



DOUGLAS GERALDI

**ESTUDO DA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO CONTEXTO DE
REDES INTELIGENTES**

**CAMPINAS
2013**



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO**

DOUGLAS GERALDI

**ESTUDO DA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO CONTEXTO DE
REDES INTELIGENTES**

Orientador: Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na área de Energia Elétrica.

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO
DEFENDIDA PELO ALUNO DOUGLAS GERALDI
E ORIENTADO PELO PROF. DR. LUIZ CARLOS PEREIRA DA SILVA

Assinatura do Orientador

**CAMPINAS
2013**

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

G311e	Geraldi, Douglas Estudo da microgeração distribuída no contexto de redes Inteligentes / Douglas Geraldi. --Campinas, SP: [s.n.], 2013. Orientador: Luiz Carlos Pereira da Silva. Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. 1. Redes inteligentes de energia. 2. Geração de energia fotovoltaica. 3. Sistemas de energia fotovoltaica. I. Silva, Luiz Carlos Pereira da. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.
-------	--

Título em Inglês: Evaluation of the impact of distributed microgeneration in a smart grid context

Palavras-chave em Inglês: Smart power grids, Photovoltaic power generation, Photovoltaic power systems

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Igor Kopcak, Vivaldo Fernando da Costa

Data da defesa: 24-01-2013

Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

Candidato: Douglas Geraldi


Data da Defesa: 24 de janeiro de 2013

Título da Tese: "Estudo da Microgeração Distribuída no Contexto de Redes Inteligentes"


Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva (Presidente):

Prof. Dr. Igor Kopcak:

Prof. Dr. Vivaldo Fernando da Costa:







*Dedico este trabalho a todas as pessoas que acreditam
que um Mundo Bem Melhor começa dentro de cada um.*

AGRADECIMENTOS

Ao professor Luiz Carlos, por ter me dado a oportunidade de voltar à UNICAMP, pela sua capacidade de ser paciente e calmo ao longo desses anos, me orientando, e sempre confiando no meu trabalho;

Aos professores da FEEC, Walmir de Freitas Filho, Vivaldo Fernando da Costa, Maria Cristina Dias Tavares e Madson Cortes de Almeida, com quem pude ter mais contato e reconhecer a qualidade de seus trabalhos dentro e fora da sala de aula;

Aos colegas da CPFL Energia que me apoiaram nesta tarefa, me ajudando tanto em questões técnicas como pessoais;

Ao Márcio Venício Pilar Alcântara, pelo valioso direcionamento do início ao fim deste trabalho;

À equipe da *Pacific Northwest National Laboratory*, pela qualidade e assiduidade no trabalho de esclarecer o funcionamento e as particularidades do Gridlab;

A minha família e amigos, pelo exemplo, pelo apoio e incentivo, pois sem eles nada teria acontecido.

“If I have seen further, it is by standing on the shoulders of Giants.”

Sir Isaac Newton (1643 – 1727)

RESUMO

Existe atualmente um consenso de que as Redes Inteligentes favoreçam a solução de diversos problemas presentes no dia a dia das concessionárias distribuidoras de energia elétrica, tais como a gestão inteligente do carregamento e o gerenciamento automático na recuperação do fornecimento de energia (*self-healing*). Por outro lado, a implantação de tecnologias de redes inteligentes também pode criar novas dificuldades para as distribuidoras. Especial atenção deve ser dada à facilidade do acesso ao sistema elétrico por parte da microgeração - quer seja solar, eólica, micro turbinas a gás, etc. - possibilitada pela substituição dos medidores atuais por medidores inteligentes e por legislação específica recentemente publicada pela ANEEL. Neste trabalho busca-se apontar e quantificar alguns impactos técnicos relacionados à injeção de potência em um circuito secundário de distribuição. Através do estudo de cenários com crescente nível de penetração de microgeradores fotovoltaicos residenciais (tetos solares) são analisados os impactos na curva de carga do prosumidor, no perfil de tensão da rede, nas perdas elétricas e no desequilíbrio de tensão. As simulações dos cenários supracitados são realizadas através do software livre Gridlab-D, desenvolvido pela *Pacific Northwest National Laboratory* (PNNL) para estudos de aspectos de redes inteligentes via simulação computacional. Uma das vantagens desse pacote é a integração com base de dados meteorológicos, permitindo, por exemplo, a estimativa da geração fotovoltaica mês a mês para um determinado ano constante na base de dados.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Gridlab-D, Redes Inteligentes, Sistemas Fotovoltaicos.

ABSTRACT

Nowadays, there is a consensus that the Smart Grid can promote the solution of various problems present in distribution utilities, such as intelligent load management and self-healing. However, the deployment of smart grid technologies can also create new difficulties. Special attention should be given to the open access to the electrical grid from the micro-generation plants, such as solar photovoltaic, wind turbines and gas micro-turbines, which will be possible with the replacement of the current meters for smart meters and by specific regulation recently published by ANEEL. This work intends to identify and quantify some technical impacts related to power injection from micro-generators in a secondary distribution circuit. Through the study of scenarios with increasing penetration of residential photovoltaic micro-generators (solar roofs) some impacts are analyzed: impacts on the load profile of the prosumer; impacts on the voltage profile of the network; impacts on the electrical losses and voltage imbalance. The simulations of the above scenarios are performed by using Gridlab-D, free software developed by Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) to study aspects of smart grids via computer simulation. One advantage of this package is the integration with meteorological database, enabling, for example, the estimation of photovoltaic generation every month for a given year contained in the database.

Keywords: *Distributed Generation, Gridlab-D, Photovoltaic Systems, Smart Grid.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 Funcionalidades presentes no Gridlab	4
Figura 2-1 Primeira geração do sistema SCADA - Monolítico.....	10
Figura 2-2 Segunda geração do sistema SCADA - Distribuído	11
Figura 2-3 Terceira geração do sistema SCADA - Rede SCADA.....	12
Figura 2-4 Sistema Interligado Nacional - 2011. Fonte: ONS	13
Figura 2-5 Estrutura do material de uma célula fotovoltaica	20
Figura 2-6 Panorama atual de eficiência em células fotovoltaicas [12].....	23
Figura 2-7 Participação na produção global de células fotovoltaicas - 2010 [13]	24
Figura 2-8 Modelo idealizado de 1 célula fotovoltaica	24
Figura 2-9 Modelo de um conjunto de células fotovoltaicas.....	25
Figura 2-10 Influência da (a) irradiação e (b) temperatura	26
Figura 2-11 Variação do comportamento elétrico da célula na associação (a) em série (b) em paralelo	27
Figura 2-12 Curva V-I Kyocera 210GX.....	27
Figura 2-13 Geração solar em 17/01/12 - Eletrosul	29
Figura 2-14 Geração Solar em 22/01/2012 - Eletrosul.....	29
Figura 2-15 Geração solar em 24/01/2012 - Eletrosul	30
Figura 2-16 Potência instalada nos cinco maiores parques solares [16]	31
Figura 2-17 Radiação solar no Brasil [18].....	32
Figura 2-18 Variação intra-anual de geração fotovoltaica (média = 100%) [15].....	33
Figura 2-19 Preço unitário de inversores [15].....	34
Figura 2-20 Áreas relacionadas a Rede Inteligente	38
Figura 2-21 Camadas físicas da Rede Inteligente [21].....	40
Figura 3-1 Exemplo de sistema com 4 agentes	46
Figura 3-2 Modelo térmico de construções [29]	50
Figura 3-3 Curvas de carga típicas para os três perfis de carga - Atlanta - Inverno.....	52
Figura 3-4 Curva de carga típica para os três perfis de carga - Atlanta - Verão	53
Figura 3-5 Exemplo - Herança de características de "objetos-pai"	53
Figura 3-6 Quantidade de alimentadores por região	57

