte das concessionárias, para a avaliação das perdas por níveis de tensão.

No ano de 2012 a Companhia Energética de Brasília (CEB) registrou um total de 921 GWh de perdas, o que corresponde a 12,97% da energia requerida. Estima-se que desses 12,97% de perdas totais, 79% são de perdas técnicas, o que seria equivalente a 728 GWh. O gráfico 2.8 ilustra essa distribuição de perdas.

GRÁFICO 2.8 – Distribuição de perdas da CEB no ano de 2012



Fonte: Relatório da administração 2013 e Instrução normativa instrução normativa da distribuição Nº 002.14 – GRNT de março de 2014

Com o constante aumento da demanda por energia elétrica, o combate às perdas se faz cada vez mais importante para a sociedade. Se as perdas técnicas, expostas no gráfico 2.8 fossem faturadas com a tarifa residencial da CEB, vigente em 2014, chegar-se-ia a um total de 258 milhões de reais no ano. Por esse motivo o estudo de métodos de redução de perdas é necessário.

2.9.4 Redução de perdas

Como foi visto no gráfico 2.7 a maioria das perdas acontecem nos sistemas de distribuição. Combatendo as perdas nesse sistema também se alcança uma redução de perdas nas linhas de transmissão, na rede secundária e em outros pontos do sistema (Guedes, 2006)

Entre alguns métodos de combate às perdas, pode-se citar:

- Redimensionamento das linhas;
- Redimensionamento e localização de transformadores primários;
- Regulação de tensão;
- Controle de fluxo de reativos;
- Aumento da qualidade do sistema de iluminação pública; e
- Adoção de um sistema tarifário que incentive o uso racional da energia elétrica.

A GD, por suprir localmente uma parcela da carga, reduz a corrente circulante nas linhas de distribuição. Então, também pode ser utilizada como instrumento de diminuição de perdas (Guedes, 2006).

3 Materiais e método

No capítulo 2 foram apresentados alguns impactos da instalação de GDFV na rede elétrica, com destaque para a inversão do fluxo de potência e a consequente alteração das perdas técnicas da rede. Agora, neste capítulo, é apresentado o método utilizado para analisar essa influência da GDFV nas perdas.

3.1 Método

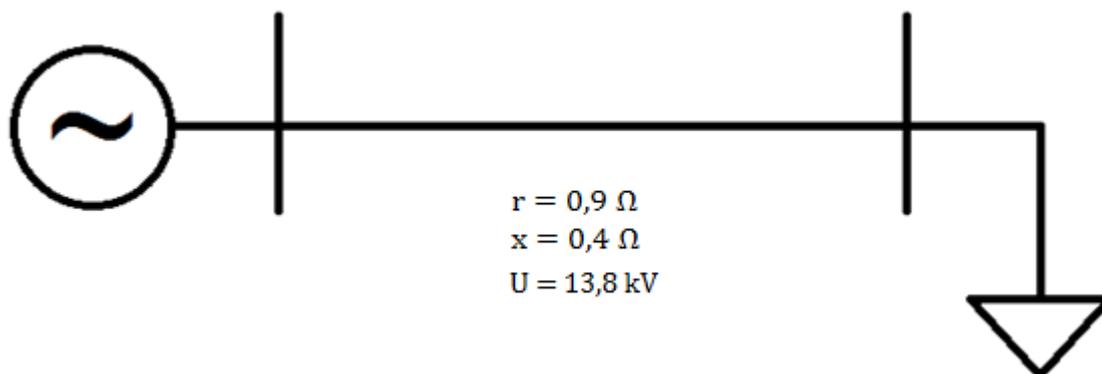
O método consiste na variação de GDFV dentro de um alimentador e a avaliação do reflexo dessa variação nas perdas. Essa variação ocorre tanto no tipo de UC em que está alocada a GDFV, quanto na potência instalada de GDFV.

Foram construídos dois cenários específicos nos quais a GDFV é variada, seja no lugar de alocação ou na potência instalada, para que o reflexo dessa variação sobre as perdas seja estudado. O primeiro cenário será descrito neste capítulo, bem como seus resultados e discussões. O segundo cenário, também será descrito neste capítulo, porém os resultados e discussões relativos ao segundo cenário serão expostos no capítulo 4. Acredita-se que essa forma de exposição do método é mais didática, e deixa o processo mais compreensível.

O primeiro cenário consiste na modelagem de um alimentador simples, de duas barras como é apresentado na figura 3.1.

3.1.1 Primeiro cenário - alimentador de duas barras

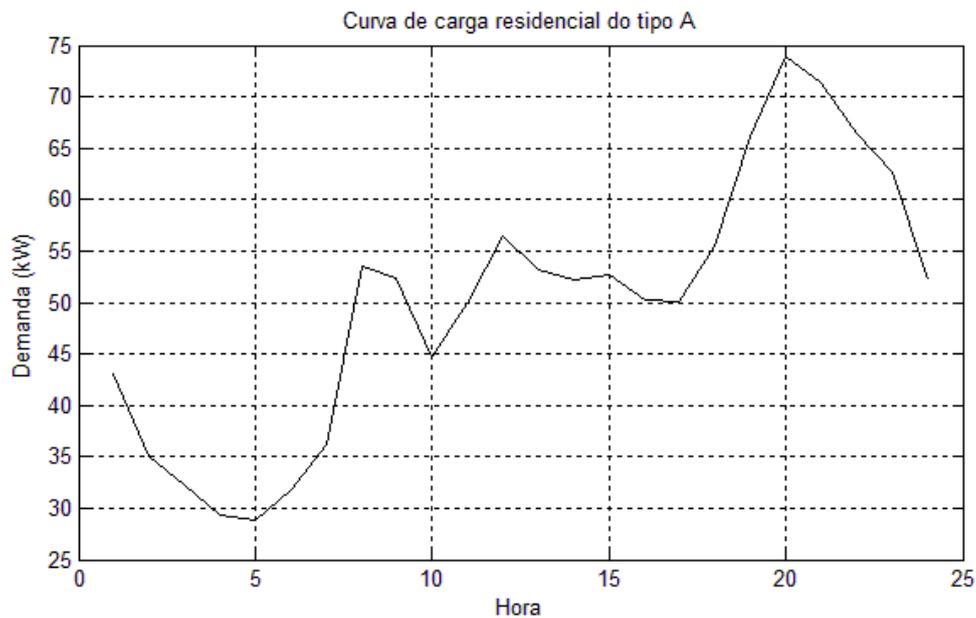
FIGURA 3.1 - Alimentador de duas barras



Primeiramente, é simulada como a carga desse alimentador, setenta e duas UC com a mesma curva de carga. Um exemplo de curva de carga usada está no gráfico 3.1.

3.1.1.1 Carga residencial do tipo A

GRÁFICO 3.1 – Curva de carga residencial do tipo A



Após a modelagem da carga no alimentador, executa-se o fluxo de potência, um para cada hora do dia. Com os resultados do fluxo de potência, gera-se um gráfico com as perdas em função da hora do dia. A figura 3.2 exibe o algoritmo utilizado nesse processo, e o gráfico 3.2 mostra esse gráfico de perdas lado a lado à curva de carga que foi usada na simulação.

FIGURA 3.2 – Algoritmo

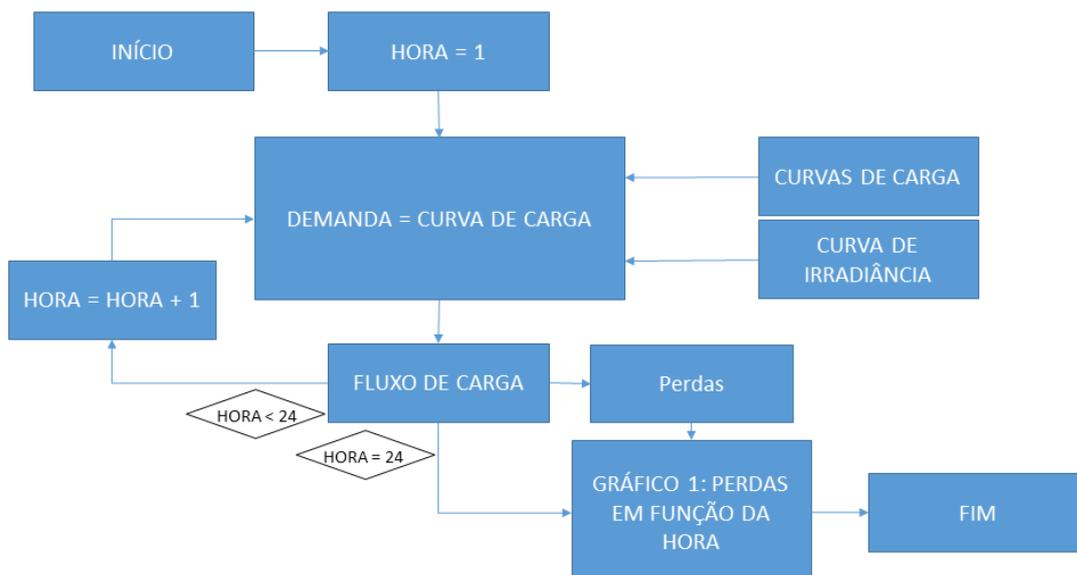
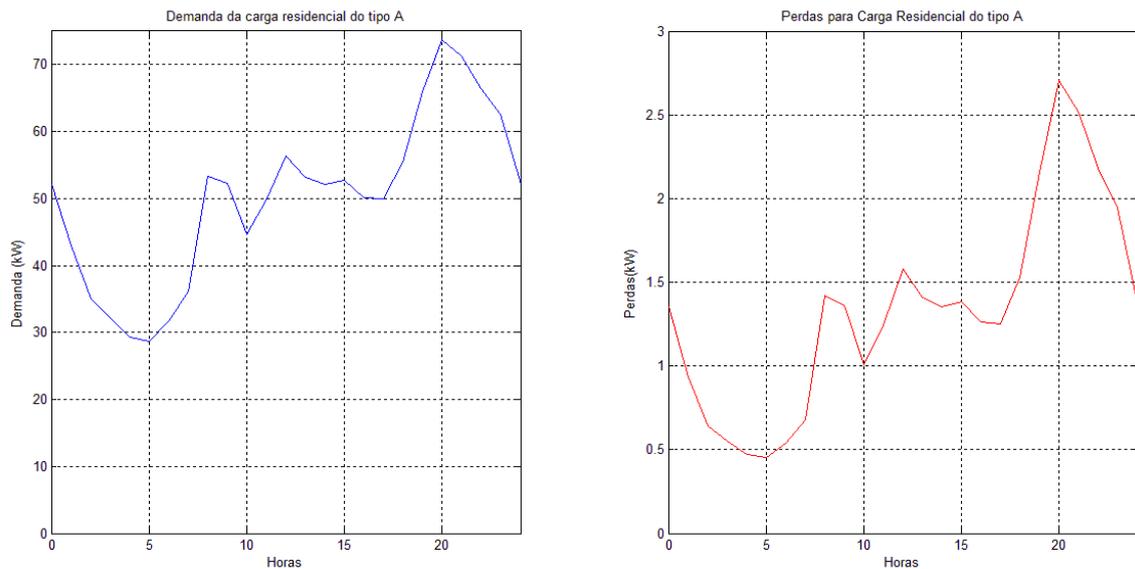


GRÁFICO 3.2 – Demanda e perdas para carga residencial do tipo A



Como se observa no gráfico 3.2, há uma grande similaridade do formato da curvas de carga (azul à esquerda) com o formato da curva de perdas (vermelha à direita). Isso ocorre pois as perdas são proporcionais à demanda por energia elétrica e se relacionam segundo a equação 4.

$$P = R * I^2 \quad \text{Equação 1}$$

$$R = \rho * l \quad \text{Equação 2}$$

$$D = U * I * fp \rightarrow I = \frac{D}{U * fp} \quad \text{Equação 3}$$

Dessa forma, substituindo as equações 2 e 3 na 1:

$$P = \rho * l * \left(\frac{D}{U * fp}\right)^2 \quad \text{Equação 4}$$

Onde:

D = Demanda (W);
 U = Tensão (V);
 P = Perdas (W);
 ρ = Resistividade do condutor (Ohm/Km);
 l = Comprimento do condutor (Km);
 I = Corrente (A); e
 fp = Fator de potência.

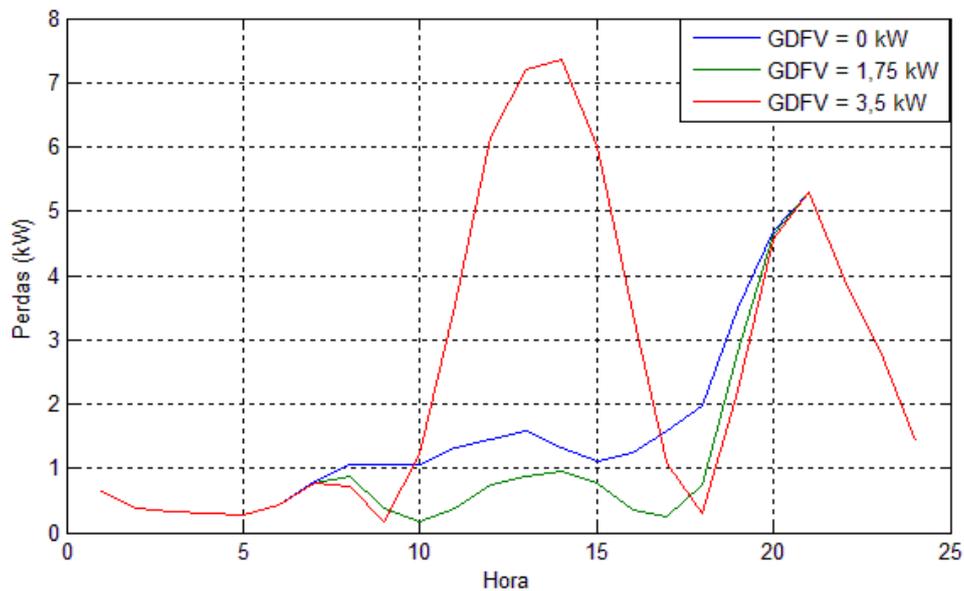
Portanto, para tensão e fator de potência constantes, as perdas estão em função do quadrado da demanda. Percebe-se essa relação nas curvas do gráfico 3.2, pois a curva de perdas tem o mesmo formato da curva de demanda, porém a inclinação das linhas nos dois gráficos é diferente.

De posse do gráfico 3.2, soma-se a energia dissipada em forma de perdas, em cada hora do dia, resultando em um valor de energia dissipada como perdas técnicas para o dia inteiro. Então, esse valor de energia dissipada, é colocado em porcentagem da energia total consumida pelas setenta e duas UC, que foram modeladas como carga do alimentador. Dá-se ao valor resultante desse cálculo, o nome de Percentual Inicial de Perdas (PIP). No caso do gráfico 3.2, esse percentual inicial de perdas foi de 2,98%.

Agora, introduz-se nessas setenta e duas UC uma certa potência instalada de GDFV. Sabe-se que, a GDFV, por suprir localmente o consumo de energia de uma UC, gera uma redução das perdas causada por aquela UC. O gráfico 3.3 traz as perdas causadas pelas setenta e duas UC com carga residencial do tipo A (gráfico 3.1), para três casos:

- Unidades consumidores sem produção de GDFV;
- Cada UC com 1,75 kW de potência instalada de GDFV; e
- Cada UC com 3.5 kW de potência instalada de GDFV.

GRÁFICO 3.3 – Perdas em função da hora para três variações de GDFV



Verifica-se, no gráfico 3.3 que o aumento da GDFV, até certo ponto, causa uma redução nas perdas. Porém, a partir de uma certa potência instalada de GDFV, as perdas aumentam. Isso acontece pois, se houver muita energia sendo gerada como GDFV, essa energia, além de suprir todo o consumo daquela UC para o determinado momento, passa a ser enviada no sentido da fonte. Isso causa um aumento das perdas.

Agora, deseja-se conhecer as curvas intermediárias às 3 curvas expostas no gráfico 3.3. Para isso foi realizado o algoritmo ilustrado na figura 3.3, e gerou-se o gráfico 3.4, que traz a potência dissipada em perdas, em função da hora, e em função da potência instalada de GDFV.

FIGURA 3.3 - Algoritmo

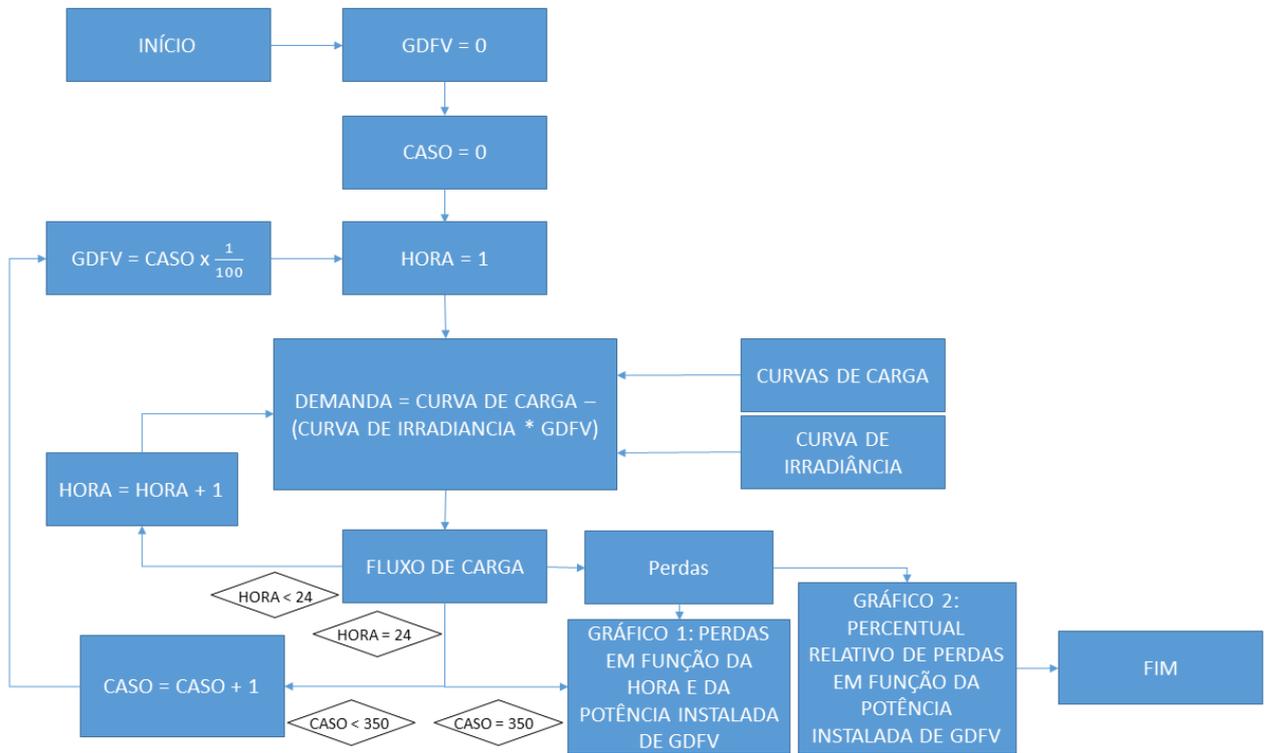
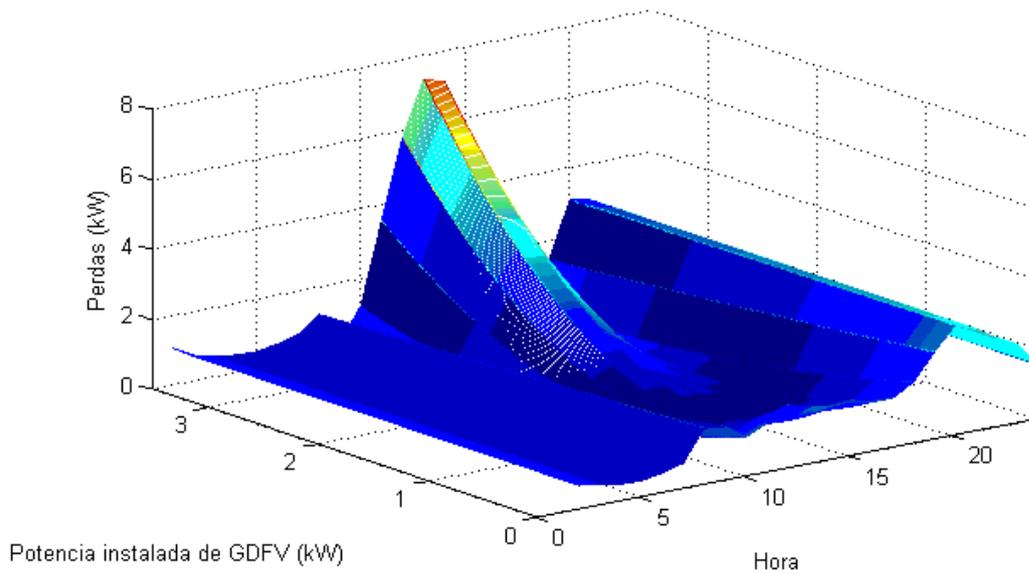


GRÁFICO 3.4 – Superfície de perdas para carga residencial do tipo A

Perdas para carga residencial do tipo A em função da hora e da potência instalada de GDFV



Observa-se, no gráfico 3.4, o comportamento detalhado das perdas. Confirma-se, assim, o que foi exemplificado no gráfico 3.3: com o aumento da GDFV, as perdas diminuem até certo ponto, e, depois disso, começam a aumentar.