Figura 3-7 Esquema típico de conexão fotovoltaica residencial.....	58
Figura 3-8 Gráfico de temperatura e irradiação – Houston – Verão.....	60
Figura 3-9 Topologia da rede IEEE 37 barras	62
Figura 3-10 Perfil de tensão na condição padrão do alimentador - Regulador de tensão delta aberto.....	63
Figura 3-11 Ilustração da rede secundária configurada no Gridlab	65
Figura 3-12 Curva de carga e curva de geração do mesmo cliente.....	67
Figura 3-13 Curva do Prossumidor	67
Figura 3-14 Comparação do nível de tensão ao longo de três dias.....	68
Figura 4-1 Demanda máxima - Chicago	74
Figura 4-2 Demanda máxima - Atlanta.....	74
Figura 4-3 Demanda máxima - Phoenix	74
Figura 4-4 Demanda máxima - Houston.....	75
Figura 4-5 Demanda mínima - São Francisco	76
Figura 4-6 Demanda mínima – Chicago	76
Figura 4-7 Demanda mínima – Atlanta.....	76
Figura 4-8 Demanda mínima – Phoenix	77
Figura 4-9 Demanda mínima - Houston	77
Figura 4-10 Diferença Máxima de Tensão - Atlanta	79
Figura 4-11 Variação do perfil da tensão para cada nível de geração - Nó 1- Dia típico - Atlanta	81
Figura 4-12 Variação do perfil da tensão para cada nível de geração – Nó 3 – Dia Atípico – Atlanta.....	81
Figura 4-13 Diferença de perdas entre os cenários de geração – Inverno – Atlanta.....	84
Figura 4-14 Diferença de perdas entre os cenários de geração - Verão - Atlanta.....	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 Constante e variáveis principais	26
Tabela 2-2 Desempenho do módulo 210GX-LPU - Kyocera - Condições Padrão para Teste	28
Tabela 2-3 Custo Global do sistema nos Estados Unidos- US\$ /Wp [15].	35
Tabela 2-4 Custo Global do sistema no Brasil (Estimativa) - R\$/ Wp [15].....	35
Tabela 3-1 Cidades Selecionadas e respectivos climas	60
Tabela 3-2 Tipos de Carga e Fator de Potência.....	64
Tabela 3-3 Cenários Propostos para análise	66
Tabela 3-4 Relação Mensal de Consumo x Geração	71
Tabela 4-1 Faixa de Valores de Tensão Regulamentadas	79
Tabela 4-2 Variação horária da tensão - Nó 1 - Atlanta.....	80
Tabela 4-3 Variação Horária - Nó 3 - Atlanta	80
Tabela 4-4 Percentual de alocação dos níveis de tensão - Atlanta	82
Tabela 4-5 Percentual de alocação dos níveis de tensão - Chicago.....	82
Tabela 4-6 Percentual de alocação dos níveis de tensão - Houston	82
Tabela 4-7 Percentual de alocação dos níveis de tensão - Phoenix.....	82
Tabela 4-8 Percentual de alocação dos níveis de tensão – San Francisco.....	83
Tabela 4-9 Perdas nos circuitos secundários - Atlanta	85
Tabela 4-10 Perdas nos circuitos secundários - Chicago	85
Tabela 4-11 Perdas nos circuitos secundários - Houston	86
Tabela 4-12 Perdas nos circuitos secundários - Phoenix.....	86
Tabela 4-13 Perdas nos circuitos secundários – San Francisco.....	86
Tabela 4-14 Máximo desequilíbrio de tensão - Atlanta	88
Tabela 4-15 Máximo desequilíbrio de tensão - Chicago.....	88
Tabela 4-16 Máximo desequilíbrio de tensão - Houston.....	88
Tabela 4-17 Máximo desequilíbrio de tensão - Phoenix	89
Tabela 4-18 Máximo desequilíbrio de tensão – São Francisco	89
Tabela 4-19 Custos do sistema fotovoltaico - R\$/Wp.....	90
Tabela 4-20 Consumo anual médio - MWh	91
Tabela 4-21 Geração anual - MWh	92

Tabela 4-22 Geração anual média [MWh] / Relação Geração x Consumo	93
Tabela 4-23 Tabela de tarifação de energia para diferentes concessionárias – R\$/MWh	94
Tabela 4-24 Tempos de retorno do investimento considerando Caso 1 – Em anos.	94
Tabela 4-25 Tempos de retorno do investimento Caso 2.....	95
Tabela 4-26 Tempos de retorno do sistema considerando Investimento 2 - Irradiação de Campinas - SP.....	95
Tabela A-1 Comparação entre o tempo de processamento – FBS x NR	106

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AM	Air Mass
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BOS	Balance of the System
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DIC	Duração de Interrupção Individual
DMS	Distribution Management System
DOE	Department of Energy
FACTS	Flexible AC Transmission System
FIC	Frequência de Interrupção Individual
GPRS	General Packet Radio Service
LAN	Local Area Network
LCOE	Levelized Cost of Energy
O&M	Operation and Maintenance
OMS	Outage Management System
ONS	Operador Nacional do Sistema
OPEX	Operational expenditure
PLC	Power Line Carrier
PNNL	Pacific Northwest National Laboratory
REN	Renewable Energy Policy Network
RF	Rádio Frequência
RI	Redes Inteligentes
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SIN	Sistema Interligado Nacional
STATCOM	Static Compensator
TMY	Typical Meteorological Year
WAN	Wide Area Network

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 INTRODUÇÃO	1
1.2 OBJETIVOS	2
1.2.1 – Objetivo Geral.....	2
1.2.2 – Objetivos Específicos	2
1.3 - GRIDLAB	3
1.4 – ESTRUTURA DO TRABALHO.....	5
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	7
2.1 HISTÓRICO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS	7
2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	12
2.2.1 Regulamentação Brasileira - ANEEL	16
2.2.2 – Microgeração Distribuída.....	16
2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	17
2.3.1 Histórico e Princípios Básicos	17
2.3.2 O Efeito Fotovoltaico	19
2.3.3 Tipos de Células Fotovoltaicas	20
2.3.4 Modelagem matemática de uma célula fotovoltaica.....	24
2.3.5 Curva de carga de geração típica durante o dia.....	28
2.3.6 Panorama Global da Geração Fotovoltaica	30
2.3.7 Aspectos Energéticos e Econômicos da Geração Fotovoltaica	31
2.4 REDES INTELIGENTES	36
2.4.1 Cenário Global	36
2.4.2 Cenário Brasileiro	42
3 FERRAMENTA COMPUTACIONAL E METODOLOGIA	44
3.1 VISÃO GERAL DA FERRAMENTA.....	44
3.1.1 - Funcionamento Básico: Simulação Baseada em Agentes.....	45
3.2 MÓDULOS E ELEMENTOS DO GRIDLAB	47
3.2.1 Fluxo de Potência	47
3.2.1.1 Tipos de Carga.....	48

3.2.1.1.1 Cargas ZIP – Invariante no tempo (Estático).....	49
3.2.1.1.2 Cargas ZIP - Variáveis no tempo (Dinâmico)	49
3.2.1.1.3 Modelo Físico – Modelagem Térmica de um ambiente (Dinâmico).....	49
3.2.1.1.4 Modelo Físico com Múltiplos Estados – O HVAC (Dinâmico).....	51
3.2.1.1.5 Módulo Residencial.....	51
3.2.2 Elementos elétricos e suas características.....	53
3.2.3 Utilização de dados climáticos.....	55
3.2.4 Modelos de redes – Taxonomia	56
3.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	57
3.4 METODOLOGIA – CENÁRIOS DE ESTUDO	59
3.4.1 Considerações Iniciais	59
3.4.2 Regiões escolhidas – Cidades	59
3.4.3 Rede IEEE 37 Barras	61
3.4.4 Rede Secundária – Topologia e Configuração.....	65
3.5 Definições do Cenário de Simulação	66
3.6 Estudos de Impacto – Visão da Concessionária	66
3.6.1 Análise da demanda	66
3.6.2 Elevação da Tensão	68
3.6.3 Desequilíbrio de tensão no primário dos transformadores	69
3.6.4 Análise de perdas nos ramais secundários	70
3.7 Análise de Viabilidade – Ponto de vista do consumidor.	70
4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS	72
4.1 PONTO DE VISTA DA CONCESSIONÁRIA	72
4.1.1 Análise da Demanda	72
4.1.1.1 Demandas Máximas	73
4.1.1.2 Demandas Mínimas.....	75
4.1.2 Elevação da Tensão.....	78
4.1.3 Análise de Perdas	83
4.1.4 Desequilíbrio de Tensão.....	87
4.2 PONTO DE VISTA DOS CLIENTES	90
4.2.1 Análise de viabilidade.....	90
5 CONCLUSÕES	97

5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	98
REFERÊNCIAS.....	101
APÊNDICES	105
APÊNDICE A – COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS NR E FBS.....	106
APÊNDICE B – ARQUIVOS GLM	107
APÊNDICE C – SCRIPT – CÁLCULO DO FATOR DE DESEQUILÍBRIO ...	108

1 INTRODUÇÃO

1.1 INTRODUÇÃO

No Brasil e no mundo o setor elétrico é de vital importância para o desenvolvimento social e econômico. No entanto, em relação a outras áreas, como telecomunicações, transportes, ou saúde, o desenvolvimento tecnológico ocorrido nas últimas três décadas foi bem mais lento e menos significativo, mas isto está mudando.