Continuando o método, deseja-se agora, descobrir a energia diária dissipada na forma de perdas. Portanto, como exemplo, calcula-se a energia diária dissipada na forma de perdas, para os três casos expostos no gráfico 3.3, e tem-se que:

- Para 0 kW de potência instalada de GDFV: 35,8 kWh;
- Para 1,75 kW de potência instalada de GDFV: 25,3 kWh; e
- Para 3,5 kW de potência instalada de GDFV: 54,3 kWh.

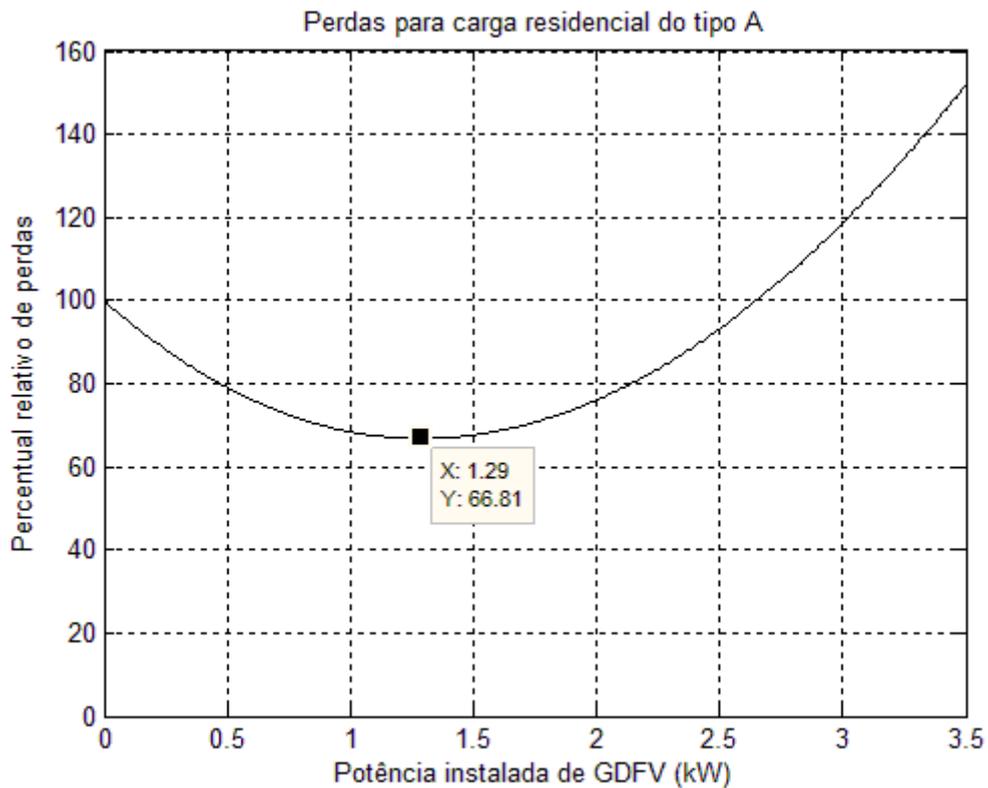
Essa energia dissipada em perdas, é colocada em porcentagem do valor da própria energia dissipada no caso de as UC não apresentarem GDFV. Dá-se a esse valor o nome de percentual relativo de perdas, pois são valores de perdas relativos ao caso sem GDFV. A tabela 3.1 traz os percentuais relativos de perdas para os três casos demonstrados no gráfico 3.3.

TABELA 3.1 – Percentuais relativos de perdas

Potência instalada de GDFV	Energia diária dissipada em perdas	Percentual relativo de perdas
0 kW	35,6 kWh	100%
1,75 kW	25,3 kWh	71,06%
3,5 kW	54,3 kWh	152,52%

Extendendo-se o procedimento feito acima para diversos valores de potência instalada, gera-se o gráfico 3.5, que apresenta o percentual relativo de perdas em função da potência instalada de GDFV em cada UC (ainda considerando que todas as UC tenham a curva de carga do gráfico 3.1). O algoritmo utilizado nesse processo foi ilustrado na figura 3.3.

GRÁFICO 3.5 – Percentual relativo de perdas para carga residencial do tipo A



Com isso, deseja-se comparar o gráfico do percentual relativo de perdas para carga residencial do tipo A, a gráficos dos percentuais relativos de perdas para outros tipos de carga. Portanto, o processo descrito acima será repetido para cargas residencial do tipo B e comercial, ainda sendo modeladas no alimentador de duas barras apresentado na figura 3.1.

Como deseja-se avaliar a influência da curva de carga nas perdas, para evitar que a diferença no consumo diário influencie no presente estudo, as curvas de carga serão normalizadas para apresentarem iguais consumos de energia. As curvas de carga estão ilustradas nos gráficos 3.6 e 3.7.

3.1.1.2 Cargas residencial do tipo B e comercial

GRÁFICO 3.6 – Curva de carga residencial do tipo B

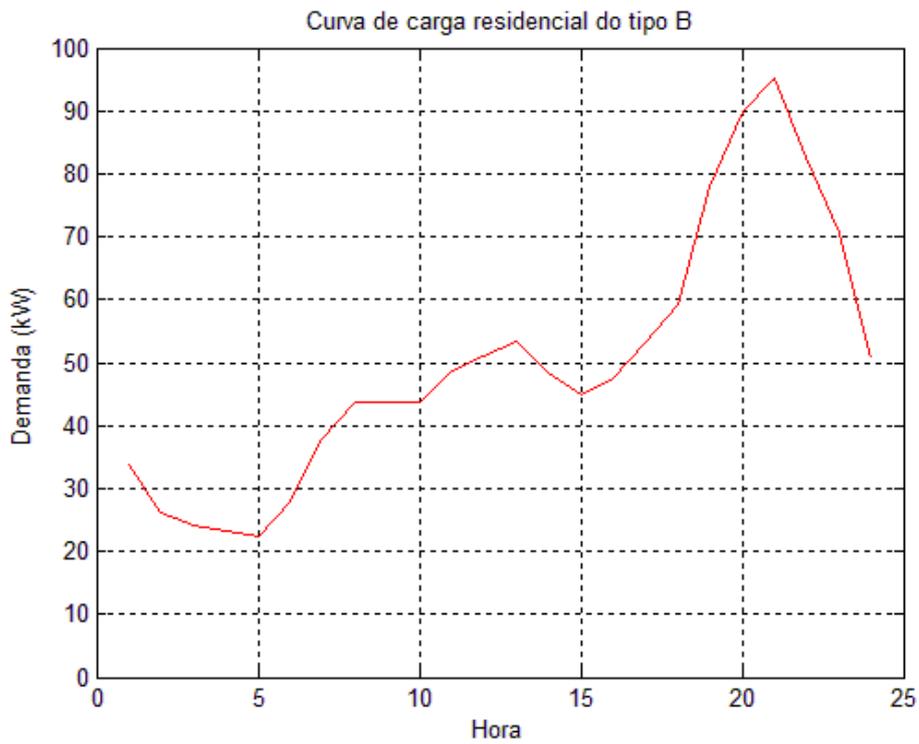
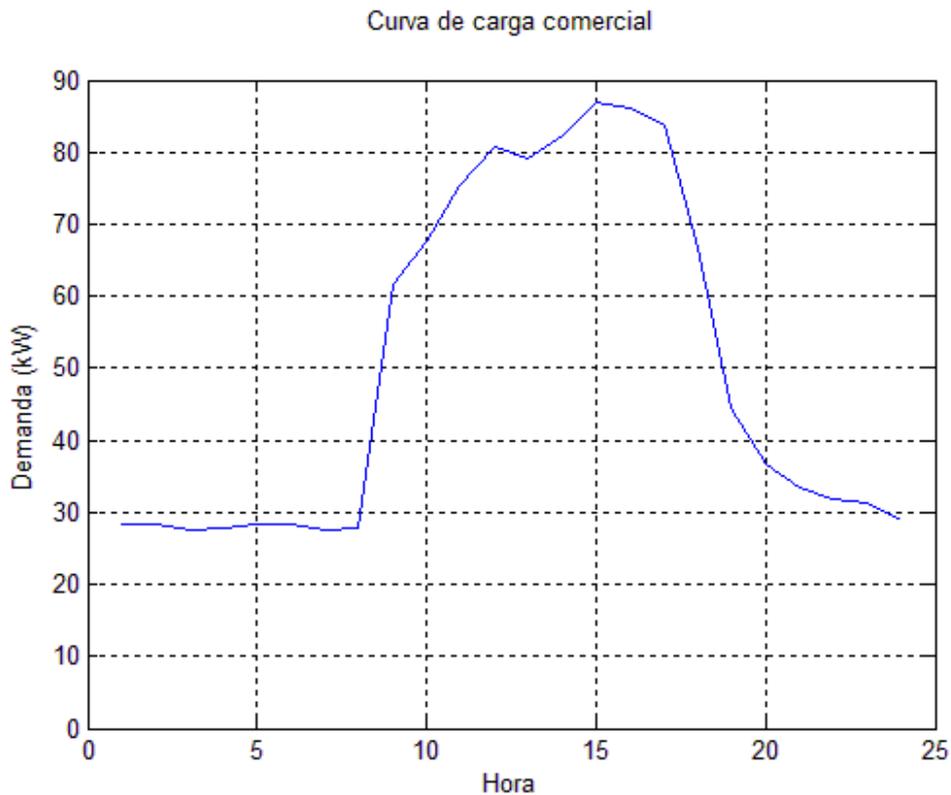
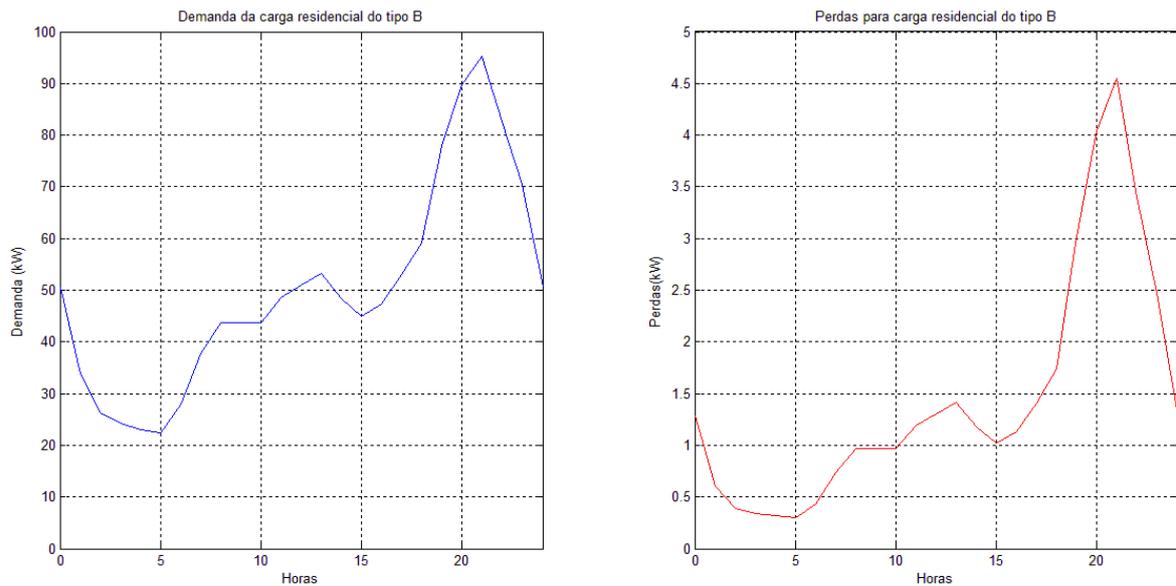


GRÁFICO 3.7 - Curva de carga comercial



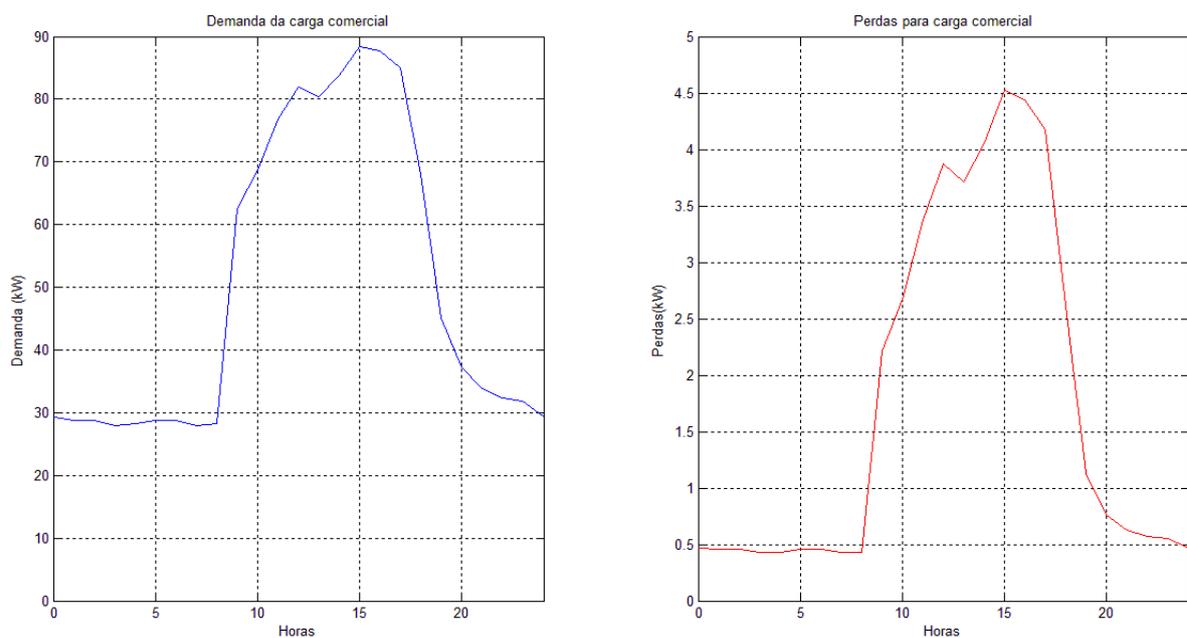
Continuando o método descrito na seção 3.2.1, tem-se as seguintes curvas de perdas para cargas residencial do tipo B (gráfico 3.8) e comercial (gráfico 3.9), respectivamente:

GRÁFICO 3.8 - Demanda e perdas para carga residencial do tipo B



Percentual inicial de perdas para carga residencial do tipo B: 3,29%

GRÁFICO 3.9 - Demanda e perdas para carga comercial



Percentual inicial de perdas para carga comercial: 3,5%

Percebe-se nos gráficos 3.2, 3.8 e 3.9 que o perfil de perdas possui o mesmo formato do perfil de carga, como já foi explicado com a equação 4. Observa-se ainda que, embora o consumo diário de energia seja igual para as três curvas de carga, as perdas diárias de energia são diferentes para cada caso. Esse fato também é explicado com base na relação quadrática entre demanda e perdas (Equação 4).

Analogamente ao descrito na seção 3.2.1, introduz-se GDFV nas UC modeladas. Os gráficos 3.10 e 3.11 demonstram como a GDFV altera o perfil diário de perdas para cargas residencial do tipo B e comercial, respectivamente.

GRÁFICO 3.10 - Superfície de perdas para carga residencial do tipo B

Perdas para carga residencial do tipo B em função da hora e da potência instalada de GDFV

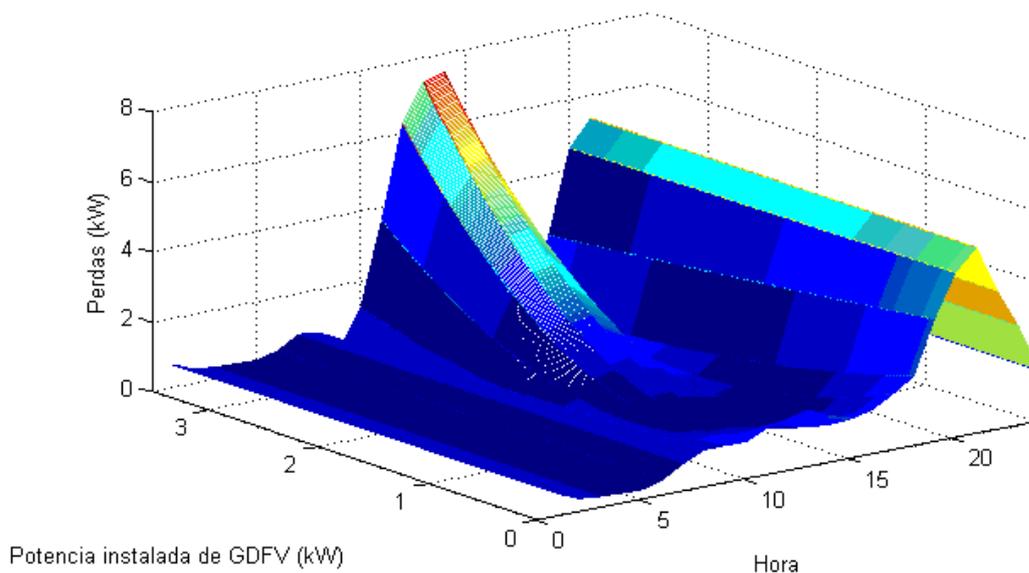
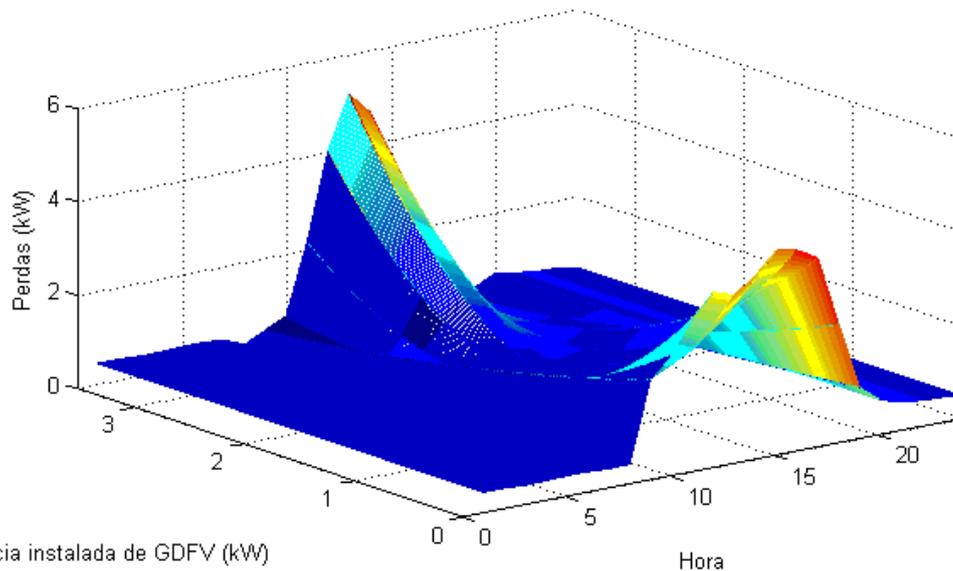


GRÁFICO 3.11 - Superfície de perdas para carga comercial

Perdas para carga comercial em função da hora e da potência instalada de GDFV



Percebe-se que os gráficos 3.4, 3.10 e 3.11 seguem o mesmo padrão: a curva de perdas começa seguindo o formato da curva de carga e, à medida em que se aumenta a GDFV nas UC, as perdas vão sendo reduzidas, e depois de certo ponto, começam a aumentar. Esse comportamento é evidenciado nos gráficos 3.5, 3.12 e 3.13.

GRÁFICO 3.12 – Percentual relativo de perdas para carga residencial do tipo B

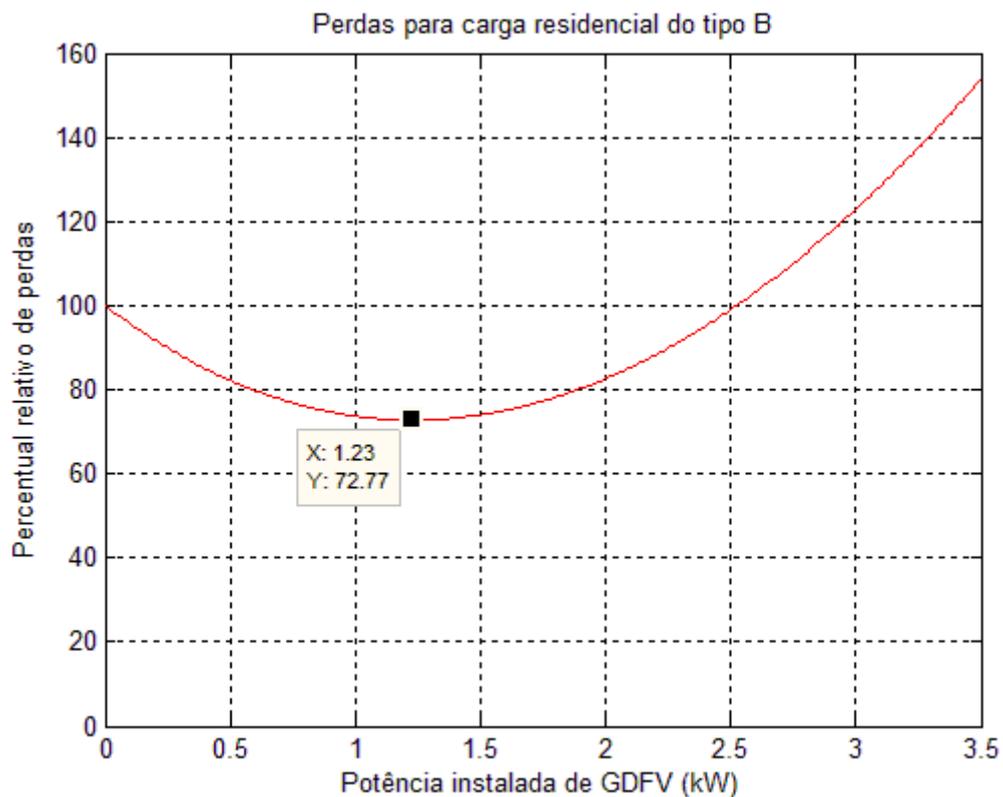
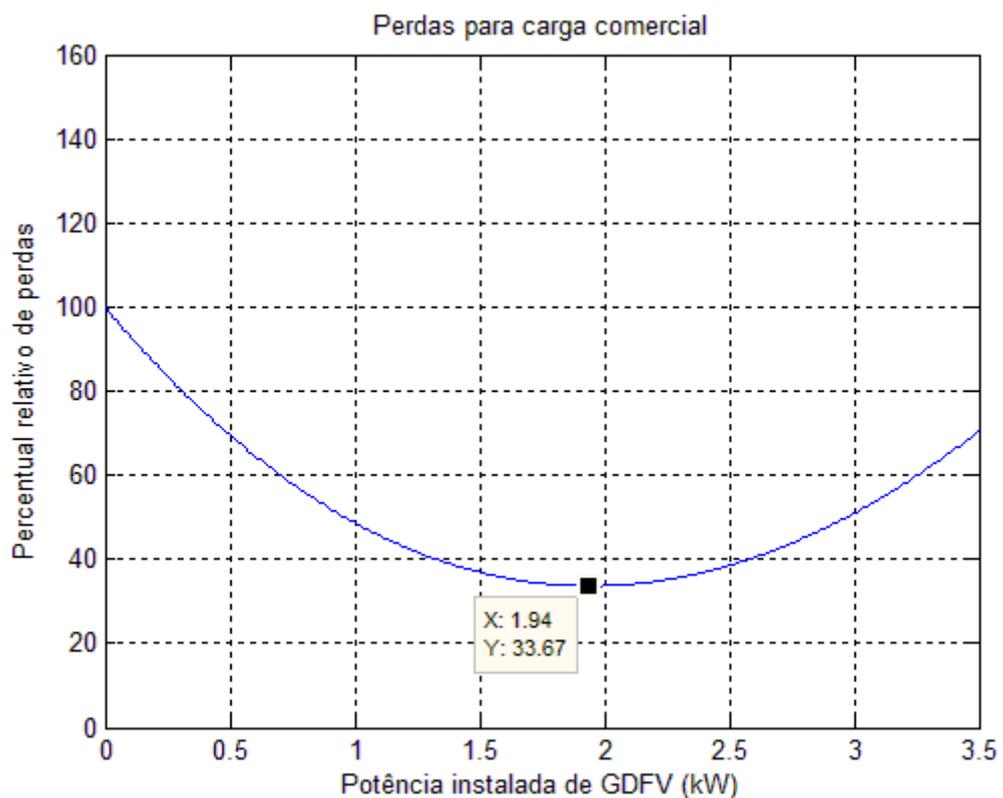
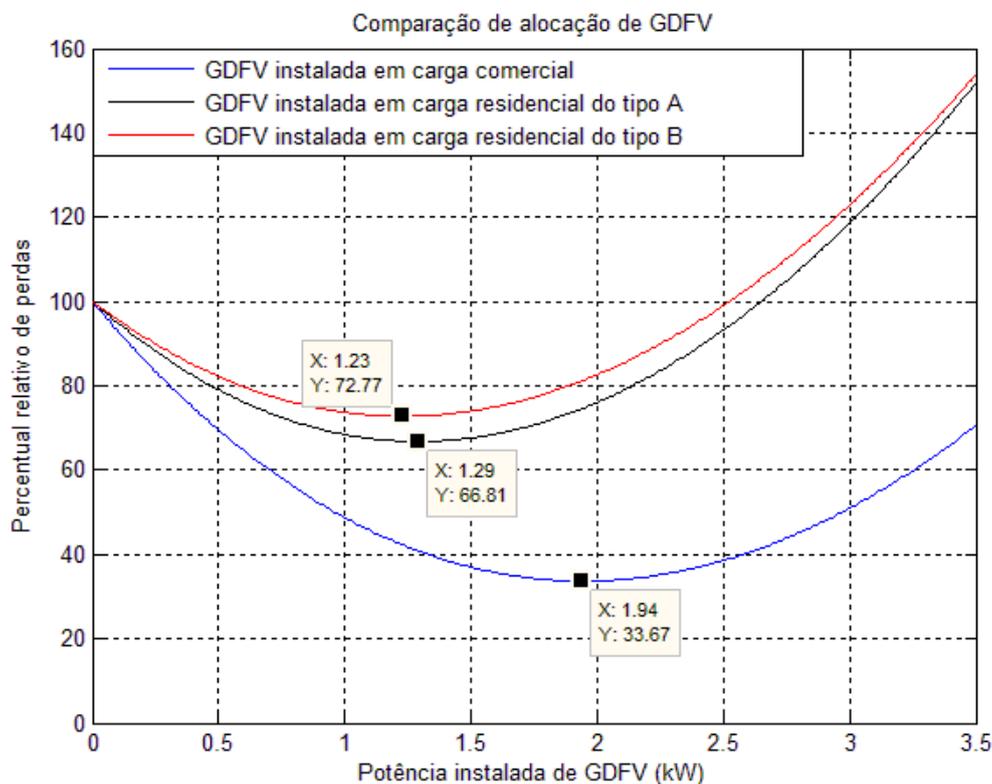


GRÁFICO 3.13 - Percentual relativo de perdas para carga comercial



Para uma melhor comparação, o gráfico 3.14 traz, sobrepostos, as curvas dos percentuais relativos de perdas para as três curvas de carga.

GRÁFICO 3.14 – Percentual relativo de perdas



3.1.1.3 Comparação do ponto mínimo

A tabela 3.2 traz os valores dos pontos de inflexão das curvas do gráfico 3.13 para também ajudar na comparação.

TABELA 3.2 – Comparação da redução máxima de perdas

Tipo de UC	Percentual inicial de perdas (%)	Percentual relativo de perdas (%)	Energia economizada em um mês (kWh)
Comercial	3,48	33,67	830,98224
Residencial do tipo A	2,98	66,81	356,06232
Residencial do tipo B	3,29	72,77	322,51212

Tendo o Percentual Inicial de Perdas (PIP), que é a relação entre as perdas no caso sem GDFV e o consumo diário, juntamente com o percentual de redução de perdas em relação ao valor de perdas do caso zero, e também o valor do consumo diário de energia, consegue-se calcular o valor absoluto da economia de energia, atingida com a redução de perdas, para o ponto máximo de cada curva.

Como se nota no gráfico 3.14, as curvas seguem o formato de uma parábola, como era esperado. Como já foi citado, quando se tem pouca potência instalada de painéis FV, o aumento da GDFV acarretará em uma diminuição da demanda, e conseqüentemente uma diminuição das perdas. A partir de uma certa potência instalada, gera-se um excedente de energia, que é injetado de volta na rede. Quando a UC começa a injetar energia na rede, as perdas aumentam, fazendo o gráfico das perdas pela potência instalada de GDFV, se comportar como uma parábola. A tabela 3.3 explicita os valores de potência instalada de GDFV no qual as perdas começam a aumentar, para cada tipo de carga.

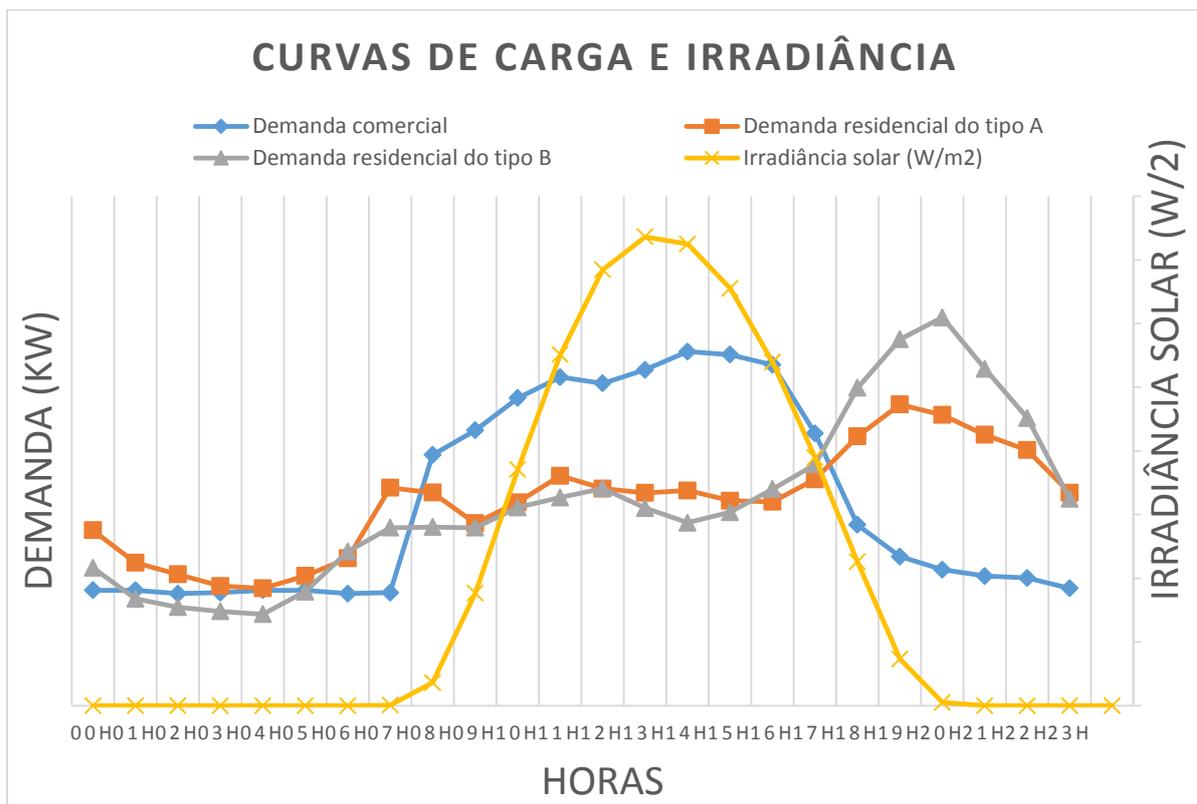
TABELA 3.3 – Potência instalada de GDFV para máxima redução de perdas

Tipo de carga	Potência instalada de GDFV que, a partir da qual, faz as perdas aumentarem
Residencial do tipo A	1,29 kW
Residencial do tipo B	1,23 kW
Comercial	1,94 kW

Verifica-se no gráfico que a curva de perdas para carga comercial está sempre abaixo da curva de perdas para carga residencial. Isso significa que, para uma determinada quantidade de GDFV, se ela estiver alocada em uma UC com carga típica comercial, a redução de perdas é maior do que se ela estivesse alocada em uma UC com carga típica residencial, não importando a quantidade de GDFV.

Esse fato é explicado pela semelhança da curva de irradiância com a curva de carga comercial. Percebe-se, comparando os 3.1, 3.5 e 3.6 com o gráfico 2.5, que existe uma grande coincidência do gráfico 3.6 com o gráfico 2.5. O gráfico 3.15 traz essas curvas sobrepostas.

GRÁFICO 3.15 – Curvas de carga e irradiância



Em uma situação ideal, se uma curva de carga tivesse exatamente o mesmo formato da curva de irradiação solar, a instalação de painéis FV nesta UC, conseguiria tornar a energia fornecida pela distribuidora igual a zero kWh, pois a GDFV supriria completamente o consumo da UC. Dessa forma, a GDFV reduziria também a zero kWh, as perdas para suprir aquela UC. Por outro lado, se a curva de carga de uma UC não for coincidente com a curva de irradiação solar, o fato de uma UC gerar energia e injetar na rede, para em outro momento retirar energia da rede, acaba gerando perdas duas vezes: no momento em que ela injeta e no momento em que ela retira energia da rede.

Portanto conclui-se que quanto maior for a correlação entre a curva de carga e a curva de irradiância solar, maior será a redução de perdas causada pela instalação de painéis FV na UC correspondente, para o alimentador de duas barras em questão. Com a ajuda do gráfico 3.15, é possível a realização de uma comparação visual entre as curvas de carga e a curva de irradiância. Percebe-se que a curva de carga comercial tem maior correlação com a curva de

irradiância. Por causa disso, é neste tipo de carga que se têm maior redução de perdas com a instalação de painéis FV, assim como visto no gráfico 3.14.

Outro ponto importante a ser analisado neste cenário é a comparação das perdas no ponto em que a potência instalada de GDFV compensa energeticamente todo o consumo da UC. Para achar esse ponto, precisa-se achar a potência que torna o consumo diário de energia da UC igual a produção diária de energia², doravante esse ponto será denominado “ponto de equilíbrio”.

$$CD = PD$$

Equação 5

$$PD = EDES * PotInst$$

Equação 6

Dessa forma, substituindo a equação 9 na 8:

$$PotInst = \frac{CD}{EDES}$$

Equação 10

Para o caso em questão:

$$PotInst = \frac{\frac{500}{30}}{5.1696} = 3,22 \text{ kW}$$

Equação 11

O valor de potência instalada de GDFV para atingir o ponto de equilíbrio foi calculado, para o caso em estudo, supondo eficiência do sistema igual a 100%. Na realidade essa eficiência varia entre 75 e 80%.

² Uma conta de luz, segundo as normas correntes no DF, gerada pelas curvas de cargas utilizadas neste trabalho, nunca poderá ter seu valor igual a zero, pois mesmo que o montante de energia gerada seja igual ao montante de energia consumida, o ICMS, que incide sobre o total de energia extraído da rede, ainda será cobrado. Ademais, o Custo de Disponibilidade, que é o valor mínimo faturável pela concessionária para manter a energia elétrica à disposição do consumidor, também será cobrado.

CD (kWh) : Consumo diário de energia;

PD (kWh) : Produção diária de energia;

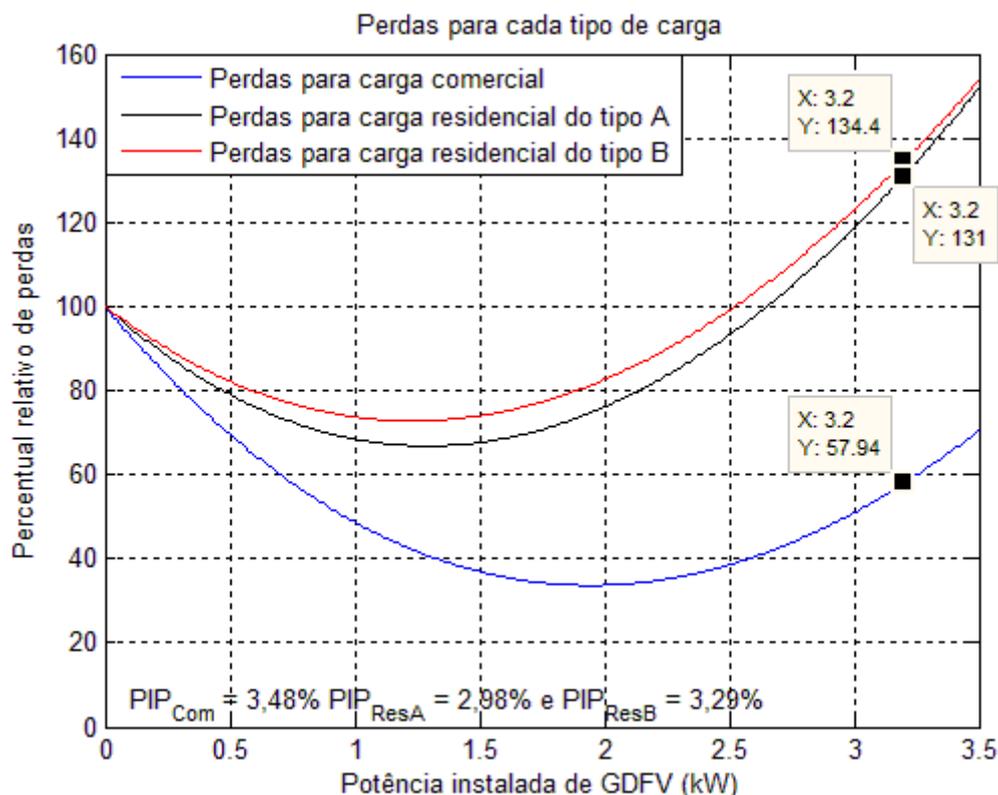
$EDES$ (W/m^2): Energia diária entregue pelo sol segundo a curva de irradiância utilizada (INMET);

$PotInst$ (kW) : Potência Instalada de GDFV;

Portanto, como todas as UC do alimentador consomem a mesma quantidade de energia, a potência instalada de GDFV que reduz ao máximo a conta de luz da UC em estudo é igual 3,2 kW. Tendo em vista esse valor, o gráfico 3.16 explicita estes pontos.

3.1.1.4 Comparação do ponto de equilíbrio

GRÁFICO 3.16 – Comparação das perdas no ponto de equilíbrio



Constata-se que, se as UC residenciais instalarem potência de GDFV suficiente para alcançarem o ponto de equilíbrio, elas irão aumentar em, no mínimo, 30% as perdas geradas, em relação às perdas sem GDFV. Por outro lado, se uma UC comercial conseguir atingir o ponto de equilíbrio, ela, ainda assim, estará reduzindo as perdas em aproximadamente 42%.

Mais uma vez, essa diferença é explicada com base na correlação entre as curvas de carga e a curva de irradiação solar. Se uma residência, cuja curva de carga não tem uma boa correlação com a curva de irradiação solar, atinge o ponto de equilíbrio; toda a demanda por energia fora do período de irradiação solar tem que ser compensada por uma geração de energia que, necessariamente, vai ocorrer dentro do período de irradiação solar. Isso aumenta as perdas durante o dia, pois a UC vai injetar mais energia na rede; e não altera as perdas no período da noite.

Pode-se dizer então que, quanto menor a correlação entre a curva de carga e a curva de irradiação solar, maiores serão as perdas relativas a essa UC no ponto de equilíbrio.

Realizadas as comparações dos pontos mínimos e dos pontos de equilíbrio para as 3 curvas de carga, finda-se assim o primeiro cenário. O método utilizado no segundo cenário será exposto na seção 3.2.