É facilmente observável que as restrições, sejam ambientais ou regulatórias, bem como a demanda pelo serviço de fornecimento de eletricidade são crescentes. Isto já sinaliza que alguns padrões necessitarão de mudanças que compreenderão uma série de integrações entre tecnologias, e adaptações às necessidades dos consumidores e concessionárias. Estes avanços estão transformando a rede elétrica padrão no que denominamos de uma rede inteligente (RI), capaz de satisfazer as exigências impostas [1], e atender as novas necessidades em um tempo menor e com maior flexibilidade.

Atualmente concessionárias de energia do mundo todo estão dirigindo seus esforços para a criação de RIs que atendam suas necessidades específicas, uma vez que cada empresa está em um contexto regulatório diferente e num estágio de maturidade diferente, e isto direciona e influencia nas prioridades a serem tomadas em cada etapa.

Apesar das diferenças entre as concessionárias, duas alterações marcantes serão viabilizadas pelo aumento massivo de medidores eletrônicos com capacidade de comunicação remota e a implementação de sistemas Gerenciadores de Dados de Medição, que possibilitarão um canal direto para a Operação, o Planejamento e a Comercialização das empresas de energia, permitindo aquisições em tempo real de informações que são validadas e consolidadas, garantindo a qualidade destes dados para toda empresa.

Com o gerenciamento do consumo e da geração de energia local, a racionalização se tornará cada vez mais eficiente. Nesse contexto surgirá a possibilidade de se desenvolver a geração dispersa – ou pulverizada – de maneira segura e controlável o suficiente para viabilizar as micro redes, que são pequenas sub redes dentro de uma grande rede gerenciada pela concessionária [2].

No entanto, esta evolução não é trivial, e envolve diversas questões técnicas, econômicas, regulatórias e até mesmo políticas. Neste trabalho o foco será dado às questões técnicas que concernem ao impacto desta geração em baixa tensão, com algumas informações a respeito de regulamentações e atividades da ANEEL sobre os temas de Geração Dispersa e Redes Inteligentes no cenário brasileiro.

Sabe-se que a instalação de geradores na rede de baixa tensão traz algumas consequências indesejadas para a concessionária, como aumento do nível tensão e das correntes de curto circuito, possibilidade de inversão do fluxo da energia, situações de ilhamento que podem ocorrer sem o conhecimento desta, para citar algumas. Por outro lado as vantagens de se distribuir, ou “pulverizar” a geração, isto é, espalhar a geração em muitas unidades de geração menores que 100 kVA [3] também são diversas, como a postergação de investimentos na expansão das redes de transmissão e de distribuição, redução de perdas técnicas, baixo impacto ambiental, aumento na confiabilidade e na qualidade do fornecimento da energia [2], entre outros. A busca pelo equilíbrio entre as vantagens e desvantagens poderá trazer grandes benefícios operacionais para as empresas do setor elétrico e para os consumidores.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 – Objetivo Geral

Apresentar as características relevantes das redes inteligentes para o cenário brasileiro e contextualizar os problemas que a geração na baixa tensão pode acarretar.

1.2.2 – Objetivos Específicos

Os objetivos específicos são:

- Contribuir na avaliação e análises do comportamento das redes secundárias com a presença de microgeração fotovoltaica no contexto de redes inteligentes.

- Estudar o *software* Gridlab, e mostrar como esta ferramenta pode auxiliar nos estudos para utilização de novas tecnologias e avaliação de impactos nas redes inteligentes;

1.3 - GRIDLAB

O Gridlab é uma ferramenta computacional que simula o ambiente das redes de distribuição utilizadas neste estudo. Uma das principais barreiras que vem sendo identificadas no desenvolvimento de tecnologias de uma Rede Inteligente está na incapacidade de se quantificar os impactos destas localmente ou regionalmente [4] [5]. Os projetos pioneiros partiram inicialmente com planos pilotos, acarretando em altos custos, tempos elevados para a execução dos projetos e grande dificuldade para a obtenção de resultados sistêmicos. O Gridlab é o primeiro pacote computacional que visa o estudo de redes inteligentes utilizando ambiente virtual [4]. Com isso, abre-se a possibilidade de realização de estudos sistêmicos através da simulação computacional, incluindo redes primárias e secundárias, detalhamento das cargas e seus controles térmicos, da microgeração, dos esquemas de gerenciamento da demanda, da integração com base de dados climáticos, etc.

Esta ferramenta opera utilizando uma estrutura de controle baseada em agentes – elementos da rede - simulando determinado sistema e computando uma série de estados em regime permanente, separados por transições de estados desses agentes. A simulação detecta quando ocorre uma mudança de estado, verificando cada objeto para determinar qual é o próximo estado proposto, se este estado é consistente comparado com outros objetos da rede e quanto tempo é esperado que esse estado permaneça.

O *software* utiliza métodos de fluxo de carga trifásicos- necessários para sistemas desequilibrados. Existem dois módulos de fluxo de carga: O *Power Flow*, para a distribuição, que utiliza o método *Forward and Backward Sweep*, e o *Network* que é utilizado para a transmissão, utilizando método de Gauss Seidel.

Outra vantagem desse *software* é a modelagem térmica de construções residenciais e comerciais. Utilizando um modelo simplificado, chamado de Parâmetro Térmico Equivalente (ETP em inglês), no qual parâmetros para o resfriamento e para o aquecimento são modelados como funções de parâmetros concentrados e representados como um circuito

elétrico, baseando-se nesse modelo, nos equipamentos que estão internos àquela casa e também nas condições climáticas externas à construção, por meio de arquivos com dados climáticos TMY (*Typical Meteorological Year*). Isto é bastante útil para simular o comportamento das cargas em dias quentes, ou em dias frios, onde equipamentos controladores de temperatura são acionados e influenciam consideravelmente na demanda local, bem como dias com alta ou baixa incidência solar, possibilitando o acompanhamento preciso da geração fotovoltaica dos tetos solares para o período em estudo.

Essa ferramenta foi concebida especificamente para simular uma rede inteligente com seus diversos elementos constituintes de forma coordenada e capaz de suportar um grande número de agentes – tendo em seu núcleo uma inteligência que comporta os seguintes itens, ilustrados a seguir:

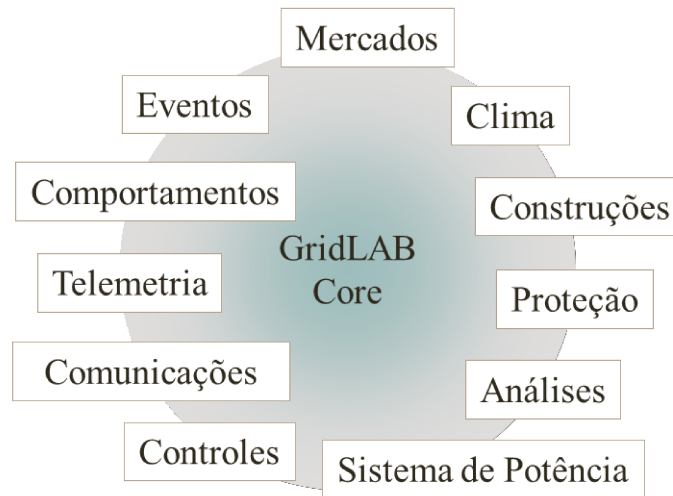


Figura 1-1 Funcionalidades presentes no Gridlab

No Capítulo 3 será explicado com maior nível de detalhes como este *software* funciona e como foi utilizado no presente trabalho para as simulações e estudos dos impactos de microgeração nas redes secundárias de distribuição.