3.1.2 Segundo cenário – alimentador de quarenta barras

O alimentador de quarenta barras utilizado nesse cenário é descrito na seção 3.4.1. Porém, cabe informar aqui que ele já tem, predeterminadas, as curvas de carga de cada transformador.

Neste cenário, a GDFV será alocada primeiramente em todas as UC, em seguida, somente nas UC comerciais, e por fim, somente nas UC residenciais.

Para cada alocação diferente de GDFV, as UC terão a potência instalada de GDFV variada de 0 kW até 3,5 kW por UC. Com isso, o gráfico do percentual relativo de perdas será gerado, para cada alocação de GDFV. Então, assim como no primeiro cenário, os pontos mínimos e o pontos de equilíbrio serão

comparados. Essa comparação fornecerá um resultado matemático preciso a respeito da eficiência da UC na qual será alocada a GDFV, para a redução das perdas.

3.2 Materiais

Para que seja possível a realização dos procedimentos descritos na seção 3.1, alguns materiais se fazem necessários. Nesta seção, são detalhados os elementos dos quais a implementação do método proposto dependerá, como: impedâncias dos alimentadores, curva de irradiância solar, e ainda os programas responsáveis pela execução dos fluxos de potência.

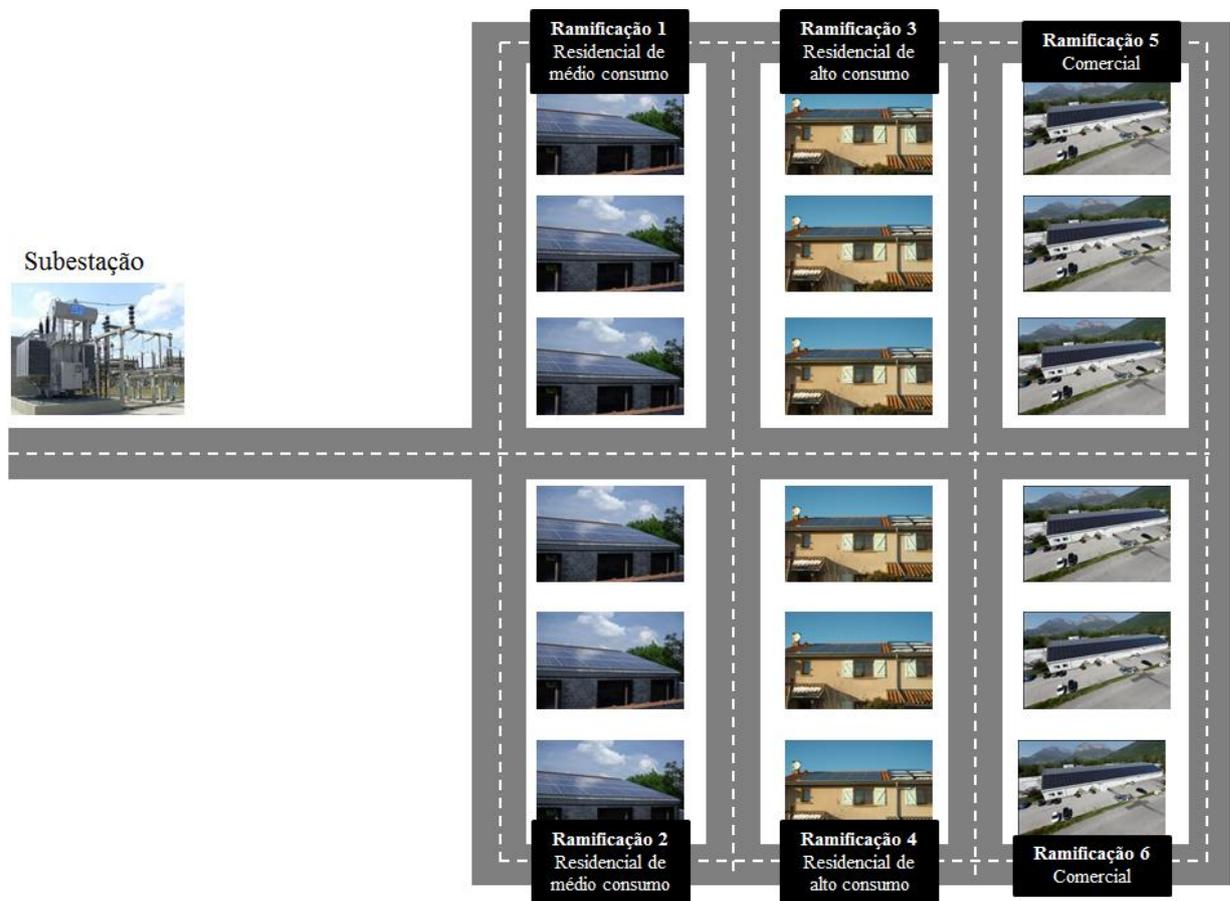
3.2.1 Alimentador radial de distribuição de 40 barras

O modelo de um alimentador radial será usado para que as perdas técnicas na rede de distribuição possam ser calculadas. As perdas serão analisadas em cenários diferentes, em que, tanto o tipo de UC na qual será alocada a GD, quanto a potência instalada de GD, vão variar.

O alimentador é proveniente de um estudo realizado por LOPES, L. Z. (2011). Este alimentador dispõe de 40 barras e foi construído para analisar a penetração de GDFV na rede. É um alimentador hipotético radial que simula um alimentador real de uma rede de distribuição de 13,8 kV. Ele possui unidades consumidoras residenciais de alto e médio consumo e unidades consumidoras comerciais também, com fatores de potência distintos, assim como a potência dos transformadores e a seção transversal dos ramos.

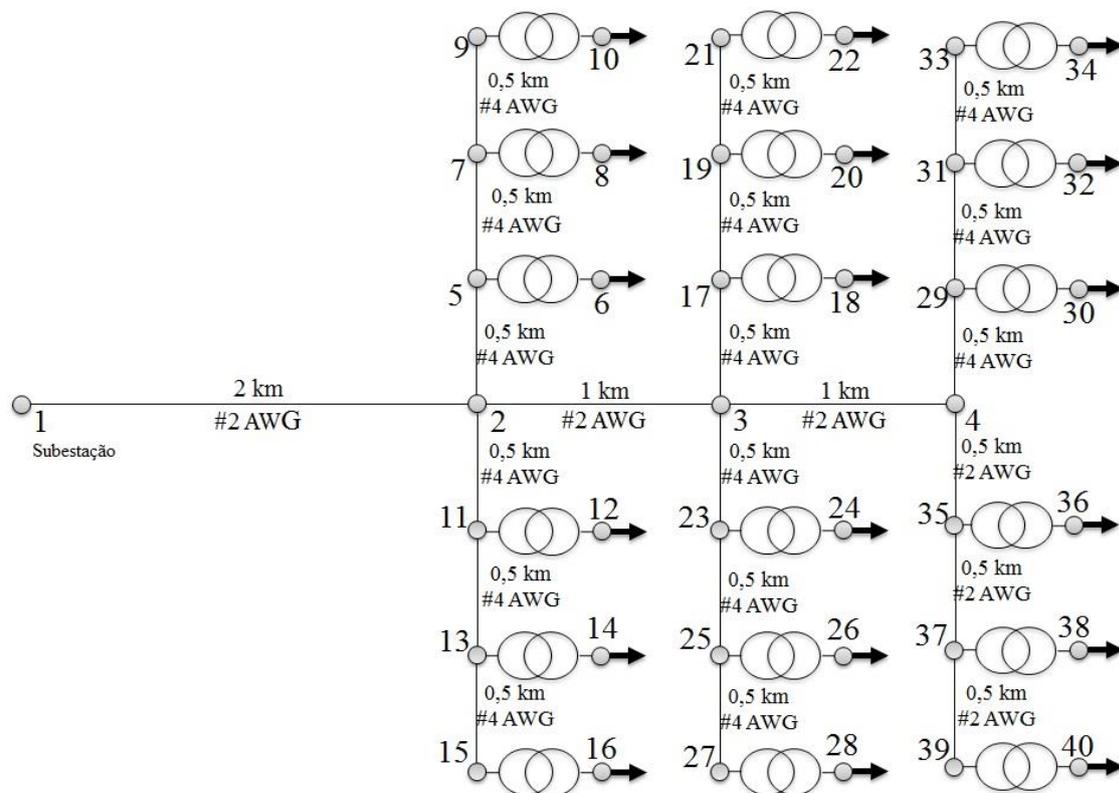
O alimentador, como está detalhado nas figuras 3.4, 3.5 e 3.6, tem seu ramo principal, de 4 barras, com a maior seção transversal dos ramos. Desse ramo principal saem seis ramificações, descritas a seguir:

FIGURA 3.4 – Detalhamento das ramificações do alimentador



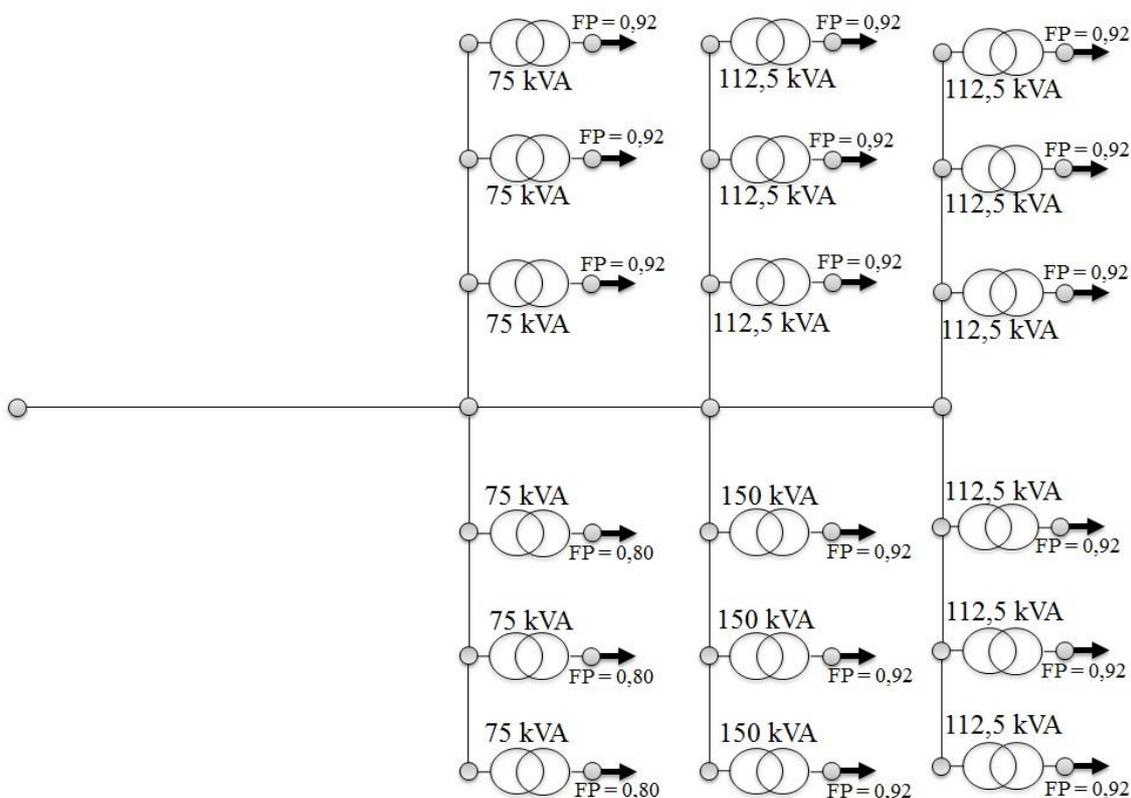
Fonte: LOPES, L. Z. (2011). Alimentador Radial de Distribuição para Simulações de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Publicação ENE 07/2011, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 107p.

FIGURA 3.5 – Detalhamento dos condutores do alimentador



Fonte: LOPES, L. Z. (2011). Alimentador Radial de Distribuição para Simulações de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Publicação ENE 07/2011, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 107p.

FIGURA 3.6 – Detalhamento dos transformadores e os respectivos fatores de potência de suas cargas



Fonte: LOPES, L. Z. (2011). Alimentador Radial de Distribuição para Simulações de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Publicação ENE 07/2011, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 107p.

3.2.1.1 Ramificação1

Contém 3 conjuntos de 21.600 m² com unidades consumidoras residenciais de médio consumo. Cada conjunto é atendido por um transformador de 75 kVA e possui 72 lotes de 300 m², dos quais 50 m² podem ser destinados à instalação de painéis fotovoltaicos (FV). A carga resultante de cada conjunto possui um fator de potência igual a 0,92.

3.2.1.2 Ramificação 2

Contém 3 conjuntos de unidades consumidoras residenciais de médio consumo, assim como a ramificação 1. Porém a carga resultante de cada conjunto tem fator de potência igual a 0,8.

3.2.1.3 Ramificação 3

Analogamente às ramificações 1 e 2, também possui 3 conjuntos de unidades consumidoras residenciais, porém agora essas unidades apresentam alto consumo de energia elétrica. Cada conjunto apresenta 72 lotes com as mesmas dimensões dos lotes das primeiras duas ramificações. Cada conjunto é atendido por um transformador de 112,5 kVA e a carga de cada conjunto possui fator de potência de 0,92.

3.2.1.4 Ramificação 4

Exatamente igual à ramificação 3, porém possui todos os transformadores com potência igual a 150 kVA.

3.2.1.5 Ramificação 5

Essa ramificação possui unicamente unidades consumidoras do tipo comercial. Os 3 conjuntos existentes nela são supridos, cada um, por um transformador de 112,5 kVA. Os 72 lotes de cada conjunto apresentam 300 m² cada um, mas agora 100m² podem ser destinados à instalação de painéis FV. O fator de potência da carga é igual a 0,92.

3.2.1.6 Ramificação 6

A ramificação 6 repete a ramificação 5 com única diferença na secção transversal do condutor utilizado. Na ramificação 6 o condutor é mais robusto que o usado na ramificação 5.

A tabela 3.3 apresenta um resumo das informações do alimentador e suas ramificações.

TABELA 3.3 – Detalhamento do alimentador

	Tipo da UC	Conjuntos	Potência do trafo (kVA)	Número de lotes	Área do lote (m ²)	Área destinada à instalação de painéis FV por lote (m ²)	Fator de potência da carga
Ramificação 1	Residencial de médio consumo	3	75	72	300	50	0,92
Ramificação 2	Residencial de médio consumo	3	75	72	300	50	0,8
Ramificação 3	Residencial de alto consumo	3	112,5	72	300	50	0,92
Ramificação 4	Residencial de alto consumo	3	150	72	300	50	0,92
Ramificação 5	Comercial	3	112,5	72	300	100	0,92
Ramificação 6	Comercial	3	112,5	72	300	50	0,92

3.2.1.7 Parâmetros do alimentador

Uma potência igual a 2 MVA foi escolhida como base (S_{base}) pois é um valor muito próximo à soma da potência de todos os transformadores presentes no alimentador. Sua tensão de base (V_{base}) é igual a 13,8 kV. A tabela 3.2 traz os valores das bases do sistema p.u. definidos para esse alimentador.

TABELA 3.4 – Bases do sistema p.u.

Base	Valor
Potência	$S_{base} = 2 \text{ MVA}$
Tensão	$V_{base} = 13,8 \text{ kV}$
Impedância	$Z_{base} = V_{base}^2/S_{base} = 95,22 \Omega$
Corrente	$I_{base} = S_{base} / (\sqrt{3} * V_{base}) = 83,67 \text{ A}$

Fonte: LOPES, L. Z. (2011). Alimentador Radial de Distribuição para Simulações de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Publicação ENE 07/2011, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 107p.

Como já foi demonstrado na figura 3.3, o alimentador em questão possui 6 ramificações do tronco principal. As primeiras cinco ramificações possuem o mesmo condutor e a sexta ramificação possui o mesmo condutor do tronco principal. A tabela 3.5 traz as grandezas elétricas de cada condutor.

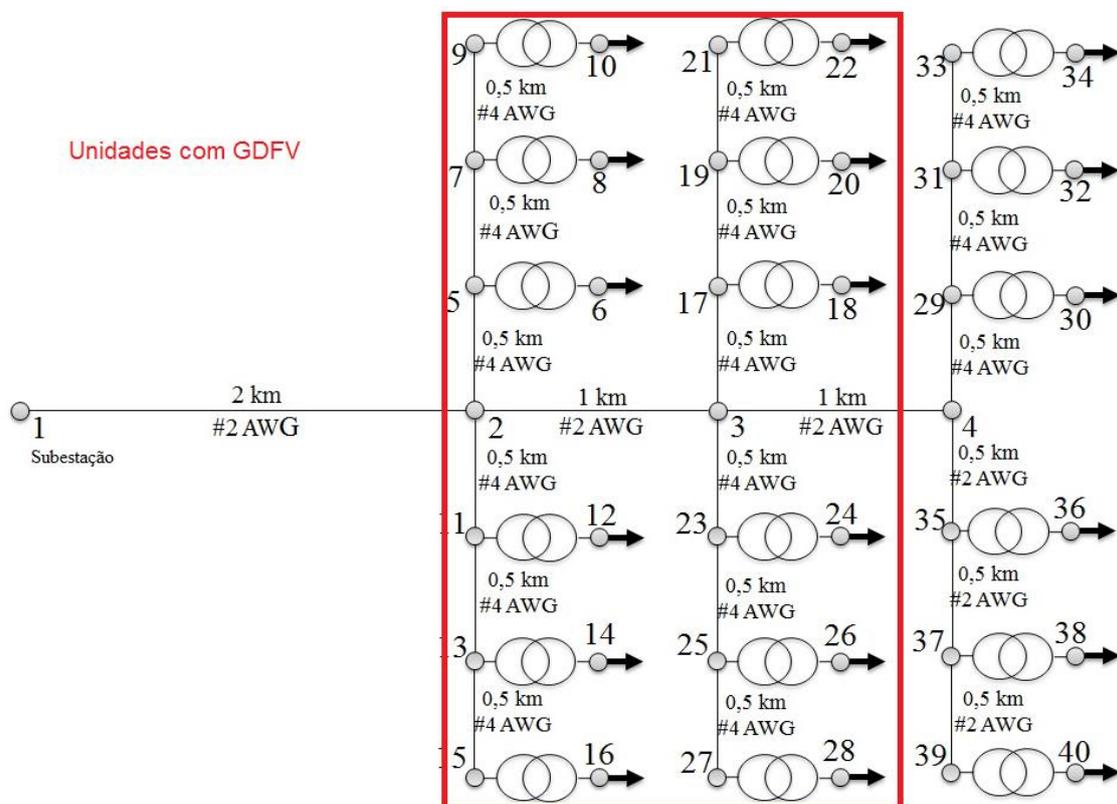
TABELA 3.5 – Condutores

Tipo do condutor	Presente nas ramificações	Resistência a 50o C e 60 Hz (Ω/km)	Reatância a 60 Hz (Ω/km)	Ampacidade (A)
#4 alumínio reforçado com aço	1,2,3,4 e 5	1,584	0,489	140
#2 alumínio	6 e Tronco	0,956	0,453	156

Fonte: LOPES, L. Z. (2011). Alimentador Radial de Distribuição para Simulações de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Publicação ENE 07/2011, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 107p. (modificada)

3.2.1.8 Aplicação do alimentador nas simulações do segundo cenário

FIGURA 3.9 – Alocação de GDFV para a terceira simulação do segundo cenário: UC residenciais.



3.2.2 Hipóteses adotadas para a simulação

Como o alimentador em questão se trata de um modelo matemático, que não consegue reproduzir perfeitamente a realidade, algumas hipóteses são adotadas para simplificar variáveis, que não afetam substancialmente a análise proposta, e fazer com que o modelo se assemelhe o máximo possível à realidade.

3.2.2.1 Alimentador trifásico e simétrico

Para simplificar o cálculo e as análises, o alimentador será modelado como sendo trifásico com cargas equilibradas.

3.2.2.2 Tipos de carga

Os transformadores não serão modelados neste estudo. Portanto, todas as cargas são modeladas como se estivessem ligadas diretamente às barras de média tensão (13,8 kV). Isso simplifica os cálculos, porém não restringe a potência de GDFV que pode ser gerada nas UC atendidas por um transformador.

Somente o consumo durante a semana será modelado para cada tipo de carga.

Assim como no primeiro cenário, as cargas serão modeladas para possuírem o mesmo consumo diário de energia. Dessa forma as residências de alto consumo serão modeladas pela curva de carga residencial do tipo A, e as residências de médio consumo serão modeladas pela curva de carga do tipo B.

3.2.2.3 Resistência, reatância e distância entre as fases

Sabendo a resistividade dos condutores utilizados no alimentador, basta determinar o tamanho deles para saber a resistência total da linha a uma dada temperatura. Essa resistência é calculada de acordo com a seguinte equação:

$$R(\text{ohm}) = r \left(\frac{\text{ohm}}{\text{km}} \right) \times L (\text{km})$$

Equação 2

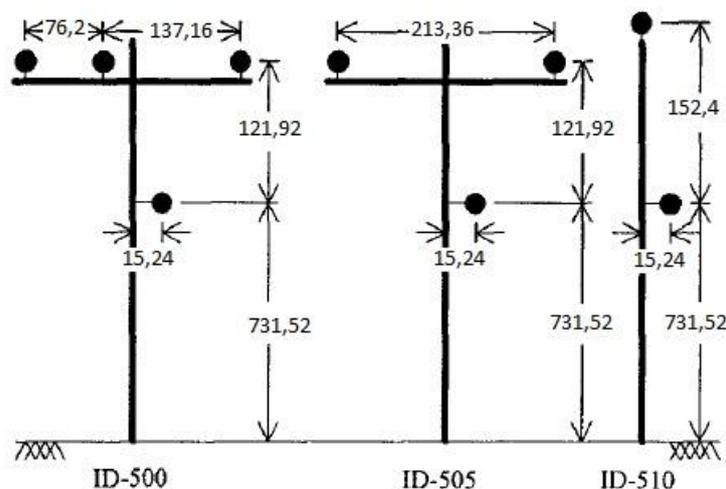
Em sistemas de transmissão e distribuição reais, a matriz de impedâncias de uma linha recebe influência do arranjo dos condutores de fase e neutro, como mostra a figura 3.10. A transposição dos cabos é levada em consideração na hora de calcular a impedância de uma linha. Contudo, neste trabalho, as reatâncias serão calculadas analogamente às resistências, desprezando o arranjo dos cabos nas linhas, como mostra a equação abaixo:

$$X(\text{ohm}) = x \left(\frac{\text{ohm}}{\text{km}} \right) \times L (\text{km})$$

Equação 3

Fonte: LOPES, L. Z. (2011). Alimentador Radial de Distribuição para Simulações de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Publicação ENE 07/2011, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 107p.

FIGURA 3.10 – Espaçamento entre condutores



Fonte: IEE PES – Power & Energy Society. Distribution Test Feeders. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>>. Acesso: 2 nov 2010 (modificado).

3.2.3 Demais hipóteses

As demais hipóteses, expostas a seguir, apesar de numerosas, correspondem a situações muitas vezes observadas na prática (Lopes 2011).

- As cargas
- A rede de distribuição apresenta a tensão padronizada do sistema elétrico brasileiro, que é de 13,8 kV;
- Como não será feita análise em regime transitório, supõe-se que os equipamentos operam em regime permanente e a rede de distribuição não apresenta chaveamentos;

- A GDFV em cada unidade consumidora será função somente da potência instalada de painéis FV. A área dos painéis para atingir a potência instalada determinada não será levada em consideração.
- Por estarem relativamente próximos, os painéis FV absorvem a mesma quantidade de irradiação solar;
- As cargas apresentam potência constante;
- A temperatura não influencia a GDFV.

3.2.4 Curvas de Carga

Existem diferenças consideráveis entre os tipos de UC no que diz respeito à sua demanda de energia elétrica ao longo do dia. Como o que distingue cada tipo de UC é a sua curva de carga, serão modeladas 3 curvas de carga, assim como é sugerido pelo projeto do alimentador de 40 barras, feito para simulações de penetração da GDFV (LOPES 2011). As diferentes curvas de carga, além de aproximar o alimentador da realidade, abrirão a possibilidade de a GD ser simulada em tipos distintos de unidades consumidoras. Essa diferenciação possibilitará a análise da modificação das perdas técnicas de acordo com o tipo de UC onde foi instalada a GDFV.

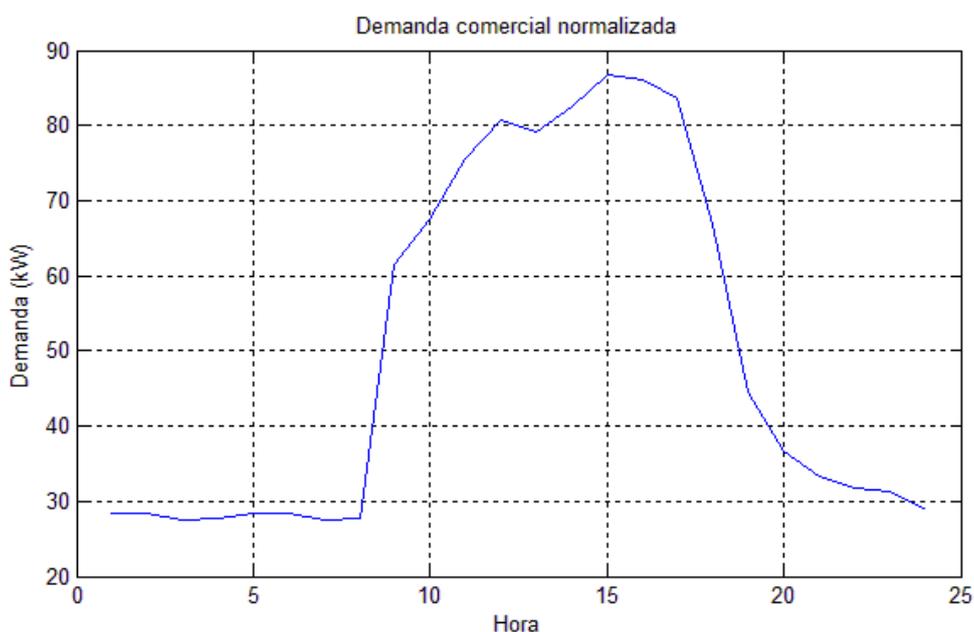
Os pontos utilizados como curva de carga são frutos de uma extensa pesquisa e campanha de medição, realizada na cidade de Brasília no ano de 2008, além de passarem por um grande tratamento estatístico (Figueiredo 2009). Esses dados correspondem a uma demanda diversificada por transformador e por tipo de unidade consumidora.

Essa campanha de medição foi realizada em unidades consumidoras comerciais e residenciais alimentadas em baixa tensão (380 V), em dias úteis, sábados e domingos durante um ano. Os dados do consumo de energia foram tomados na frequência de 4 medições por hora. Será usada, neste trabalho, a média aritmética do ano e a média aritmética de 4 pontos pertencentes a mesma hora como o consumo referente àquela hora do dia. Além disso, as curvas foram padronizadas para terem o seu consumo mensal de energia igual a 500 kWh por

mês. Esse montante de 500 kWh por mês foi escolhido, pois entende-se que esse seria o consumo médio das UC cujos proprietários poderiam, e teriam interesse, em arcar com os custos da instalação de painéis FV.

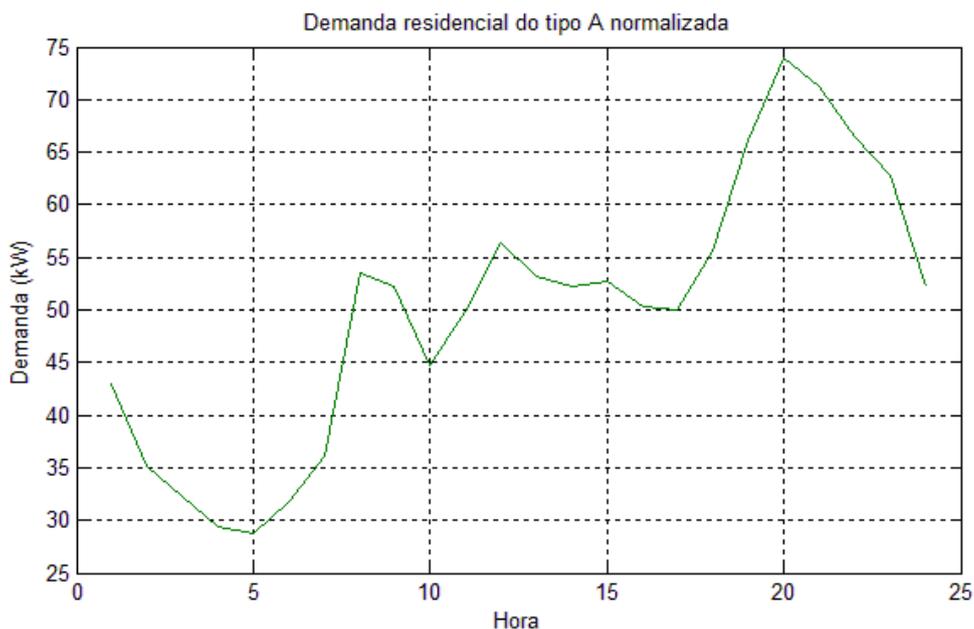
Serão usadas 3 curvas, referentes a unidades consumidoras comerciais, residenciais de alto consumo e residenciais de médio consumo, que por hipótese, só serão simuladas em dias úteis. Após serem normalizadas, essas curvas de carga são denominadas respectivamente: comercial, residencial do tipo A e residencial do tipo B. Os gráficos 3.17, 3.18 e 3.19 trazem essas curvas de carga.

GRÁFICO 3.17 – Demanda normalizada comercial em dia útil



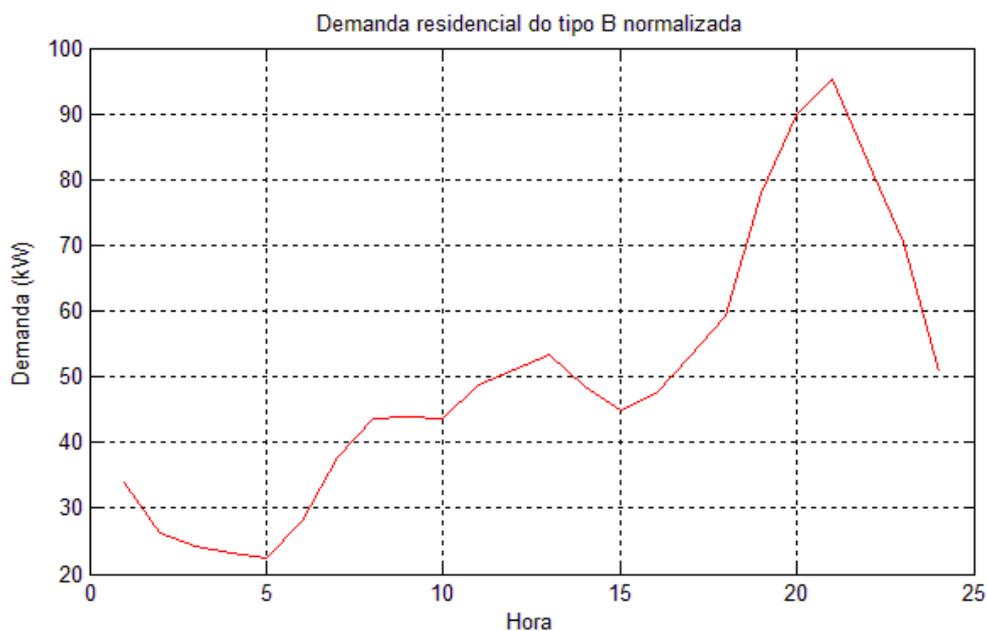
Um consumidor que possuísse essa curva de carga, teria, no final do mês, consumido 500 kWh. Isso o faria ser incluído no grupo B3 com tarifa, em Brasília, de 0,38072180 R\$/kWh.

GRÁFICO 3.18 – Demanda normalizada residencial do tipo A em dia útil



Analogamente ao raciocínio feito para o gráfico 3.18, o consumidor que possuísse essa curva de carga, seria enquadrado no grupo B1 com tarifa, em Brasília, de R\$ 0,4233081.

GRÁFICO 3.19 – Demanda normalizada residencial do tipo B em dia útil



Da mesma forma que a curva de carga do gráfico 3.19, o consumidor que possuísse essa curva, também seria enquadrado no grupo B1 com tarifa de R\$ 0,4233081, em Brasília.

A tabela 3.6 resume as informações de consumo e tarifa cada tipo de unidade consumidora.

TABELA 3.6 – Resumo das informações de cada tipo de UC

Tipo de unidade consumidora	Consumo dia útil (kWh)	Consumo Mensal (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)
Comercial	13,92	> 306,17	0,3807218
Residencial de Médio Consumo	9,66	> 212,48	0,4233081
Residencial de Alto Consumo	17,43	>383,50	0,4233081

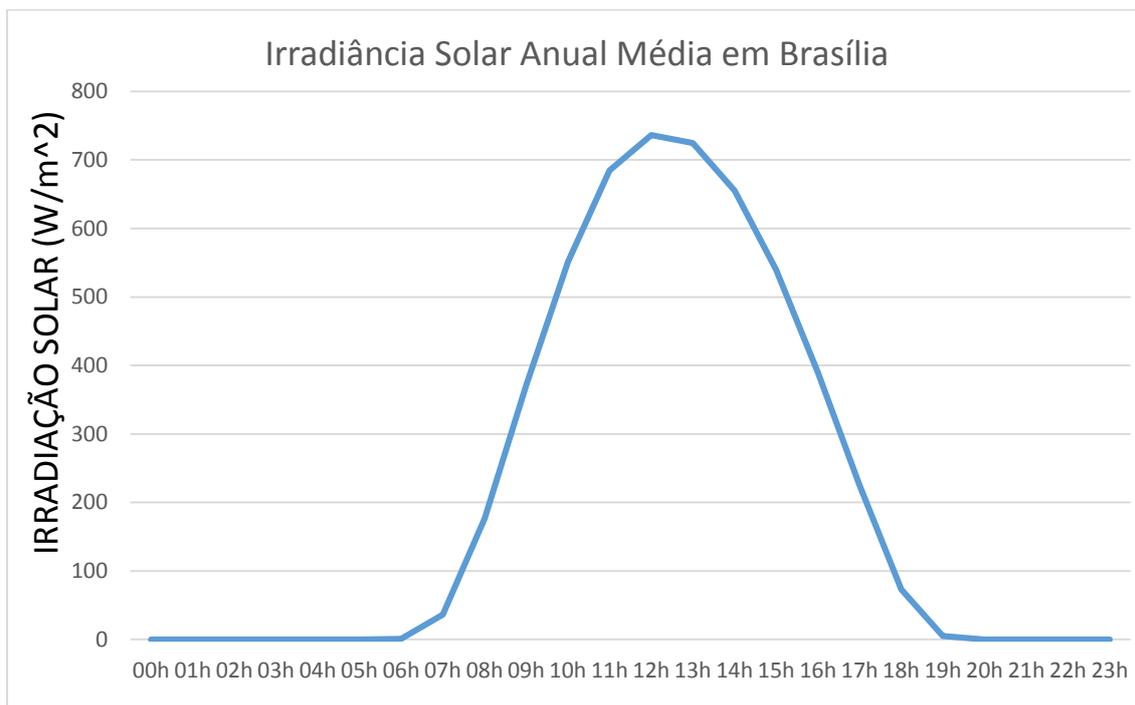
Fonte das tarifas: CEB 2014
<http://www.ceb.com.br/index.php/component/phocadownload/category/27-tarifas?download=562:tarifas-gta-e-gtb-2014>

3.2.5 Curva de Irradiância

Será necessário um modelo da curva de irradiância solar, pois a quantidade de energia elétrica gerada pelos painéis FV depende, entre outros fatores, da energia proveniente do sol que incide sobre esses painéis.

Os dados utilizados como curva de irradiância foram fornecidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia – INMET. Analogamente às curvas de carga citadas na seção 3.2.4, a curva de irradiância também contou com um grande tratamento estatístico e será usada a média aritmética anual dos valores tomados no período de observação. Os dados provêm do monitoramento de hora em hora da unidade de Brasília do INMET durante o período de 7 de maio de 2000 ao dia 31 de maio de 2009. O gráfico 3.20 apresenta essa curva.

GRÁFICO 3.20 – Irradiância solar anual média em Brasília



FONTE: Fonte: LOPES, L. Z. (2011). Alimentador Radial de Distribuição para Simulações de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Publicação ENE 07/2011, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 107p.

A GD existente em cada UC, será modelada, em determinada hora do dia, como a multiplicação do ponto da curva de irradiância solar referente àquela hora do dia, com a potência instalada de GDFV na UC. O resultado dessa etapa será subtraído do consumo de potência ativa dessa UC, pois como a tarifação é somente em cima desse consumo, sua redução traria um ganho financeiro.

3.2.6 MatLab

Para que a análise proposta neste estudo possa ser efetuada, é necessária uma ferramenta computacional programável com linguagem de alto nível e baseada em matrizes, que possa fornecer os resultados numéricos de forma rápida e prática. Para isso escolheu-se o MATLAB (*MATrix LABoratory*), software criado no final da década de 1970 por *Cleve Moler* que vem sendo aprimorado anualmente desde então (MATHWORKS, 2011).

3.2.7 MATPOWER

Foi utilizado nesse trabalho, como algoritmo de simulação de fluxo de potência, o pacote MATPOWER. Ele consiste em uma extensão do MATLAB e é de livre distribuição, desenvolvido justamente para o propósito que ele está sendo utilizado (Zimmerman 2011). Introduzem-se, por meio de um código computacional, os dados de barras, condutores e cargas; e então roda-se o fluxo de potência, do qual serão extraídos os dados de perdas gerados pelo software.

4 Resultados e Discussões

Neste capítulo são analisados os resultados das simulações relativas ao segundo cenário deste trabalho. A tabela 4.1 apresenta um resumo de algumas das variáveis utilizadas nas simulações de cada cenário.

TABELA 4.1 – Resumo das simulações

		Alimentador	Potência instalada de GDFV por UC (kW)
Cenário 1	Simulação 1	2 barras	0
	Simulação 2	2 barras	de 0 a 3,5
Cenário 2		40 barras	de 0 a 3,5

4.1 Cenário 2

Neste segundo cenário, é feito o mesmo procedimento que foi feito no cenário anterior, porém, agora, o alimentador utilizado é o de 40 barras, apresentado na seção 3.2.1. As cargas ainda apresentam consumo diário de energia igual, e, assim como a simulação anterior, o máximo de potência de GDFV instalada em cada UC é de 3,5 kW. Esse é o fator que limitará a produção de energia de cada UC.

Primeiramente, assim como no cenário anterior, os gráficos das perdas em função da hora e da potência instalada de GDFV são apresentados nas figuras 4.1 a 4.3. Porém agora, a potência instalada de GDFV nos gráficos será a potência total de GDFV, instalada no alimentador.