1.4 – ESTRUTURA DO TRABALHO

Neste Capítulo está a introdução desta dissertação abordando uma visão geral sobre o tema em estudo: A geração de energia na baixa tensão, numa rede de distribuição moderna, alicerçada na medição eletrônica, que é a nova interface entre a empresa de distribuição de energia e o consumidor. A motivação para este estudo vem em seguida, a partir da contextualização do cenário global do setor elétrico, seu desenvolvimento, tendências e inovações. Por fim, é apresentado o *software* utilizado no estudo, o Gridlab, o contexto no qual este surgiu e o porquê de sua utilização.

O segundo Capítulo, a Revisão Bibliográfica, trata inicialmente do histórico do Sistema Elétrico de Potência, como este foi desenvolvido desde seus primórdios com a distribuição em corrente contínua, passando por poucas evoluções significativas sob o aspecto conceitual, até os dias atuais. A Geração Distribuída, as tecnologias existentes, suas características, a regulamentação envolvida e seus elementos constituintes vêm em seguida. A segunda parte deste Capítulo tem foco nos sistemas fotovoltaicos, que será a forma de geração abordada neste trabalho. Esta seção cobrirá desde aspectos históricos do desenvolvimento, até aspectos econômicos e sua viabilidade no cenário nacional, passando por projetos de usinas solares e sua curva característica de geração.

O terceiro Capítulo inicia com a apresentação mais detalhada da ferramenta Gridlab, com uma abordagem de como funciona seu núcleo, a forma com que esta ferramenta gerencia e trata os diferentes tipos de arquivos que podem ser utilizados para seu funcionamento e seus principais objetos, ou seja, os principais elementos de rede que são necessários na configuração do sistema elétrico a ser simulado.

Os estudos vêm logo em seguida, com os cenários propostos, baseado em uma rede padrão de 37 nós do IEEE, onde são variados o total de geração, o total de consumo e a posição geográfica do circuito a ser estudado, podendo ser verificadas as variações dos fatores externos, como temperatura e incidência solar. Desta forma será possível traçar cenários para décadas, baseando-se em dados climáticos disponíveis para estas cidades. Nas simulações serão analisados os impactos no perfil e desequilíbrio de tensão, o impacto nas perdas do secundário e no fluxo de potência, onde será explicitada a natureza do novo modelo de consumidor, que consome e gera energia, denominado aqui de “Prosumidor”.

O Capítulo 4 apresentará os resultados sob duas óticas: A do consumidor, onde uma análise de viabilidade econômica será apresentada, e a da concessionária, onde os impactos técnicos terão mais peso para a análise.

Por fim, no Capítulo 5 serão traçadas as conclusões e as sugestões para próximos trabalhos, que poderão envolver análises mais aprofundadas apoiadas em outras funcionalidades da ferramenta computacional, ou novas metodologias de avaliação de impactos que surgirão ao longo dos anos.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste Capítulo será dado um breve histórico do desenvolvimento do sistema elétrico e posteriormente serão apresentadas descrições sobre a Geração Distribuída, a tecnologia Fotovoltaica e suas características fundamentais técnicas e econômicas, e por fim um panorama sobre o entendimento das Redes Inteligentes (RI) e de aspectos globais e nacionais que abordam o contexto do tema deste trabalho.

2.1 HISTÓRICO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

Nesta seção será dada uma descrição geral de como se originou e como vem sendo desenvolvido o sistema de fornecimento de energia elétrica desde o ano de 1882 com a inauguração da *Pearl Street Station* em Manhattan, em corrente contínua, por Thomas Edison, até os dias atuais.

O primeiro sistema projetado no ano de 1882 nos Estados Unidos era alimentado por seis dínamos – chamados de *Dínamo Jumbo* - cada um com potência de 100 kW e pesando 27 toneladas. Eles forneciam eletricidade para aproximadamente 2,6 km² da ilha, essencialmente para iluminação, em corrente contínua.

Na Europa, também em 1882, foi inaugurada a primeira transmissão de energia, em corrente contínua. A tensão era de 2 kV, com uma potência transferida de 2,5 kW por uma distância de 57 km, conectando a usina a vapor em Miesbach (Alemanha), a uma bomba d'água que formava uma cachoeira no Palácio de Vidro, em Munique.

No entanto, a corrente contínua não era a única forma conhecida para se gerar e se transmitir energia, apesar de ser a forma predominante nos Estados Unidos, patrocinada principalmente por Thomas Edison. Na Europa, já existiam diversos estudos sobre o uso e o desenvolvimento de novas tecnologias para se transmitir energia em corrente alternada, na qual o grande marco foi o desenvolvimento de um transformador de núcleo fechado, que possuía uma eficiência muito superior que os transformadores da época de núcleo aberto, em 1884.

Desde então, dispositivos que operam intrinsecamente a base de fluxo alternado de corrente, como motores de indução e transformadores – demonstrados em Paris em 1882, e apresentados a George Westinghouse, por Lucien Gaulard e John Gibbs - e sendo em 1886 melhorados por William Stanley, que os utilizou na cidade de Great Barrington (Massachusetts – EUA) , passaram cada vez mais a fazer parte dos sistemas de energia.

Em 1891 foi demonstrado o primeiro sistema de transmissão de energia trifásica, na Exibição Eletrotécnica Internacional, em Frankfurt, com um linha de 175 km de 25 kV, interligando Frankfurt a Lauffen.

Em 1886, uma competição iniciou-se, conhecida como a “Guerra das Correntes”, na qual se decidiria o rumo que todas as empresas do setor elétrico, quer sejam as geradoras e transmissoras ou os fabricantes de equipamentos. De um lado estava a Edison General Electric, chefiada por Thomas Edson, defendendo o padrão de corrente contínua, e por outro estava a Westinghouse, chefiada por George Westinghouse , que defendia o padrão polifásico em corrente alternada, apoiado em patentes de Nikola Tesla sobre motores polifásicos de indução e no trabalho de William Stanley Jr. na parte de transformadores elevadores e abaixadores.

Em 1893, nos Estados Unidos, foi decidido que a forma de geração e transmissão de energia de Niagara Falls seria por corrente alternada, trifásica em 25 HZ, sendo uma marca que impulsionaria a novas unidades geradoras a adotarem o mesmo padrão. O final das divergências entre as duas formas de se transmitir energia foi a Exposição de Chicago (*World's Fair: Columbian Exposition*) marcando definitivamente a superioridade em eficiência e custos da forma de energia elétrica em corrente alternada

Foi somente em 1954 que a transmissão em corrente contínua voltou à tona, com um sistema fabricado pela ABB a pedido da companhia sueca *Swedish State Power Board* , hoje chamada *Vanttenfall*, para conectar a ilha Gotland à costa sueca, numa distância de 96 km. O bipolo tinha potência de 20 MW, e operava a uma tensão de 100 kV, utilizando válvulas a arco de mercúrio.

Outros desenvolvimentos ocorreram no sistema de energia desde então, como os tiristores em 1967 pela ABB, substituindo as válvulas a arco de mercúrio. Isto possibilitou um ganho imenso na eficiência das transmissões em CC. Não obstante, possibilitou o desenvolvimento de dispositivos FACTS (Sistemas de Transmissão Flexível em CA), tornan-

do mais eficiente a transmissão em Extra Alta Tensão e Ultra Alta tensão (Acima de 500 KV). Posteriormente surgiram o Compensador Estático de Reativos (*Static Var Compensator*) e o Compensador Estático Síncrono (STATCOM), ambos novamente para controles de sistemas de distribuição e da transmissão em CA, que tem como principais funcionalidades controlar a demanda de reativos quer seja da transmissão como da distribuição, e amortecer oscilações de potência na transmissão.

Com o passar do tempo as empresas de energia tomaram proporções maiores – em número de clientes atendidos, em área e em sistemas interligados - e foram adquirindo maiores responsabilidades, como na qualidade de energia para consumidores, refletindo-se em indicadores, e na segurança dos técnicos em campo.