GRÁFICO 4.1 – Superfície de perdas para o alimentador de quarenta barras e GDFV em todas as UC

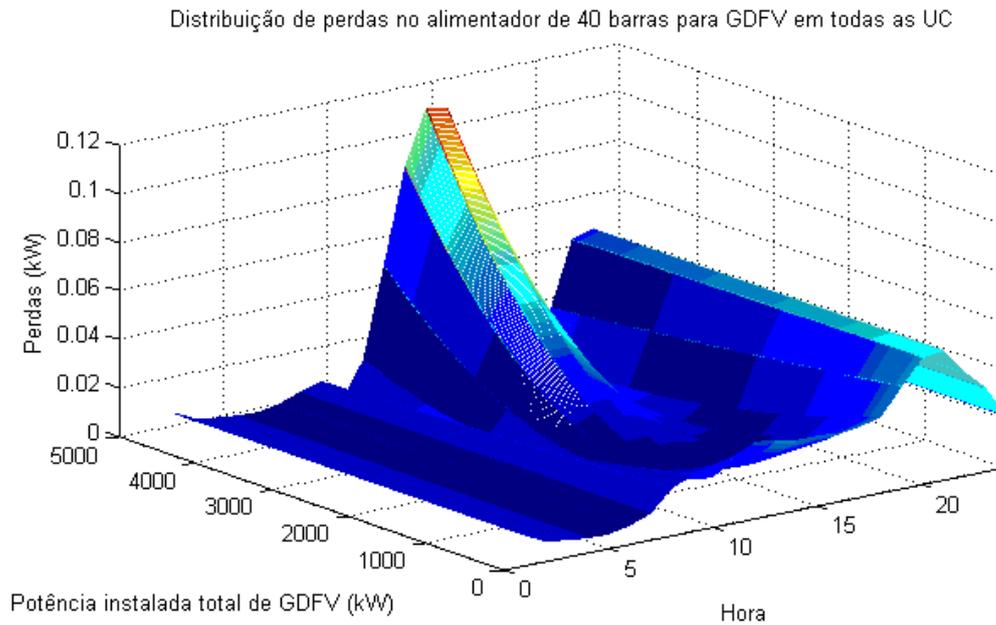


GRÁFICO 4.2 – Superfície de perdas para o alimentador de quarenta barras e GDFV nas UC comerciais

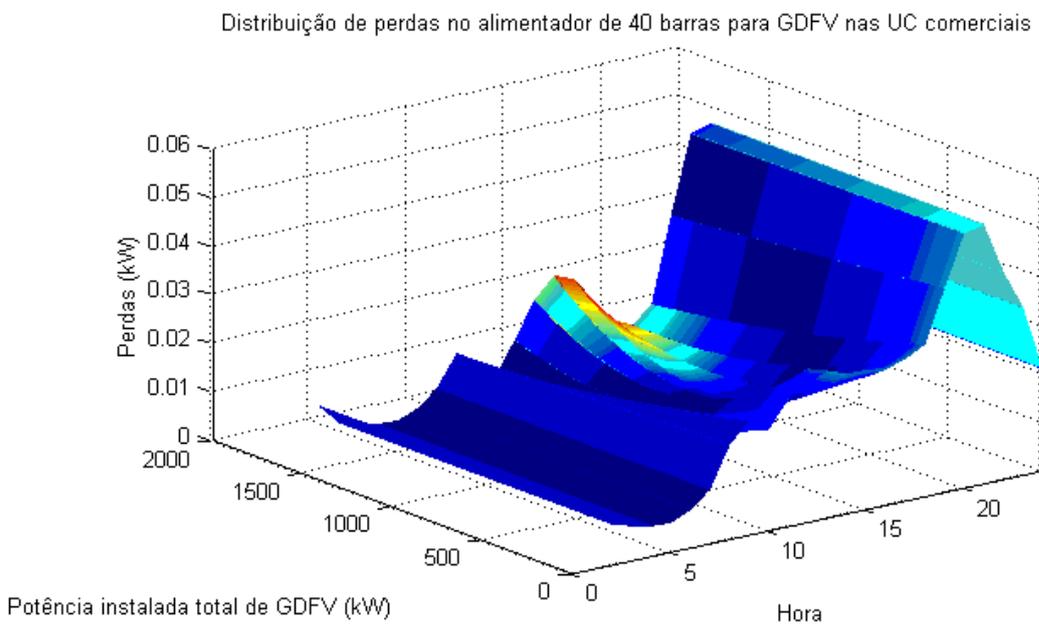
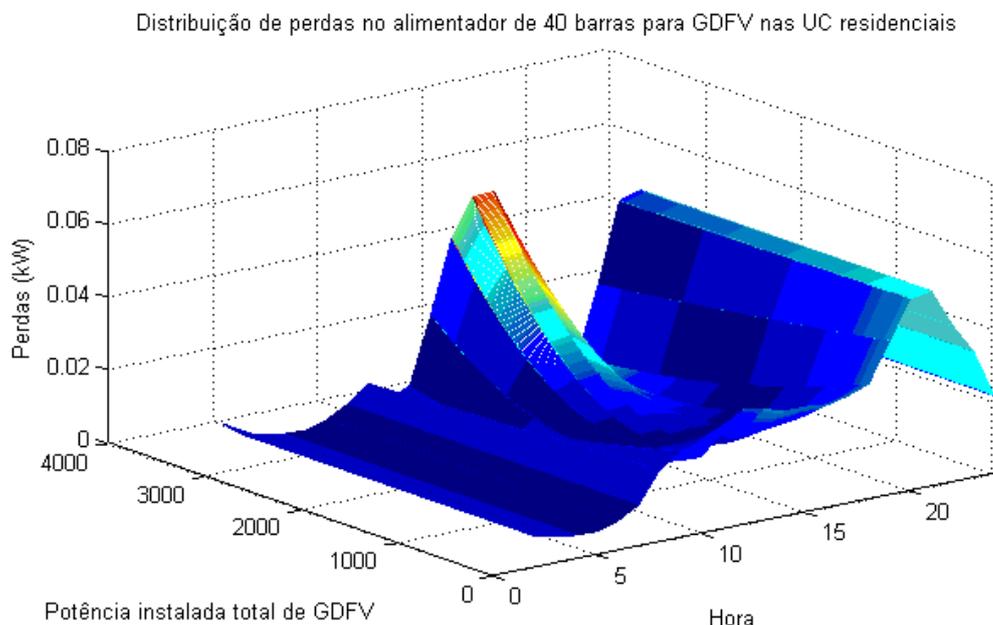


GRÁFICO 4.3 – Superfície de perdas para o alimentador de quarenta barras e GDFV nas UC residenciais

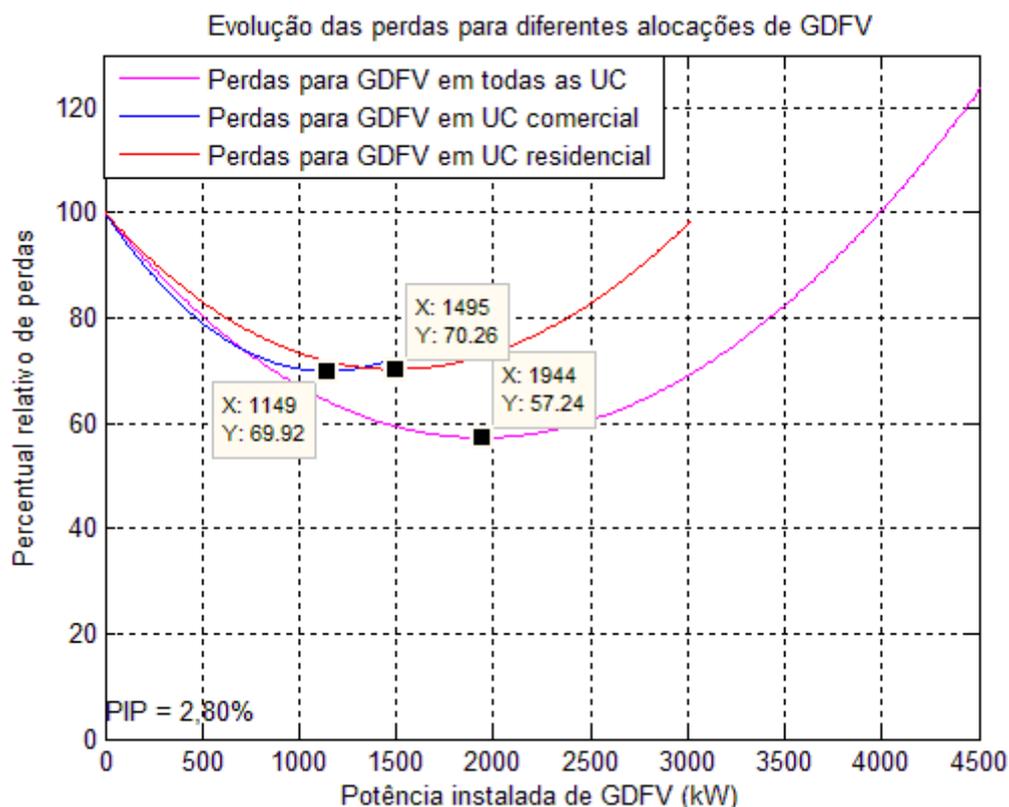


Nota-se que os gráficos de superfície gerados para este cenário (graficos 4.1 a 4.3) apresentam o mesmo comportamento que os graficos de superfície do cenário anterior (gráficos 3.4, 3.10 e 3.11). Quando não há potência instalada de GDFV na UC, as perdas seguem o formato da curva de carga. Conforme aumenta-se a potência instalada de GDFV as perdas vão sendo reduzidas até certo ponto. Depois de uma certa potência instalada de GDFV as perdas começam a aumentar.

4.1.1 Comparação do ponto mínimo

São apresentados os somatórios das perdas diárias, em termos de energia, em função da potência total instalada de GDFV, no gráfico 4.4. As 3 curvas de perdas, referente às 3 alocações diferente de GDFV estão sobrepostas, com seus pontos mínimos explicitados, para melhor comparação.

GRÁFICO 4.4 – Comparação das perdas no ponto mínimo para o alimentador de quarenta barras



Neste caso, o percentual inicial de perdas é de 2,80%. O que significa que, sem GDFV no alimentador, 2,80% de toda energia que é consumida por ele é dissipada como perda técnica.

No gráfico 4.4 as curvas acabam em locais diferentes, pois só é permitido que cada UC, individualmente, tenha até 3,5 kW de potência instalada de GDFV. Esse valor foi limitado pois, como a UC atinge o ponto de equilíbrio com 3,2 kW de potência instalada de GDFV, o consumidor que optasse por instalar painéis FV em sua UC não seria beneficiado por colocar mais de 3,2 kW de potência de GDFV em sua UC. Como observa-se no gráfico, se em todas as UC comerciais fossem instalados 3,5 kW de potência de GDFV, existiria, nesse alimentador, 1.512 kW de potência instalada de GDFV. Por isso que a curva azul do gráfico 4.4 se restringe aos primeiros 1.500 kW de potência instalada de GDFV no alimentador.

O mesmo raciocínio pode ser estendido à curva vermelha, relativa às cargas residenciais.

Percebe-se que, como esperado, os gráficos ainda seguem o formato de uma parábola, como já foi explicado na seção 3.1.2. A tabela 4.2 traz explicitados os valores de potência instalada de GDFV, no qual as perdas param de diminuir e começam a aumentar, para cada alocação de GDFV.

TABELA 4.2 - Potência instalada de GDFV para máxima redução de perdas

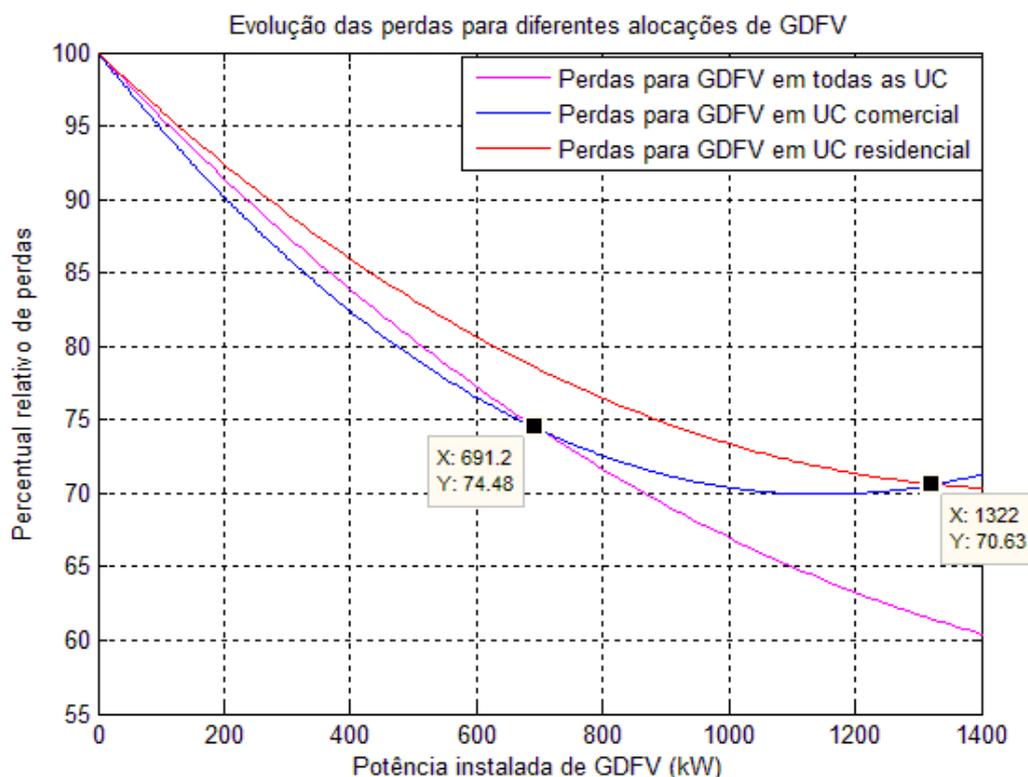
Potência instalada de GDFV que, a partir da qual, as perdas aumentam		
Alocação da GDFV	Total no alimentador	Por UC
Todas as UC	1944 kW	1,5 kW
Comercial	1149 kW	2,66 kW
Residencial	1495 kW	1,73 kW

Nota-se que, diferentemente do primeiro cenário, se a GDFV for alocada em cargas comerciais neste cenário, podem ser instalados 2,66 kW de potência de GDFV em cada UC, sem que as perdas aumentem. O valor encontrado para esse ponto no primeiro cenário foi de 1,94 kW (tabela 3.3). Com isso, percebe-se que, as cargas comerciais do segundo cenário, admitem uma maior potência instalada de GDFV, antes de gerar um aumento nas perdas.

Essa diferença ocorre pois, diferentemente do primeiro cenário, agora as curvas de carga no alimentador não são iguais, e a GDFV não está alocada em todas as UC. Dessa forma, quando uma UC começa a injetar energia na rede, ela não necessariamente passa a aumentar as perdas. Neste caso, ela pode estar suprindo uma carga próxima. Em vista disso, apesar de a UC estar injetando energia na rede, ela, ainda assim, está contribuindo para a redução das perdas, fato que não ocorria no cenário anterior.

O gráfico 4.5 traz uma ampliação do comportamento das curvas do gráfico 4.4 nos primeiros 1400 kW de potência instalada, para uma melhor visualização.

GRÁFICO 4.5 – Ampliação da comparação das perdas para o alimentador de 40 barras



Nota-se, com a ajuda do gráfico 4.5 que, para os primeiros 691 kW de potência instalada de GDFV no alimentador em estudo, é mais eficaz, para a redução das perdas, que a alocação dessa GDFV seja feita em cargas tipicamente comerciais. A partir desse valor de potência instalada, a igual alocação de GDFV entre cargas comerciais e residenciais passa a ser mais interessante.

Até os 1322 kW de potência instalada de GDFV, pode-se dizer que se a alocação de GDFV for feita exclusivamente em um tipo de carga, é aconselhável que ela seja feita em carga comercial, pois, se comparada à alocação em cargas residenciais: Ela contribui de forma mais significativa para a redução de perdas com pouca potência instalada de GDFV; e a redução de perdas é sempre maior.

A partir de 1322 kW de potência instalada de GDFV, a alocação da GDFV em cargas residenciais passa a ter efeito mais positivo na redução das perdas. Quando há grandes quantidades de potência instalada de GDFV no alimentador, o local de alocação dessa GDFV passa a ter importância. Neste caso, como há

menos UC comerciais do que residenciais, a partir de 1322 kW de potência instalada de GDFV, é mais eficaz ter uma geração mais pulverizada, em UC residenciais, do que ter grandes quantidades de GDFV alocadas nos mesmos pontos.

Portanto, nesse caso, a alocação de GDFV em UC residenciais só é interessante, depois que todas as UC comerciais já tiverem potência instalada de GDFV suficientes para chegarem muito próximas a seu ponto de equilíbrio.

Esse resultado confirma o resultado encontrado no primeiro cenário, e, ainda pode-se creditar esse fato, à correlação da curva de carga comercial com a curva de irradiância solar.

Observa-se que, pelo fato da curva do percentual relativo de perdas para GDFV em UC residenciais (curva vermelha), ter um comportamento mais próximo à curva do percentual relativo de perdas para GDFV em cargas comerciais (curva azul), a localização da GDFV no alimentador tem também uma certa influência nas perdas.

Neste caso, a influência da localização da GDFV na redução de perdas, não anula a influência da correlação de curva de carga com a curva de irradiância solar. Porém, essa importância da localização da GDFV para a redução de perdas, vai crescendo com o aumento da potência instalada de GDFV no alimentador.

4.1.2 Comparação do ponto de equilíbrio

Na sequência, será feita a análise do ponto de equilíbrio. Para isso, as curvas de perdas serão colocadas em função da potência instalada de GDFV por UC (gráfico 4.6) e em função do total do potência instalada de GDFV no alimentador (gráfico 4.7). Eles demonstra os valores relativos das perdas no ponto de equilíbrio.

Como as UC ainda apresentam o mesmo consumo diário de energia, a quantidade instalada de GDFV, em cada UC, para atingir o ponto de equilíbrio, ainda é o mesmo ao do cenário anterior, 3,2 kW. Porém, como existem diferentes quantidades de cada tipo de UC, o cálculo para descobrir a quantidade total de GDFV que, se dividida igualmente entre todas as UC do mesmo tipo, faria com que elas atingissem o ponto de equilíbrio, é feito pela multiplicação da potência instalada que faria com que uma UC chegasse ao ponto de equilíbrio, pelo número de UC daquele tipo no alimentador.

GRÁFICO 4.6 – Comparação das perdas no ponto de equilíbrio para o alimentador de quarenta barras (1)

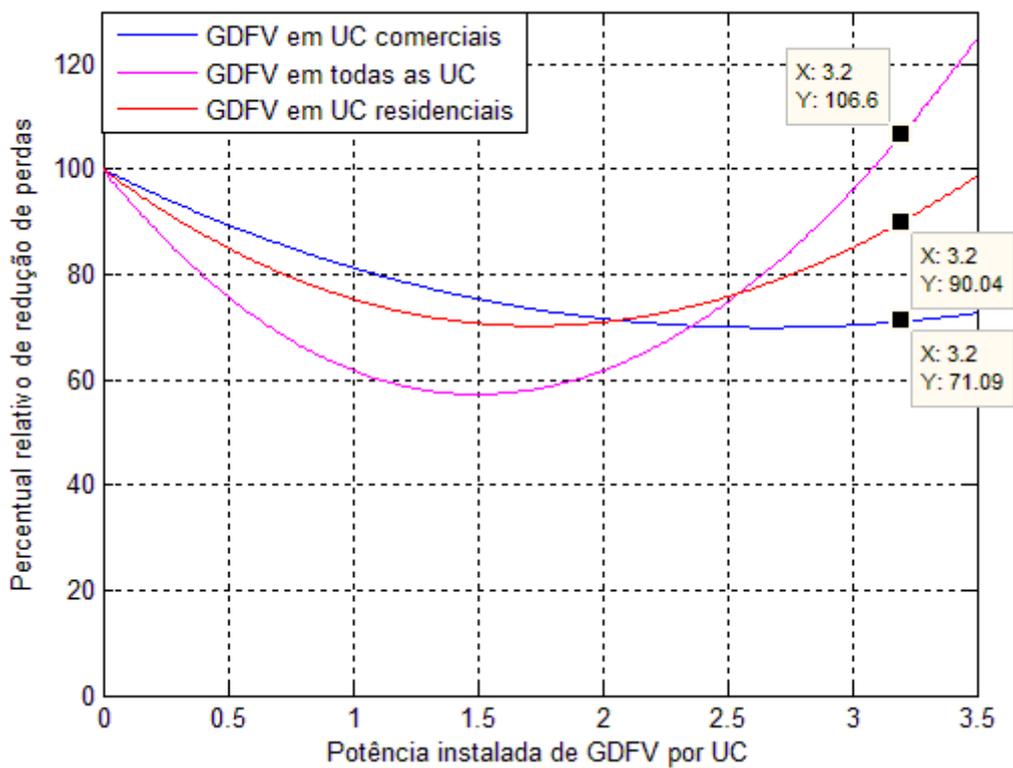
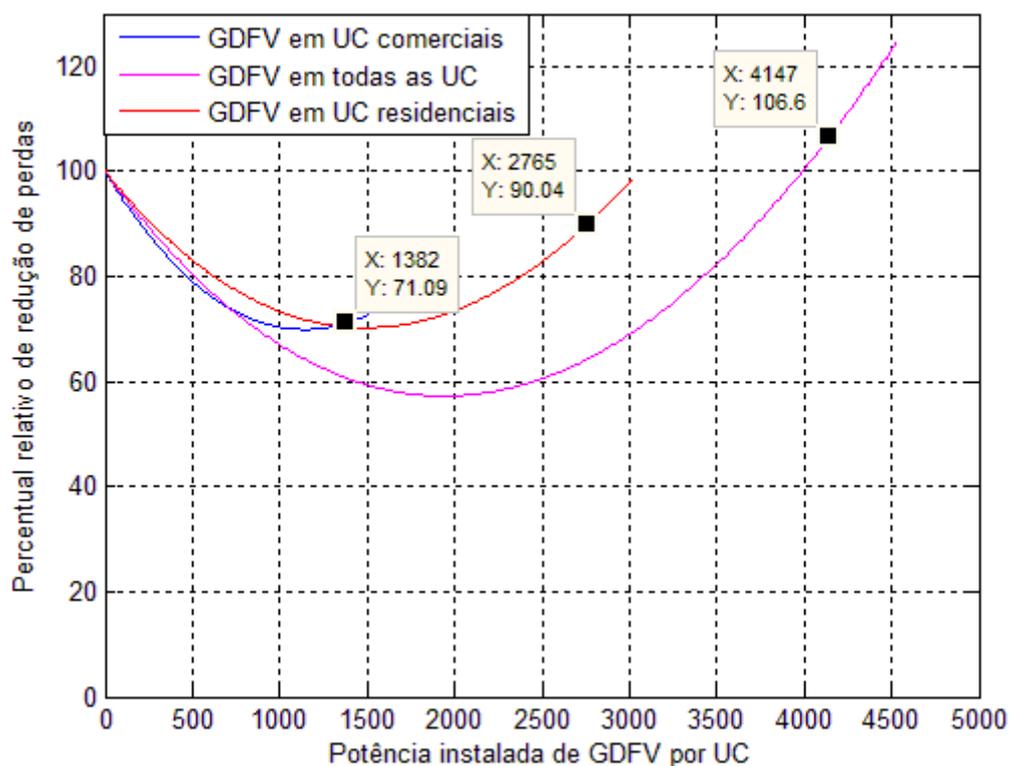


GRÁFICO 4.7 – Comparação das perdas no ponto de equilíbrio para o alimentador de quarenta barras (1)



No ponto de equilíbrio deste cenário, apesar da variedade de tipos de carga existentes no alimentador, tem-se o mesmo resultado do gráfico 3.16: A GDFV alocada somente nas UC comerciais diminui mais as perdas do que se ela fosse alocada somente em UC residenciais ou no alimentador todo.