Para acompanhar essas demandas, em meados da década de 60, iniciou-se a automação de alguns pontos destas redes, propiciando o desenvolvimento dos sistemas digitais de supervisão e controle, denominados SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), que originalmente eram voltados à transmissão, nas subestações.

No decorrer da história esses sistemas evoluíram e podem ser subdivididos em três gerações, onde a presença dos computadores e das redes de comunicação aumenta a cada geração, assim como a presença dos protocolos de comunicação se tornaram menos restritas permitindo maior integração com outros sistemas dentro das empresas. Estas gerações estão descritas a seguir:

Monolíticos: Datam de meados da década de 60. Os cálculos eram feitos em *mainframes*, sendo os sistemas SCADA sem nenhuma comunicação com outros sistemas. Monitoravam sensores e sinalizavam ou disparavam algum alarme quando necessário. Os protocolos de comunicação eram desenvolvidos pelos fornecedores dos equipamentos das Unidades Terminais Remotas (RTU), e não eram passíveis de mudanças, tendo como funcionalidades basicamente algumas medições e controle em poucos pontos. A Fig. 2.1 apresenta o esquema utilizado:

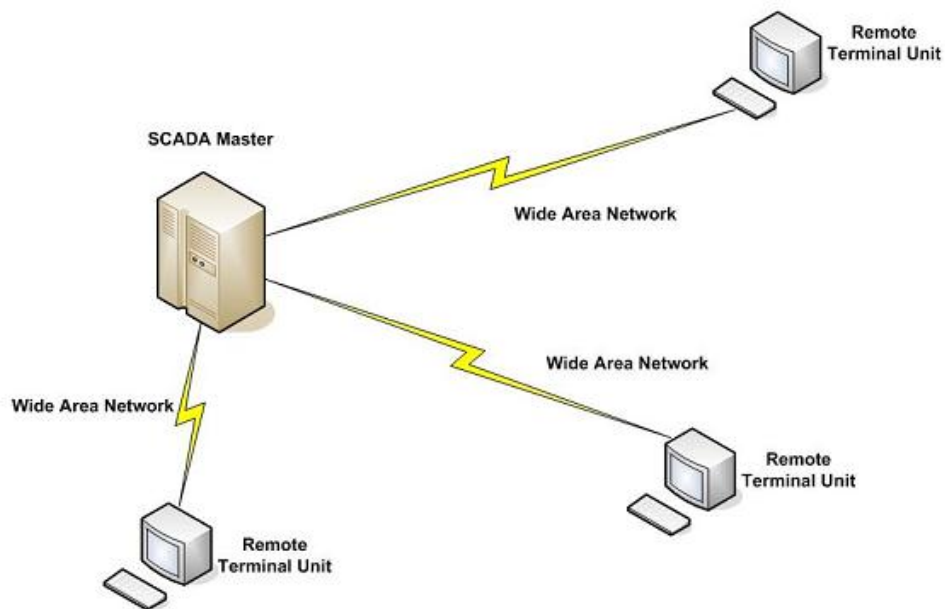


Figura 2-1 Primeira geração do sistema SCADA - Monolítico

Distribuído: A segunda geração de sistemas SCADA passou a oferecer também algumas funções de controle, e previsão de algumas prováveis falhas, em função da configuração dos relés (*tripped alarm levels*). Uma vez que o sistema passou a ser constituído de várias máquinas menores, comunicando-se via LAN, o conjunto passou a apresentar maior capacidade de processamento comparado aos *mainframes* utilizados na primeira geração. Nesta configuração, algumas máquinas eram dedicadas a fazer a interface homem-máquina, outras serviam de banco de dados e processamento e outras proviam a comunicação entre os terminais, dividindo informações em tempo real. Isto favoreceu também para um aumento na confiabilidade do sistema, uma vez que quando um módulo falhasse, haveria outro para tomar aquela tarefa. A Fig. 2.2 mostra como é a configuração básica desta geração de SCADA.

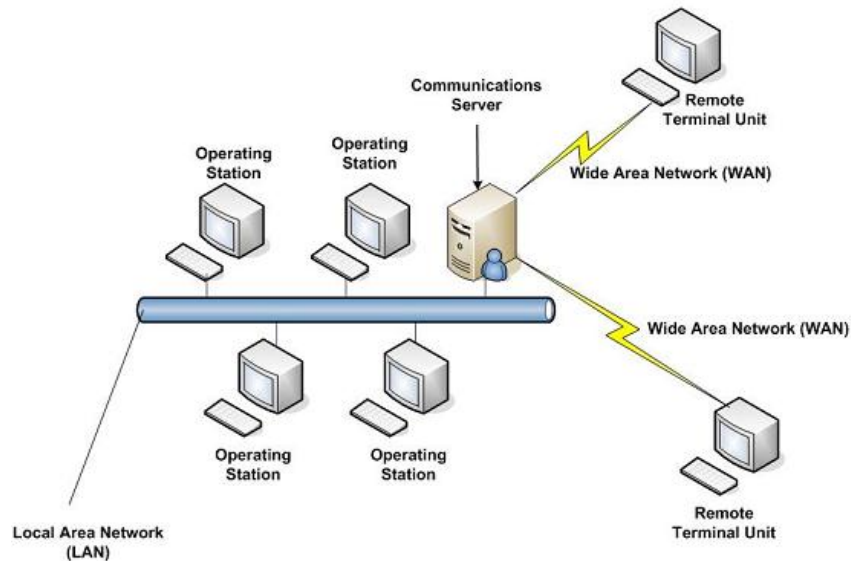


Figura 2-2 Segunda geração do sistema SCADA - Distribuído

Rede SCADA: A atual geração de sistemas SCADA tem como principal característica a abertura de protocolos e padrões pelo lado dos fabricantes, possibilitando que diversos equipamentos e sistemas se comuniquem, tornando a rede mais flexível, abrangente – com mais funcionalidades integradas - e confiável. No campo a comunicação é via WAN (*wide area network*) podendo ser via GPRS ou via fibra óptica, sendo esta a maior modificação na comunicação entre as três 3 gerações. Nas subestações as comunicações são basicamente via PLC (*power line carrier*). A Fig. 2.3 mostra como é a configuração básica desta geração de SCADA.

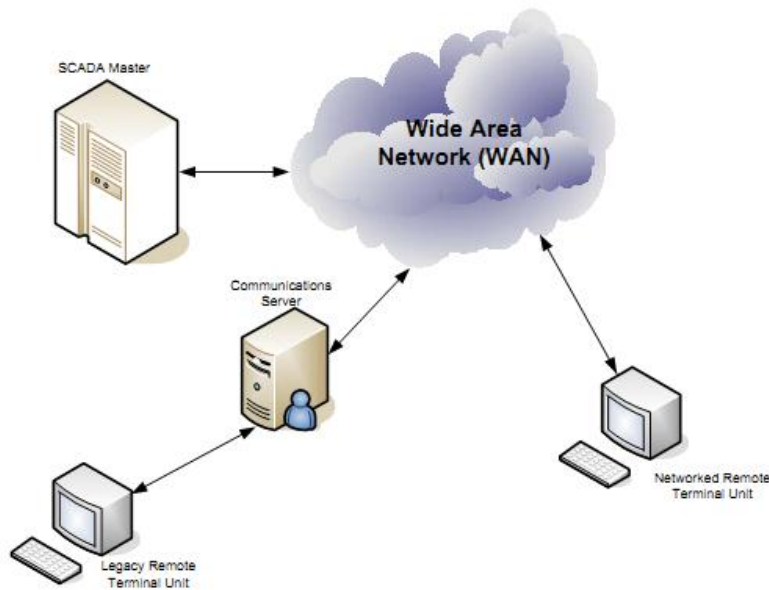


Figura 2-3 Terceira geração do sistema SCADA - Rede SCADA

O sistema SCADA hoje conta com diversas funcionalidades de controle, medição, geração de relatórios e alarmes. É comum esses sistemas estarem integrados com o OMS (*Outage Management System*) e com sistemas voltados ao gerenciamento da distribuição – DMS (*Distribution Management System*) – que através das medições em tempo real é capaz de aperfeiçoar os fluxos de potência pela rede, seja por chaveamentos ou por indicar alocação de dispositivos para melhorar o perfil de tensão, de identificar com maior precisão a localização de alguma falta ou de prever o comportamento da carga para determinados períodos, assim como permite que seja feita a auto reconfiguração da rede no caso de alguma falha, isolando-se aquele trecho e restaurando o serviço por outro caminho elétrico – denominado em inglês por *Self Healing*.

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A crescente demanda por energia, associada às restrições para a expansão do sistema, econômicas, técnicas, políticas ou ambientais nos levam a refletir sobre a questão energética globalmente, suas fontes primárias, e como é utilizada toda esta energia, elevando o

Nesse contexto ressurgem a Geração Distribuída (GD), que nada mais é que a geração conectada próxima dos centros de consumo, onde existe alguma fonte de energia, no nível de baixa ou média tensão, dispensando a etapa da transmissão e as subestações, e de certa forma retornando aos primeiros sistemas, onde comumente as unidades geradoras situavam-se próximas às cargas.

Segundo o IEEE :

Geração Distribuída é uma unidade de geração com instalações suficientemente pequenas em relação às grandes centrais de geração, permitindo sua conexão em um ponto próximo à rede elétrica existente junto aos centros de carga (IEEE,2008)

Segundo a ANEEL :

“Geração de energia elétrica conectada diretamente no sistema de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS (Operador Nacional do Sistema)”.

Deve-se, no entanto, tomar alguns cuidados na instalação desses geradores próximos às cargas. Alguns aspectos técnicos como estabilidade perante grandes perturbações na rede, o fluxo de potência no sentido reverso dos dispositivos de proteção, a elevação do perfil de tensão, entre outros devem ser considerados para acompanhar estas instalações na rede, a fim de torná-las operacionalmente confiáveis.

Este aumento da tensão pode ser bom ou ruim, dependendo unicamente da proximidade dos limites máximos ou mínimos estabelecidos para as cargas, ou seja, aumentar a tensão em alguns casos se torna interessante, permitindo à concessionária postergar investimentos naquela região, mas em outros, pode ser prejudicial, nos casos em que a tensão já esteja elevada ou que se eleve com facilidade.

O sentido do fluxo também inverte quando a geração é superior àquela demanda regional, ou quando se tem uma tensão maior que a do barramento de folga, fato que pode ocorrer devido à instalação de unidades geradoras em áreas com baixa carga, como no caso das usinas de álcool, ou em horários de baixo consumo. Nessas situações, comumente teremos potência sendo transmitida por cabos que foram designados exclusivamente para o final de uma linha de distribuição, ou seja, cabos com elevada razão r/x , destinado a unidades consumidoras do tipo residencial, resultando em elevação nas perdas totais da rede.

Para manter a tensão dentro dos limites estabelecidos os operadores utilizam algumas técnicas, como mudar a relação de *taps* do transformador do alimentador, acionar bancos de capacitores em alguns nós, ou reconfigurar a rede, transferindo a carga de um alimentador para outro, a fim de se regular o sistema como um todo.

No Brasil a Resolução 482 da ANEEL separou em três classes essa modalidade de geração na distribuição, em “geração distribuída”, em “microgeração”, que será tratada adiante, e em “minigeração”. Definimos minigeração distribuída (Mini GD) como unidades geradora de 100 kW até 1 MW para fontes solar, hidráulica, eólica, biomassa ou cogeração qualificada [6], conectadas diretamente no sistema de distribuição, como já mencionado anteriormente, trifásicos, podendo ser conectado na média tensão a partir de 150 kW ou conectado na alta tensão quando acima de 500 kW – primário do transformador.

Em relação a outros países, como Austrália, Estados Unidos, Canadá, e países da União Europeia, o Brasil encontra-se bastante atrasado, pois estes já estabeleceram regras para a conexão de micro GDs nas redes de baixa tensão, e já se encontram em estágio avançado de instalação dos dispositivos. Em geral os governos forneceram grandes subsídios, como a Lei de Energias Renováveis na Alemanha, iniciada em 2004 com o mecanismo tipo “*feed-in*”, que visa à ampliação do número de centrais de energia usando fontes renováveis e atingir o mínimo 35% em participação desta em 2020. Esta lei garante aos produtores um preço fixo para a compra da energia gerada (de 31,94 a 43,01 centavos de EUR/kWh durante 20 anos), por parte das concessionárias, e foi adotada em seus termos básicos por outros países também. Infelizmente este modelo possui também seus “contras”, podendo causar grandes *déficits* aos cofres públicos, uma vez que o preço fixo do kWh gerado pelo Produtor Independente (PI) seja sempre superior ao que o consumidor paga pelo kWh fornecido a ele.

No mundo todo vem ocorrendo com grande intensidade um movimento em direção às fontes renováveis de energia, uma vez que metas de redução de emissões de CO₂ foram estabelecidas, assim como a marcante movimentação na economia que a introdução destas novas fontes de energia traz consigo, especialmente por meio de subsídios governamentais, e incentivos á estas formas de geração.

2.2.1 Regulamentação Brasileira - ANEEL

Antes dos anos 60 a geração distribuída em redes de média tensão não era regulamentada no Brasil, e esta restrição durou até 1995 com a Lei 9074 que criou o conceito de Consumidor Livre e permitiu o acesso à distribuição e transmissão por parte dos interessados, e com o decreto n° 2003 em 1996 que regulamentou esta produção pelo autoprodutor e pelo produtor independente de energia.

Foi só a partir de 2010 que a ANEEL (criada em 1998) iniciou o processo de Consulta Pública, n°15/2010 que teve vigência entre setembro a novembro de 2010, e posteriormente a Audiência Pública, n° 42/2011, com vigência entre Agosto e Outubro de 2011, para regularizar a geração distribuída na baixa tensão.

Este atraso em relação aos outros países, em termos regulatórios, terminou com a Resolução Normativa 482 (REN 482), liberada em Abril de 2012. Esta resolução traz as definições de micro e mini geração distribuída, e define que a geração proveniente da unidade consumidora compensará o consumo de energia ativa, sendo denominado de sistema de compensação de energia elétrica, ou *net-metering*, no termo em inglês.

Cabe ressaltar que na REN 482 não está claro como será a cobrança de impostos pelo consumo total, uma vez que necessariamente haverá momentos de consumo de energia que excedam a geração local. Caso os impostos sejam cobrados pelo total consumido durante o período de faturamento, o incentivo final dado aos consumidores com micro ou minigeração seria apenas na parcela referente ao preço do kWh, e não no conjunto total da conta de energia, uma vez que os encargos de transmissão e de distribuição oneram a conta em aproximadamente 25%.

2.2.2 – Microgeração Distribuída

Em Abril de 2012, a ANEEL liberou a Resolução 482 [6], onde são estabelecidas condições gerais de acesso à rede por parte da micro e mini geração distribuída.

A definição utilizada neste trabalho é a mesma da Resolução:

Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

Esta categoria de unidades geradoras será comum, e majoritária no sistema brasileiro de distribuição em alguns anos, em termos da baixa tensão, uma vez que os consumidores residenciais e comerciais, que são pequenos, dificilmente vão transpor a marca de 100 kW instalados naquela unidade.

Outro aspecto fundamental no contexto da microgeração é o preço dos equipamentos, e o cálculo para isto se tornar viável. Uma vez que o aumento na demanda pode tornar os preços cada vez mais baratos, e acentuar o processo de instalação em alguns anos, como o ocorrido nos países europeus.

Com o interesse em aumentar a produção de energia a partir de fontes renováveis torna-se imprescindível desenvolver meios objetivos para se mensurar a máxima capacidade de geração que poderá ser conectada àquele sistema de distribuição. Isto se chama de Capacidade de Hospedagem. Sabemos que os sistemas fotovoltaicos operam em função da disponibilidade e irradiação solar, tendo, portanto, potência injetada de forma variável [7]. Alguns critérios que podem ser levados em consideração são características das unidades geradoras, a configuração da rede e como estas são operadas, as características das cargas e por fim as regulamentações e restrições impostas.