Neste caso, se somente as UC residenciais instalassem painéis FV com o intuito de alcançar o ponto de equilíbrio, o reflexo disso na redução de 10%. Porém se

todas as UC objetivassem alcançar o ponto de equilíbrio, isso iria gerar um acréscimo de 6% nas perdas.

Isso ocorre pela existência de diferentes quantidades de cada tipo de UC no alimentador. Com poucas UC comerciais, mesmo que elas atinjam o ponto de equilíbrio, ainda existirá pouca potência instalada de GDFV no alimentador. Esse fato faz com que as perdas ainda fiquem reduzidas.

5 Conclusões

Como se percebe pelos gráficos gerados, o incremento de potência instalada de painéis FV em uma UC altera as perdas e, dependendo das circunstâncias nas quais esse incremento acontece, consequências desejáveis ou indesejáveis são geradas.

Constatou-se que a curva de carga da unidade geradora tem influência no comportamento das perdas. Constatou-se também que a influência da correlação das curvas de carga e solar pode superar a influência da localização da GDFV.

Para o caso de alimentadores com um único tipo de UC, comparando a redução das perdas que é causada pela instalação de painéis FV, essa instalação, quando é feita em UC comerciais gera maiores benefícios, como:

- Contribuição mais significativa para a redução de perdas com pouca potência instalada de GDFV;
- Possibilidade de uma maior redução de perdas no ponto mínimo; e
- Ainda apresenta redução significativa das perdas no ponto de equilíbrio.

Portanto, com base nas análises feitas no capítulo 4, para alimentadores exclusivamente comerciais ou residenciais, objetivando uma redução das perdas, é mais eficaz que a instalação de painéis fotovoltaicos seja feita no alimentador de UC comerciais.

Para os dois alimentadores simulados, percebeu-se a influência da correlação da curva de carga com a curva de irradiância nas perdas. Para o alimentador de quarenta barras, averiguou-se que a localização da GDFV tem, nas perdas, certa influência. Porém, ela não foi suficiente para eliminar o efeito da correlação entre as curvas de carga da UC com GDFV, e a curva de irradiância. Também concluiu-se que a influência da correlação das curvas de carga com a curva de irradiância tem sua influência afetada pela localização da GDFV.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

Visando aumentar o conhecimento sobre os fatores que influenciam as perdas em um alimentador radial de distribuição, quando, a ele, é acrescentada GDFV, sugerem-se alguns tópicos de trabalhos futuros:

- Repetir o estudo feito no alimentador de 40 barras utilizado neste estudo, com os transformadores de distribuição modelados, a limitação de GDFV que é feita pela bitola dos condutores do alimentador e levando em consideração as curvas de carga em finais de semana;
- Realização de estudos que avaliem a influência da curva de carga associada à influência da localização da GDFV;
- Avaliação da viabilidade econômica da GDFV, considerando a redução de perdas causada por ela e os preços praticados no mercado de energia de hoje;
- A identificação das perdas mínimas utilizando técnicas de otimização; e
- A elaboração de um método de minimização de perdas com GDFV.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANA – Agência Nacional da Águas. Comunicado GTAG nº 10, 2014. Disponível em: <http://arquivos.ana.gov.br/institucional/sof/GTAG-Cantareira/20140630_ComunicadoGTAG_n_10.pdf>.

Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica. Caderno Temático da Micro e Minigeração Distribuída, 2014. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 24 set 2014.

_____. Resolução Normativa nº 482/2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 17 set 2014.

_____. Prodist – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 21 set 2014.

_____.

CBIE – Centro Brasileiro de Infra Estrutura. Relatório do Sistema Hidrotérmico, 2011. Disponível em: <<http://www.cbie.com.br/arquivos/Relat%C3%B3rio%20Sistema%20Hidrot%C3%A9rmico.pdf>>.

CEPEL – Centro de Pesquisas Elétricas. Manual de Engenharia FV, 2004. <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2004.pdf>. Acesso em: 16 set 2014.

EPE – Balanço Energético Nacional, 2014. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/BEN%202014%20Rel%20S%C3%ADntese%20ab%202013a.pdf>>.

FIGUEIREDO, F. M.; Médias e desvios padrões das cargas dos transformadores da CEB subdivididas em comerciais e residenciais, bem como em dias úteis,

sábados e domingos [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <rafael@shayani.net em>: 2 mar 2009.

FIGUEIREDO, G. A. D.; Caracterização das perdas na rede de distribuição de média tensão. Dissertação de mestrado, Universidade do Porto, 2012.

Folha de São Paulo – Dois Anos Após MP, nova crise ameaça retomada das hidrelétricas. Disponível em:

<<http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2014/09/1514215-dois-anos-apos-mp-nova-crise-ameaca-retomada-das-eletricas.shtml>>. Acesso 14 set 2014.

IPEA – Rio 92: Mundo Desperta para o Meio Ambiente, 2009. Disponível em : <http://www.ipea.gov.br/desafios/index.php?option=com_content&view=article&id=2303:catid=28&Itemid=23>. Acesso : 13 set 2014.

IEA - *Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets*. Paris, 128 pages, 2002. Disponível em: <<http://library.umac.mo/ebooks/b13623175.pdf>>.

IEEE - The Institute of Electrical and Electronics Engineers. Std 929-2000: IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems. 2000. Disponível em: <ieeexplore.ieee.org>. Acesso em: 22 set 2014.

_____. Std 1547-2003: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. 2003. Disponível em: <ieeexplore.ieee.org>. Acesso em: 22 set 2014.

LOPES, L. Z. (2011). Alimentador Radial de Distribuição para Simulações de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica. Trabalho de Conclusão de Curso. Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 125p.

MATHWORKS. MatLab – The Language of Technical Computing. Disponível em: <<http://www.mathworks.com/products/matlab>>. Acesso em: 25 set 2014.

ONU Brasil – A Onu e o Meio Ambiente, 2010. Disponível em: <<http://www.onu.org.br/a-onu-em-acao/a-onu-e-o-meio-ambiente/>>. Acesso: 10 set 2014.

PUTTINI, D. M. (2014). Análise dos Efeitos de Diferentes Configurações dos Recursos de Manobra de um Alimentador Radial no Limite de Penetração de

Geração Distribuída Fotovoltaica. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, 2014, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 143p.

PVUPSCALE – Deliverable 4.1: State-of-the-art on dispersed PV power generation: publications review on the impacts of PV Distributed Generation and Electricity networks. 2007. Disponível em: <www.pvupscale.org>. Acesso em: 19 set 2014 (2007).

SANTOS, E. C. (2009). *Utilização dos Coeficientes de Sensibilidade de Perdas (ITL) na Determinação das Melhores Barras para Localização de Unidades de Geração Distribuída em Sistema de Distribuição Radiais*. Dissertação de mestrado em Engenharia elétrica, Universidade de Brasília. Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 88p.

SEVERINO, M. M. (2008). *Avaliação Técnico-Econômica de um Sistema Híbrido de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas da Amazônia*. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD – 027/08, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 335p.

SHAYANI, R. A. (2006). *Medição do Rendimento Global de um Sistema Fotovoltaico Isolado Utilizando Módulos de 32 Células*. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM-265/06, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 184p.

_____. (2010). *Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes de Distribuição Radial*. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p.

SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. A. G.; CAMARGO, I. M. T. Comparação do Custo entre Energia Solar Fotovoltaica e Fontes Convencionais. In: V Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. SBPE: 2006.

6 Apêndices

Códigos utilizados:

Dados 2.m

```
%% Dados de entrada para o algoritmo

horas = [1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16
17 18 19 20 21 22 23 24]; % horas
%% Dados da irradiância solar
% Irradiância solar medida
Irradiancia = [0 0 0 0 0 0 0.8 36.125 176.775 370.775
551.375 684.65 736.175 724.925 655.3 539.475 389.55 225.725 73.025
4.95 0 0 0 0; %Média
0 0 0 0 0 0 1.05 24.225 77.875 133.125 170.95
193.625 215.25 234.95 234.025 209.375 169.225 110.675 44.95 5.125
0 0 0 0]; % Desvio padrão
% Irradiância solar aumentada
%Irradiancia_2 = [ ; %Média
];%Desvio padrão

%% Dados da curva de carga das unidades consumidoras (embaixadas)
%Dados de demanda em kW
% DIA ÚTIL:

MediaConsumo = 500 ;

DemCom = [23.6/1000 23.6/1000 22.9/1000 23.1/1000 23.6/1000
23.6/1000 22.9/1000 23.1/1000 51.3/1000 56.3/1000 62.9/1000
67.2/1000 65.9/1000 68.7/1000 72.4/1000 71.8/1000 69.7/1000
55.7/1000 37/1000 30.5/1000 27.8/1000 26.5/1000 26.1/1000
24/1000];
Com = (DemCom/mean(DemCom)) * (MediaConsumo*72/30/24000);
DemResAlt = [45/1000 36.7/1000 33.7/1000 30.7/1000 30.1/1000
33.3/1000 37.8/1000 55.9/1000 54.7/1000 46.8/1000 52.2/1000
59/1000 55.7/1000 54.6/1000 55.2/1000 52.6/1000 52.3/1000
58.1/1000 69.1/1000 77.3/1000 74.6/1000 69.5/1000 65.6/1000
54.6/1000];
ResAlt = (DemResAlt/mean(DemResAlt)) * (MediaConsumo*72/30/24000);
DemResMed = [ 19.6/1000 15.2/1000 14/1000 13.4/1000 13/1000
16.2/1000 21.9/1000 25.3/1000 25.4/1000 25.3/1000 28.2/1000
29.6/1000 30.9/1000 28.1/1000 26/1000 27.5/1000 30.8/1000
34.3/1000 45.2/1000 52.1/1000 55.2/1000 47.9/1000 40.9/1000
29.4/1000];
ResMed = (DemResMed/mean(DemResMed)) * (MediaConsumo*72/30/24000);

%% Dados do fator de potência das unidades consumidoras (embaixadas)
% % DIA ÚTIL:
% fpEmbsDiaUtil = [0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92
0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92
0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92
0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92
0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92
0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92 0.92]
```



```

%% MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA = 2;

%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone
Vmax Vmin
mpc.bus = [
  1 3 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  2 1 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  3 1 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  4 1 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  5 1 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  7 1 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  9 1 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  11 1 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  13 1 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  15 1 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  17 1 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  19 1 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  21 1 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  23 1 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  25 1 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  27 1 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  29 1 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  31 1 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  33 1 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  35 1 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  37 1 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  39 1 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  %Ramificação 2
  12 1 0.04800 0.03600 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  14 1 0.04800 0.03600 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  16 1 0.04800 0.03600 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  %Ramificação 1
  6 1 0.05520 0.02352 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  8 1 0.05520 0.02352 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  10 1 0.05520 0.02352 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  %Ramificação 3
  18 1 0.08280 0.03527 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  20 1 0.08280 0.03527 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  22 1 0.08280 0.03527 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  %Ramificação 4
  24 1 0.08280 0.03527 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  26 1 0.08280 0.03527 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  28 1 0.08280 0.03527 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  %Ramificação 5
  30 1 0.08280 0.03527 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  32 1 0.08280 0.03527 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  34 1 0.08280 0.03527 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  %Ramificação 6
  36 1 0.08280 0.03527 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  38 1 0.08280 0.03527 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
  40 1 0.08280 0.03527 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
];

%% generator data

```

```

% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin
Pc1 Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30
ramp_q apf
mpc.gen = [
    1 0 0 0 0 1 1 1 300 1;
];

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle
status angmin angmax
mpc.branch = [
    1 2 0.02008 0.00951 0 1.86438 0 0 0 0 1 ;
    2 3 0.01004 0.00476 0 1.86438 0 0 0 0 1 ;
    3 4 0.01004 0.00476 0 1.86438 0 0 0 0 1 ;
    2 5 0.00832 0.00257 0 1.67316 0 0 0 0 1 ;
    5 6 0.43000 0.83000 0 0.03753 0 0 0 0 1 ;
    5 7 0.00832 0.00257 0 1.67316 0 0 0 0 1 ;
    7 8 0.43000 0.83000 0 0.03753 0 0 0 0 1 ;
    7 9 0.00832 0.00257 0 1.67316 0 0 0 0 1 ;
    9 10 0.43000 0.83000 0 0.03753 0 0 0 0 1 ;
    2 11 0.00832 0.00257 0 1.67316 0 0 0 0 1 ;
    11 12 0.43000 0.83000 0 0.03753 0 0 0 0 1 ;
    11 13 0.00832 0.00257 0 1.67316 0 0 0 0 1 ;
    13 14 0.43000 0.83000 0 0.03753 0 0 0 0 1 ;
    13 15 0.00832 0.00257 0 1.67316 0 0 0 0 1 ;
    15 16 0.43000 0.83000 0 0.03753 0 0 0 0 1 ;
    3 17 0.00832 0.00257 0 1.67316 0 0 0 0 1 ;
    17 18 0.26000 0.56000 0 0.05629 0 0 0 0 1 ;
    17 19 0.00832 0.00257 0 1.67316 0 0 0 0 1 ;
    19 20 0.26000 0.56000 0 0.05629 0 0 0 0 1 ;
    19 21 0.00832 0.00257 0 1.67316 0 0 0 0 1 ;
    21 22 0.26000 0.56000 0 0.05629 0 0 0 0 1 ;
    3 23 0.00832 0.00257 0 1.67316 0 0 0 0 1 ;
    23 24 0.18000 0.43000 0 0.07505 0 0 0 0 1 ;
    23 25 0.00832 0.00257 0 1.67316 0 0 0 0 1 ;
    25 26 0.18000 0.43000 0 0.07505 0 0 0 0 1 ;
    25 27 0.00832 0.00257 0 1.67316 0 0 0 0 1 ;
    27 28 0.18000 0.43000 0 0.07505 0 0 0 0 1 ;
    4 29 0.00832 0.00257 0 1.67316 0 0 0 0 1 ;
    29 30 0.26000 0.56000 0 0.05629 0 0 0 0 1 ;
    29 31 0.00832 0.00257 0 1.67316 0 0 0 0 1 ;
    31 32 0.26000 0.56000 0 0.05629 0 0 0 0 1 ;
    31 33 0.00832 0.00257 0 1.67316 0 0 0 0 1 ;
    33 34 0.26000 0.56000 0 0.05629 0 0 0 0 1 ;
    4 35 0.00502 0.00238 0 1.86438 0 0 0 0 1 ;
    35 36 0.26000 0.56000 0 0.05629 0 0 0 0 1 ;
    35 37 0.00502 0.00238 0 1.86438 0 0 0 0 1 ;
    37 38 0.26000 0.56000 0 0.05629 0 0 0 0 1 ;
    37 39 0.00502 0.00238 0 1.86438 0 0 0 0 1 ;
    39 40 0.26000 0.56000 0 0.05629 0 0 0 0 1 ;
];

%%----- OPF Data -----%%
%% %% area data
%% %% area refbus
% mpc.areas = [
% 1 5;
% ];

%%
%% %% generator cost data
%% %% 1 startup shutdown n x1 y1 ... xn yn
%% %% 2 startup shutdown n c(n-1) ... c0

```

```

% mpc.gencost = [
% 2 1500 0 3 0.11 5 150;
% 2 2000 0 3 0.085 1.2 600;
% 2 3000 0 3 0.1225 1 335;
% ];

```

Case 1_2.m

```

function mpc = case1_2
%CASE9 Power flow data for 9 bus, 3 generator case.
% Please see CASEFORMAT for details on the case file format.
%
% Based on data from Joe H. Chow's book, p. 70.

% MATPOWER
% $Id: case9.m 1559 2010-03-10 18:08:32Z ray $

%% MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA = 2;

%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone
Vmax Vmin
mpc.bus = [
1 3 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;
2 1 0.00000 0.00000 0 0 1 1 0 13.8 1 1.1 0.9 ;

];

%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin
Pc1 Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30
ramp_q apf
mpc.gen = [
1 0 0 0 0 1 1 1 300 1;

];

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle
status angmin angmax
mpc.branch = [
1 2 0.9 0.4 0 250 250 250 0 0 1 -360 360;

];

%%----- OPF Data -----%%
% %% area data
% % area refbus
% mpc.areas = [
% 1 5;
% ];
%

```

```

%% generator cost data
%% 1  startup shutdown  n  x1  y1  ... xn  yn
%% 2  startup shutdown  n  c(n-1)  ... c0
mpc.gencost = [
% 2  1500  0  3  0.11  5  150;
% 2  2000  0  3  0.085  1.2  600;
% 2  3000  0  3  0.1225  1  335;
% ];

```

Teste1.m

```

clear;
clc;

```

```

Dados2;
mpc = runpf('case1_2');

```

```

dia = 1:351;
hora = 1:24;

```

```

PerdasCom = zeros(length(dia),length(hora));
PerdasResAlt = zeros(length(dia),length(hora));
PerdasResMed = zeros(length(dia),length(hora));

```

```

PerdasDiaCom = zeros(1,length(dia));
PerdasDiaResAlt = zeros(1,length(dia));
PerdasDiaResMed = zeros(1,length(dia));

```

```

PerdasDiaComPorcento = zeros(1,length(dia));
PerdasDiaResAltPorcento = zeros(1,length(dia));
PerdasDiaResMedPorcento = zeros(1,length(dia));

```

```

GDFV = zeros(length(dia),length(hora));
PotInst = zeros(1,length(dia));
Q = (sqrt(1-(0.92*0.92)))/0.92; %fator de conversão da potencia
ativa para reativa (FP 0,92)

```

```

curvarestante = zeros(length(dia),length(hora));

```

```

PASSO = 1/100; %Incremento da potência instalada

```

```

%% Calculo das perdas para demanda Comercial

```

```

for i = 1:length(dia);

```

```

    PotInst(1,i) = (i-1)*PASSO;

```

```

    for j = 1:length(hora);

```

```

        CARGA = Com(1,j); %Alterar aqui o tipo de Tipo
de carga simulada