2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.3.1 Histórico e Princípios Básicos

A primeira observação de uma corrente elétrica causada pela incidência de luz em um material metálico foi feita pelo físico francês Edmund Becquerel, em 1839, quando luz incidia sobre um eletrodo de prata revestido de platina e imerso em uma solução eletrolítica

[8]. No final do século XIX, Charles Fritts prensou selênio a uma fina camada de ouro e a outro metal. Essa “célula” obteve uma eficiência de 1% na conversão de energia, sendo este provavelmente a primeira célula solar da história, posteriormente classificada como uma célula de “filme fino”. No entanto, a produção não teve continuidade devido ao alto custo de fabricação.

Estes foram alguns dos experimentos que serviram de base para que outros cientistas da época estudassem as características da luz, culminando com o trabalho sobre a natureza da luz e o efeito fotoelétrico de Einstein, em 1905, que posteriormente, em 1921 lhe rendeu o prêmio Nobel de física.

No ano de 1939, Russel Ohl, no Bell Labs, desenvolveu a teoria que viria a explicar as junções P-N, a partir da observação da dificuldade de se conduzir corrente em determinada região no silício, causada pelas impurezas no material – sendo estas junções p-n naturais [9]. Na década de 50, Calvin Fuller, Daryl Chapin e Gerald Pearson se apoiaram no trabalho de Ohl e com a tecnologia disponível desenvolveram a célula solar de silício, que chegou a uma eficiência de aproximadamente 6% e em média custava US\$ 200,00/Watt.

A principal aplicação das células fotovoltaicas durante as décadas de 50 e 60 foram voltadas ao abastecimento de satélites, que necessitavam de uma fonte confiável de energia, sem exigir manutenção, sendo primeiramente utilizada no satélite *Vanguard 1*. Outras composições de materiais foram estudadas também, como o GaAs (Arseneto de Gálio), mas com o desenvolvimento da indústria eletrônica, as aplicações com o Si se tornaram cada vez mais vantajosas.

Um grande impulsionador nas pesquisas de células fotovoltaicas foi a crise do petróleo na década de 70, onde foram iniciados estudos com o Silício Policristalino, Silício Amorfo, Condutores Orgânicos e a tecnologia de Filme fino (que foi a primeira de todas, referente à fina camada de ouro junto ao selênio). No entanto, esses esforços não foram suficientes para a popularização dessas tecnologias, principalmente devido à baixa capacidade competitiva no mercado.

A partir da década de 90 os interesses se voltaram novamente para essa tecnologia, com incentivos como o Protocolo de Kyoto, que visava reduzir a dependência de energia nos combustíveis fósseis e reduzir as emissões de CO₂. No final dos anos 90 até então, houve um aumento significativo na quantidade de fabricantes de células solares, especial-

mente devido à presença de fabricantes chineses, que geralmente são desenvolvidas a partir de algumas patentes na fabricação das células, e que apresentam grande eficiência fabril tornando o preço final competitivo na cadeia global de fornecimento, como é o caso da *Suntech* e da *JA Solar*, ambas chinesas.

2.3.2 O Efeito Fotovoltaico

O funcionamento de uma célula solar se baseia no efeito fotovoltaico, que ocorre no material semicondutor dopado (extrínseco), isto é, um material pertencente à família 4A (C, Ge, Si) que passou por um processo de aquecimento e foi misturado a “impurezas”, da família 3A, formando um material do tipo P. Ou então da família 5A, formando um material do tipo N. Esta dopagem tem a finalidade de controlar suas propriedades elétricas.

Ao se ‘fundir’ um material do tipo P a um material do tipo N, esta junção forma uma região chamada de “Zona de Depleção”, que é eletricamente neutra, devido à “mistura” do material tipo P ao N, como pode ser observada na *Fig. 2.5*.

Este processo de junção do material do tipo P ao material do tipo N ocorre com o aquecimento destas partes. Neste processo os elétrons no material do tipo N ganham energia (se excitam), e alguns conseguem escapar da Camada de Valência, gerando uma lacuna, ou seja, um espaço vazio que poderá alojar um elétron vizinho. A célula solar pode ser considerada um diodo que ao absorver fótons, libera um par elétron-lacuna, ou seja, quando num circuito, gera corrente elétrica.

A capacidade de absorção depende de vários fatores, entre eles:

- Largura da banda de energia (*band gap*) do semicondutor, que quanto menor, mais fótons poderão ter energia suficiente para gerar o par;
- Temperatura, que quanto maior, pior fica o rendimento global;
- Concentração de portadores disponíveis e sua capacidade de mobilidade, referente ao campo elétrico formado pela junção PN;
- Taxa de recombinação dos pares elétron-lacuna.

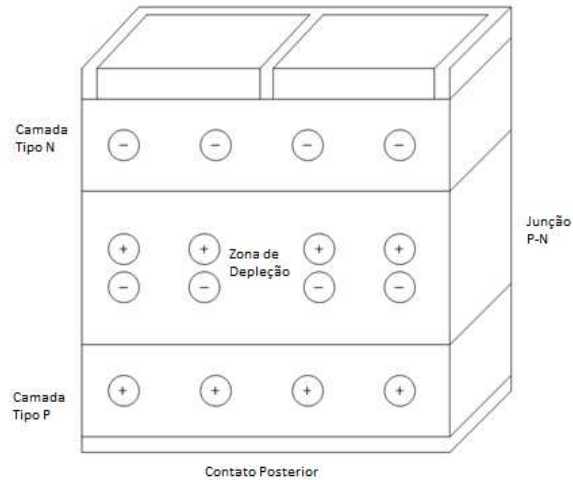


Figura 2-5 Estrutura do material de uma célula fotovoltaica

A energia dos fótons corresponde à frequência da luz a qual eles fazem parte, podendo estes assumir inúmeras quantidades de energia. No entanto, na célula solar, apenas a energia absorvida pelo elétron que é suficiente para fazê-lo saltar da camada de valência para a camada de condução é utilizada, sendo a outra parte perdida basicamente em forma de calor.

As células solares são conectadas em série - uma célula fornece tipicamente algumas dezenas de miliamperes e uma tensão da ordem de 0,5V - chamados de módulos, e estes são então montados em painéis, denominados painéis fotovoltaicos.

2.3.3 Tipos de Células Fotovoltaicas

Atualmente existem basicamente três grandes “gerações” de células fotovoltaicas, fabricadas com diversos materiais e com diversas tecnologias, resultantes de objetivos diferentes na fabricação [10].

A *primeira geração*, porém não mais antiga, pertence à do Silício em *Wafers*, que é encontrado em quase todos os sistemas fotovoltaicos. Este silício pode ser mono ou multicristalino. O material mais eficiente na conversão da energia é o de cristal único, ou monocristalino, uma vez que os arranjos dos átomos desse material são uniformes (pois vêm do mesmo cristal). Por outro lado o multicristalino é constituído de vários cristais, e conse-

quentemente, várias fronteiras entre eles no material, tornando a conversão um pouco menos eficiente, mas com fabricação mais barata.

A eficiência desta primeira geração fica entre 13 a 25% (em laboratório) e quando em módulos fotovoltaicos chegam próximo dos 17%. Para poder ser utilizado, o silício deve obter grau de pureza da ordem de 99,9999%.

A *segunda geração* pertence aos Filmes Finos, sendo inorgânicas ou orgânicas. As células inorgânicas podem ser amorfas, policristalinas de filme fino, microcristalinas, ou serem constituídas pelos elementos Cobre Índio Selênio (CIS) ou Cadmo Telúrio (CdTe).

O termo “Filmes Finos” se refere ao processo de fabricação, que é feito “filme por filme” de material, e não pelo fato de ser uma única camada fina. Este material possui diversas vantagens sobre o silício constituído de camadas mais espessas, como a possibilidade de estar operante em camadas muito menos espessas (entre 1 e 10 μm , ao passo que o convencional utiliza entre 100 e 300 μm), e possibilitar que sejam depositados em materiais flexíveis, viabilizando sua utilização em construções e tornando-se parte do *design*, sendo mais uma vantagem para sua promoção.