```

```

        GDFV(i,j) = (Irradiancia(1,j)/1000000)*PotInst(1,i);
%%Variáveis intermediárias para debug
        curvaresultante(i,j) = CARGA - 72*GDFV(i,j);

        mpc.bus(2,3) = CARGA - 72*GDFV(i,j);
        mpc.bus(2,4) = Q * CARGA;
        save 'NovosValores';
        mpc = runpf('NovosValores');
        A = mpc.branch(:,14) + mpc.branch(:,16);
        B = sum(A);
        PerdasCom(i,j) = B;
    end
end

%% Somando as perdas por dia
for i = 1:length(dia);
    PerdasDiaCom(1,i) = sum(PerdasCom(i,:));
end

%% Colocando as perdas em porcentagem das perdas iniciais
for i = 2:length(dia);
    PerdasDiaComPorcento(1,i) =
PerdasDiaCom(1,i)/PerdasDiaCom(1,1)*100;
end
PerdasDiaComPorcento(1,1)=100;

%% Achando ponto mínimo da curva e plotando o gráfico
M = min(PerdasDiaComPorcento);
N = find(PerdasDiaComPorcento == min(min(PerdasDiaComPorcento)));

%% Plotando
figure(1)
plot
(PotInst,PerdasDiaComPorcento,PotInst(N),M,'*',3.2,PerdasDiaComPorcento(321),'o')
grid on
title('Perdas para carga comercial');
xlabel('Potência instalada de GDFV (kW)');ylabel('Perdas (% da perda inicial)');
%legend('Perdas');
axis([0,3.5,0,160]);

%% Cálculo da Porcentagem inicial de perdas
TotDemCom = sum(Com);
PIP_Com = PerdasDiaCom(1,1)/TotDemCom*100;

%% Calculo das perdas para demanda residencial do tipo A

for i = 1:length(dia);

    PotInst(1,i) = (i-1)*PASSO;

    for j = 1:length(hora);

        CARGA = ResAlt(1,j); %Alterar aqui o tipo de
Tipo de carga simulada

        GDFV(i,j) = (Irradiancia(1,j)/1000000)*PotInst(1,i);
%%Variáveis intermediárias para debug

```

```

        curvaresultante(i,j) = CARGA - 72*GDFV(i,j);

        mpc.bus(2,3) = CARGA - 72*GDFV(i,j);
        mpc.bus(2,4) = Q * CARGA;
        save 'NovosValores';
        mpc = runpf('NovosValores');
        A = mpc.branch(:,14) + mpc.branch(:,16);
        B = sum(A);
        PerdasResAlt(i,j) = B;
    end
end

%% Somando as perdas por dia
for i = 1:length(dia);
    PerdasDiaResAlt(1,i) = sum(PerdasResAlt(i,:));
end

%% Colocando as perdas em porcentagem das perdas iniciais
for i = 2:length(dia);
    PerdasDiaResAltPorcento(1,i) =
    PerdasDiaResAlt(1,i)/PerdasDiaResAlt(1,1)*100;
end
PerdasDiaResAltPorcento(1,1)=100;

%% Achando ponto mínimo da curva e plotando o gráfico
O = min(PerdasDiaResAltPorcento);
P = find(PerdasDiaResAltPorcento ==
min(min(PerdasDiaResAltPorcento)));

%% Plot
figure(2)
plot
(PotInst,PerdasDiaResAltPorcento,'r',PotInst(P),O,'*',3.2,PerdasDiaRes
AltPorcento(321),'o')
grid on
title('Perdas para carga residencial do tipo A');
xlabel('Potência instalada de GDFV (kW)');ylabel('Perdas (% da perda
inicial)');
%legend('Perdas');
axis([0,3.5,0,160]);

%% Cálculo da Porcentagem inicial de perdas
TotDemResAlt = sum(ResAlt);
PIP_ResAlt = PerdasDiaResAlt(1,1)/TotDemResAlt*100;

%% Calculo das perdas para demanda residencial do tipo B

for i = 1:length(dia);

    PotInst(1,i) = (i-1)*PASSO;

    for j = 1:length(hora);

        CARGA = ResMed(1,j); %Alterar aqui o tipo de
Tipo de carga simulada

        GDFV(i,j) = (Irradiancia(1,j)/1000000)*PotInst(1,i);
%%Variáveis intermediárias para debug
        curvaresultante(i,j) = CARGA - 72*GDFV(i,j);

```

```

        mpc.bus(2,3) = CARGA - 72*GDFV(i,j);
        mpc.bus(2,4) = Q * CARGA;
        save 'NovosValores';
        mpc = runpf('NovosValores');
        A = mpc.branch(:,14) + mpc.branch(:,16);
        B = sum(A);
        PerdasResMed(i,j) = B;
    end
end

%% Somando as perdas por dia
for i = 1:length(dia);
    PerdasDiaResMed(1,i) = sum(PerdasResMed(i,:));
end

%% Colocando as perdas em porcentagem das perdas iniciais
for i = 2:length(dia);
    PerdasDiaResMedPorcento(1,i) =
PerdasDiaResMed(1,i)/PerdasDiaResMed(1,1)*100;
end
PerdasDiaResMedPorcento(1,1)=100;

%% Achando ponto mínimo da curva e plotando o gráfico
Q = min(PerdasDiaResMedPorcento);
R = find(PerdasDiaResMedPorcento ==
min(min(PerdasDiaResMedPorcento)));

%% Plot
figure(3)
plot
(PotInst,PerdasDiaResMedPorcento,'g',PotInst(R),Q,'*',3.2,PerdasDiaRes
MedPorcento(321),'o')
grid on
title('Perdas para carga residencial do tipo B');
xlabel('Potência instalada de GDFV (kW)');ylabel('Perdas (% da perda
inicial)');
%legend('Perdas');
axis([0,3.5,0,160]);

%% Cálculo da Porcentagem inicial de perdas
TotDemResMed = sum(ResMed);
PIP_ResMed = PerdasDiaResMed(1,1)/TotDemResMed*100;

%% Plotando tudo junto

figure(4)
plot
(PotInst,PerdasDiaComPorcento,PotInst,PerdasDiaResAltPorcento,'r',PotI
nst,PerdasDiaResMedPorcento,'k',...
    PotInst(N),M,'*b',PotInst(P),O,'*r',PotInst(R),Q,'*k',...
    3.2,PerdasDiaComPorcento(321),'ob',3.2,PerdasDiaResAltPorcento(321),'o
r',3.2,PerdasDiaResMedPorcento(321),'ok');
grid on
title('Perdas para cada tipo de carga');
xlabel('Potência instalada de GDFV (kW)');ylabel('Perdas (% da perda
inicial)');
legend('Perdas para carga comercial','Perdas para carga residencial do
tipo A','Perdas para carga residencial do tipo B');

```

```

axis([0,3.5,0,160]);
text(0.1,5,'PIP_C_o_m = 3,48% PIP_R_e_s_A = 2,98% e PIP_R_e_s_B =
3,29%');

%% Salvando tudo

save 'TesteEterno';

```

teste_afonso.m

```

clear;
clc;

Dados2;
mpc = runpf('case_afonso');

dia = 1:351; %Modificar somente aqui
para alterar o numero de dias do estudo.

hora = 1:24; %Declarando as
variáveis usadas
Perdas_GD_tudo = zeros(length(dia),length(hora));
Perdas_GD_Com = zeros(length(dia),length(hora));
Perdas_GD_Res = zeros(length(dia),length(hora));
PerdasDia = zeros(3,length(dia));
PerdasDiaPorcento = zeros(3,length(dia));
GDFV = zeros(length(dia),length(hora));
PotInst = zeros(1,length(dia));
Q = (sqrt(1-(0.92*0.92)))/0.92;
R1 = 0;
R2 = 0;
R3 = 0;
R4 = 0;
R5 = 0;
R6 = 0;

PASSO = 1/100; % Incremento da
potência instalada em kW

%% PRIMEIRA CURVA -> GD em todas as UC

% LIGAR OU DESLIGAR A GD EM RAMIFICAÇÃO
%(1 = LIGADO 0 = DESLIGADO)

LR1 = 1; %LIGA GD NA RAMIFICAÇÃO 1
LR2 = 1; %LIGA GD NA RAMIFICAÇÃO 2...
LR3 = 1;
LR4 = 1;
LR5 = 1;
LR6 = 1;

```

```

for i = 1:length(dia);

    PotInst(1,i) = (i-1)*PASSO;           %Incrementando a potência
    intalada de GDFV

    for j = 1:length(hora);

        GDFV(i,j) = (Irradiancia(1,j)/1000000)*PotInst(1,i);

        R1 = ResMed(1,j);                 %ALTERAR AQUI O TIPO DE CARGA
EM CADA RAMIFICAÇÃO
        R2 = ResMed(1,j);
        R3 = ResAlt(1,j);
        R4 = ResAlt(1,j);
        R5 = Com(1,j);
        R6 = Com(1,j);

        %Ramificação 2
        mpc.bus(23,3) = R2 - LR2*72*GDFV(i,j);
        mpc.bus(23,4) = Q * R2;
        mpc.bus(24,3) = R2 - LR2*72*GDFV(i,j);
        mpc.bus(24,4) = Q * R2;
        mpc.bus(25,3) = R2 - LR2*72*GDFV(i,j);
        mpc.bus(25,4) = Q * R2;
        %Ramificação 1
        mpc.bus(26,3) = R1 - LR1*72*GDFV(i,j);
        mpc.bus(26,4) = Q * R1;
        mpc.bus(27,3) = R1 - LR1*72*GDFV(i,j);
        mpc.bus(27,4) = Q * R1;
        mpc.bus(28,3) = R1 - LR1*72*GDFV(i,j);
        mpc.bus(28,4) = Q * R1;
        %Ramificação 3
        mpc.bus(29,3) = R3 - LR3*72*GDFV(i,j);
        mpc.bus(29,4) = Q * R3;
        mpc.bus(30,3) = R3 - LR3*72*GDFV(i,j);
        mpc.bus(30,4) = Q * R3;
        mpc.bus(31,3) = R3 - LR3*72*GDFV(i,j);
        mpc.bus(31,4) = Q * R3;
        %Ramificação 4
        mpc.bus(32,3) = R4 - LR4*72*GDFV(i,j);
        mpc.bus(32,4) = Q * R4;
        mpc.bus(33,3) = R4 - LR4*72*GDFV(i,j);
        mpc.bus(33,4) = Q * R4;
        mpc.bus(34,3) = R4 - LR4*72*GDFV(i,j);
        mpc.bus(34,4) = Q * R4;
        %Ramificação 5
        mpc.bus(35,3) = R5 - LR5*72*GDFV(i,j);
        mpc.bus(35,4) = Q * R5;
        mpc.bus(36,3) = R5 - LR5*72*GDFV(i,j);
        mpc.bus(36,4) = Q * R5;
        mpc.bus(37,3) = R5 - LR5*72*GDFV(i,j);
        mpc.bus(37,4) = Q * R5;
        %Ramificação6
        mpc.bus(38,3) = R6 - LR6*72*GDFV(i,j);
        mpc.bus(38,4) = Q * R6;
        mpc.bus(39,3) = R6 - LR6*72*GDFV(i,j);
        mpc.bus(39,4) = Q * R6;
        mpc.bus(40,3) = R6 - LR6*72*GDFV(i,j);

```

```

mpc.bus(40,4) = Q * R6;

save 'NovosValores';
mpc = runpf('NovosValores');
A = mpc.branch(:,14) + mpc.branch(:,16);
B = sum(A);
Perdas_GD_tudo(i,j) = B;
end
end

for i = 1:length(dia);
    PerdasDia(1,i) = sum(Perdas_GD_tudo(i,:));
end

for i = 2:length(dia);
    PerdasDiaPorcento(1,i) = PerdasDia(1,i)/PerdasDia(1,1)*100;
end
PerdasDiaPorcento(1,1)=100;
%% Plot 1

M = min(PerdasDiaPorcento(1,:));
N = find(PerdasDiaPorcento(1,:) == min(min(PerdasDiaPorcento(1,:))));

figure(1)
plot (PotInst,PerdasDiaPorcento(1,:),PotInst(N),M,'*')
grid on
title('Perdas para o alimentador com GDFV em todas as UC');
xlabel('Potência instalada (kW)');ylabel('Perdas(% da perda inicial)');
axis([0,3.5,0,160]);
text(0.1,5,'PIP_C_o_m = 3,48% PIP_R_e_s_A = 2,98% e PIP_R_e_s_B = 3,29%');

%% SEGUNDA CURVA -> GD em Comerciais

% LIGAR OU DESLIGAR A GD EM RAMIFICAÇÃO
%(1 = LIGADO 0 = DESLIGADO)

LR1 = 0;          %LIGA GD NA RAMIFICAÇÃO 1
LR2 = 0;          %LIGA GD NA RAMIFICAÇÃO 2...
LR3 = 0;
LR4 = 0;
LR5 = 1;
LR6 = 1;

for i = 1:length(dia);

    PotInst(1,i) = (i-1)*PASSO;          %Incrementando a potência
    intalada de GDFV

    for j = 1:length(hora);

        GDFV(i,j) = (Irradiancia(1,j)/1000000)*PotInst(1,i);
    end
end

```

```

R1 = ResMed(1,j); %ALTERAR AQUI O TIPO DE CARGA
EM CADA RAMIFICAÇÃO
R2 = ResMed(1,j);
R3 = ResAlt(1,j);
R4 = ResAlt(1,j);
R5 = Com(1,j);
R6 = Com(1,j);

%Ramificação 2
mpc.bus(23,3) = R2 - LR2*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(23,4) = Q * R2;
mpc.bus(24,3) = R2 - LR2*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(24,4) = Q * R2;
mpc.bus(25,3) = R2 - LR2*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(25,4) = Q * R2;
%Ramificação 1
mpc.bus(26,3) = R1 - LR1*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(26,4) = Q * R1;
mpc.bus(27,3) = R1 - LR1*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(27,4) = Q * R1;
mpc.bus(28,3) = R1 - LR1*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(28,4) = Q * R1;
%Ramificação 3
mpc.bus(29,3) = R3 - LR3*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(29,4) = Q * R3;
mpc.bus(30,3) = R3 - LR3*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(30,4) = Q * R3;
mpc.bus(31,3) = R3 - LR3*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(31,4) = Q * R3;
%Ramificação 4
mpc.bus(32,3) = R4 - LR4*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(32,4) = Q * R4;
mpc.bus(33,3) = R4 - LR4*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(33,4) = Q * R4;
mpc.bus(34,3) = R4 - LR4*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(34,4) = Q * R4;
%Ramificação 5
mpc.bus(35,3) = R5 - LR5*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(35,4) = Q * R5;
mpc.bus(36,3) = R5 - LR5*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(36,4) = Q * R5;
mpc.bus(37,3) = R5 - LR5*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(37,4) = Q * R5;
%Ramificação6
mpc.bus(38,3) = R6 - LR6*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(38,4) = Q * R6;
mpc.bus(39,3) = R6 - LR6*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(39,4) = Q * R6;
mpc.bus(40,3) = R6 - LR6*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(40,4) = Q * R6;

save 'NovosValores';
mpc = runpf('NovosValores');
A = mpc.branch(:,14) + mpc.branch(:,16);
B = sum(A);
Perdas_GD_Com(i,j) = B;
end
end

for i = 1:length(dia);
PerdasDia(2,i) = sum(Perdas_GD_Com(i,:));

```

```

end

for i = 2:length(dia);
    PerdasDiaPorcento(2,i) = PerdasDia(2,i)/PerdasDia(2,1)*100;
end
PerdasDiaPorcento(2,1)=100;
%% Plot 2

O = min(PerdasDiaPorcento(2,:));
P = find(PerdasDiaPorcento(2,:) == min(min(PerdasDiaPorcento(2,:))));

figure(2)
plot (PotInst,PerdasDiaPorcento,PotInst(P),O, '*')
grid on
title('Perdas para o alimentador com GDFV nas UC comerciais');
xlabel('Potência instalada (kW)');ylabel('Perdas(% da perda
inicial)');
axis([0,3.5,0,160]);
text(0.1,5,'PIP_C_o_m = 3,48% PIP_R_e_s_A = 2,98% e PIP_R_e_s_B =
3,29%');

%% TERCEIRA CURVA -> GD em todas as UC

% LIGAR OU DESLIGAR A GD EM RAMIFICAÇÃO
%(1 = LIGADO 0 = DESLIGADO)

LR1 = 1;          %LIGA GD NA RAMIFICAÇÃO 1
LR2 = 1;          %LIGA GD NA RAMIFICAÇÃO 2...
LR3 = 1;
LR4 = 1;
LR5 = 0;
LR6 = 0;

for i = 1:length(dia);

    PotInst(1,i) = (i-1)*PASSO;          %Incrementando a potência
    intalada de GDFV

    for j = 1:length(hora);

        GDFV(i,j) = (Irradiancia(1,j)/1000000)*PotInst(1,i);

        R1 = ResMed(1,j);                %ALTERAR AQUI O TIPO DE CARGA
EM CADA RAMIFICAÇÃO
        R2 = ResMed(1,j);
        R3 = ResAlt(1,j);
        R4 = ResAlt(1,j);
        R5 = Com(1,j);
        R6 = Com(1,j);

        %Ramificação 2
        mpc.bus(23,3) = R2 - LR2*72*GDFV(i,j);
        mpc.bus(23,4) = Q * R2;
        mpc.bus(24,3) = R2 - LR2*72*GDFV(i,j);
        mpc.bus(24,4) = Q * R2;

```

```

mpc.bus(25,3) = R2 - LR2*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(25,4) = Q * R2;
%Ramificação 1
mpc.bus(26,3) = R1 - LR1*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(26,4) = Q * R1;
mpc.bus(27,3) = R1 - LR1*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(27,4) = Q * R1;
mpc.bus(28,3) = R1 - LR1*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(28,4) = Q * R1;
%Ramificação 3
mpc.bus(29,3) = R3 - LR3*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(29,4) = Q * R3;
mpc.bus(30,3) = R3 - LR3*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(30,4) = Q * R3;
mpc.bus(31,3) = R3 - LR3*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(31,4) = Q * R3;
%Ramificação 4
mpc.bus(32,3) = R4 - LR4*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(32,4) = Q * R4;
mpc.bus(33,3) = R4 - LR4*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(33,4) = Q * R4;
mpc.bus(34,3) = R4 - LR4*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(34,4) = Q * R4;
%Ramificação 5
mpc.bus(35,3) = R5 - LR5*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(35,4) = Q * R5;
mpc.bus(36,3) = R5 - LR5*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(36,4) = Q * R5;
mpc.bus(37,3) = R5 - LR5*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(37,4) = Q * R5;
%Ramificação6
mpc.bus(38,3) = R6 - LR6*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(38,4) = Q * R6;
mpc.bus(39,3) = R6 - LR6*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(39,4) = Q * R6;
mpc.bus(40,3) = R6 - LR6*72*GDFV(i,j);
mpc.bus(40,4) = Q * R6;

save 'NovosValores';
mpc = runpf('NovosValores');
A = mpc.branch(:,14) + mpc.branch(:,16);
B = sum(A);
Perdas_GD_Res(i,j) = B;
end
end

for i = 1:length(dia);
PerdasDia(3,i) = sum(Perdas_GD_Res(i,:));
end

for i = 2:length(dia);
PerdasDiaPorcento(3,i) = PerdasDia(3,i)/PerdasDia(3,1)*100;
end
PerdasDiaPorcento(3,1)=100;
%% Plot 3

Q = min(PerdasDiaPorcento(3,:));
R = find(PerdasDiaPorcento(3,:) == min(min(PerdasDiaPorcento(3,:))));

figure(3)

```

```

plot (PotInst,PerdasDiaPorcento(1,:),PotInst(R),Q, '*')
grid on
title('Perdas para o alimentador com GDFV nas UC residenciais');
xlabel('Potência instalada (kW)');ylabel('Perdas(% da perda
inicial)');
axis([0,3.5,0,160]);
text(0.1,5,'PIP_C_o_m = 3,48% PIP_R_e_s_A = 2,98% e PIP_R_e_s_B =
3,29%');

%% Plotando tudo junto

PotInstCom = PotInst.*432;
PotInstRes = PotInst .* 864;
PotInstTudo = PotInst .* 1296;

figure(4)
plot
(PotInstTudo,PerdasDiaPorcento(1,:),PotInstCom,PerdasDiaPorcento(2,:),
'r',PotInstRes,PerdasDiaPorcento(3,:),'k',...

PotInstTudo(N),M,'*b',PotInstCom(P),O,'*r',PotInstRes(R),Q,'*k',...

4147.2,PerdasDiaPorcento(1,321),'ob',1382.4,PerdasDiaPorcento(2,321),'
or',2764.8,PerdasDiaPorcento(3,321),'ok');
grid on
title('Evolução das perdas para diferentes alocações de GDFV');
xlabel('Potência instalada de GDFV (kW)');ylabel('Perdas (% da perda
inicial)');
legend('Perdas para GDFV em todas as UC','Perdas para GDFV em UC
comercial','Perdas para GDFV em UC residencial');
%axis([0,3.5,0,160]);
text(0.1,5,'PIP = 2,80%');

%% Cálculo da Porcentagem inicial de perdas

TotDem = sum(Com)*18;
PIP = PerdasDia(1,1)/TotDem*100;

%% Salvando tudo

save 'teste_afonso';

```