As células de filmes finos policristalinas são famosas pelo dispositivo de Arseneto de Gálio (GaAs), tendo vantagens sobre as outras estruturas, como a maior tolerância ao calor, menor espessura em relação ao Silício, menor *band gap* que possibilita maior aproveitamento dos fótons, e maior resistência à radiação, tornando-as a melhor opção para aplicações aeroespaciais [11]. No entanto devido à baixa disponibilidade dos materiais, e conseqüentemente altos preços, elas não são utilizadas em aplicações terrestres.

As células orgânicas utilizam polímeros e outros materiais ao invés de semicondutores, com uma grande vantagem competitiva que necessita de menos energia para ser fabricada, além das promessas de serem altamente eficiente.

A *terceira geração* compreende células que buscam o bom rendimento (ou superior) da primeira geração, com o baixo custo das células de filmes finos. Estas são denominadas de Células Sequenciais, que compreendem as células amorfas de junção triplas, e as células multijunção III-V. A diferença na fabricação destas células é a presença de camadas com diferentes *band gaps*, para aproveitar os diferentes espectros da luz. Isso visa reduzir a quantidade total de energia que se converte em calor, além de aproveitar mais fótons incidentes.

A Fig. 2.6 apresenta um mapeamento da tecnologia em relação à eficiência, compilado pela NREL – *National Renewable Energy Laboratory*, Estados Unidos, mostrando o desenvolvimento de diversas tecnologias e suas eficiências alcançadas, em diversos laboratórios no mundo, cobrindo a maioria dos avanços tecnológicos, desde 1975 até o final de 2011.

Pode-se notar que algumas tecnologias emergentes não foram citadas na visão geral dada acima. Notoriamente as células multi-junção triplas (*Three-junction*) são as que apresentam o maior rendimento, rompendo a barreira dos 40%.

O maior desafio não está mais no desenvolvimento de novas tecnologias de células solares, aumentando o rendimento a cada nova descoberta. Atualmente o diferencial reside na cadeia de produção em larga escala destas, onde o preço e a qualidade devem ser competitivos. Ou seja, a capacidade de se construir uma célula em laboratório que ultrapasse a barreira dos 20% de eficiência possui menos relevância atualmente, ao passo que novas tecnologias no processo de produção de células podem influenciar mais no preço final e tornar as células com eficiência menor do que 20% muito mais atraentes para o consumidor final.

Esta capacidade de inovar e reduzir custos no processo de fabricação, e não na tecnologia da célula, foi a grande responsável por posicionar 3 fabricantes chineses dentre os 5 maiores fabricantes mundiais, e 6 dentre os 10 maiores, e pode ser expandida para diversas outras áreas de negócio.

A Fig. 2.7 apresenta uma comparação estimada para 2010 da participação final de cada país na produção de células fotovoltaicas.

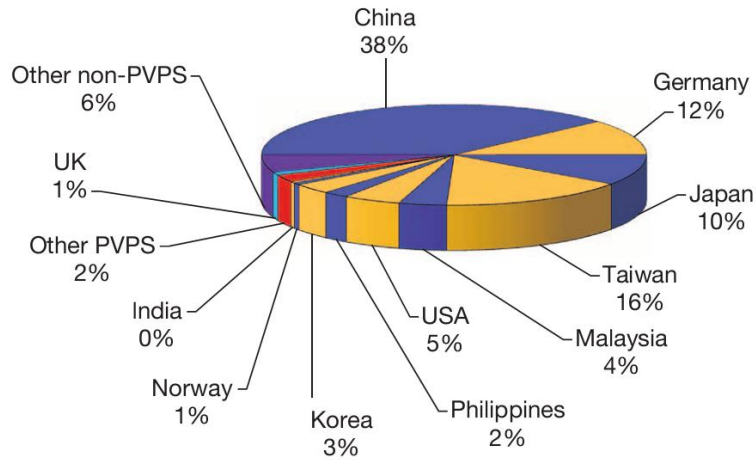


Figura 2-7 Participação na produção global de células fotovoltaicas - 2010 [13]

2.3.4 Modelagem matemática de uma célula fotovoltaica.

A modelagem matemática de uma célula pode ser feita de forma simples, com um diodo [14] representado na Fig. 2.8, que trata a célula de forma idealizada:

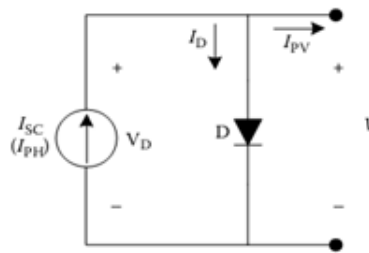


Figura 2-8 Modelo idealizado de 1 célula fotovoltaica

Onde a expressão que representa a corrente de saída “ I_{PV} ” é dada por:

$$I_{PV} = I_{SC} - I_D \quad (2.1)$$

$$I_{PV} = I_{SC} - I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{akT}\right) - 1 \right] \quad (2.2)$$

A corrente de curto-circuito, I_{SC} , depende da irradiação solar. Esta corrente é gerada a partir do efeito fotoelétrico.

$$I_{SC} = (I_{SC,n} + K_I \Delta_T) \frac{G}{G_n} \quad (2.3)$$

Na equação (2.3), a corrente $I_{SC,n}$ é a corrente nominal obtida no laboratório, o coeficiente K_I representa a relação entre a corrente de curto circuito (I_{SC}) e a temperatura, o termo Δ_T representa a diferença entre a temperatura real e a nominal, e G representa a radiação na superfície daquele objeto, em W/m^2 .

No caso de um módulo com diversas células em série e em paralelo o circuito pode ser representado pelo modelo da Fig. 2.9 [18], sendo R_s proveniente dos contatos metálicos e do contato entre o metal e o semicondutor, e R_{sh} surgindo do fato da junção P-N não ser homogênea:

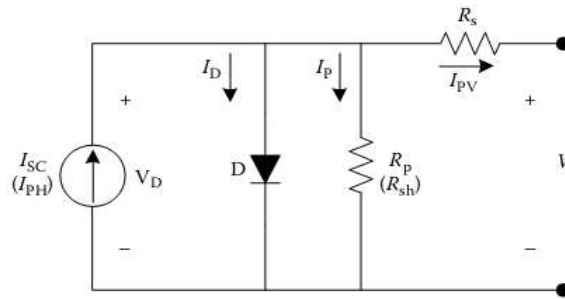


Figura 2-9 Modelo de um conjunto de células fotovoltaicas

Sendo a corrente de saída dada por:

$$I_{PV} = I_{SC} - I_p - I_D \quad (2.4)$$

$$V = \alpha V_T \ln \left[\frac{I_{SC} - I_{PV}}{I_0} + 1 \right] \quad (2.5)$$

Assim pode-se obter a corrente do módulo fotovoltaico:

$$I_{PV} = I_{SC} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + R_s I_{PV}}{\alpha V_T}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I_{PV}}{R_p} \quad (2.6)$$

A tabela 2.1 apresenta os valores das constantes físicas e algumas variáveis utilizadas nas expressões citadas.

Tabela 2-1 Constante e variáveis principais

V_T	Tensão Terminal	KT/q
q	Carga do elétron	$1.602176 \times 10^{-19} \text{ C}$
K	Constante de Boltzmann	$1.38065 \times 10^{-23} \text{ J/K}$
T	Temperatura	K
I_0	Corrente de Saturação Reversa	A
I_{PV}	Corrente de Saída da Célula	A

Existem também modelos que utilizam dois diodos e uma resistência em série, sendo mais complexo o tratamento matemático, no entanto permitindo maior grau de liberdade de ser trabalhado, além de ser o mais preciso, mas propagando a complexidade no caso de um conjunto de células também [10]. As incógnitas R_s , R_p , α e $I_{PV,n}$ não são fornecidas pelos fabricantes, sendo necessárias algumas iterações para adaptar a equação aos dados fornecidos pelo catálogo da placa fotovoltaica em estudo.

Conforme a equação (2.3), o aumento da irradiação, dado por G , aumenta bastante a corrente de curto circuito da célula (I_{SC}), ao passo que aumenta de forma aproximadamente linear a tensão de circuito aberto. A Fig. 2.10 (b) mostra a influência que a temperatura exerce na célula, aumentando a corrente de curto circuito, mas diminuindo a tensão de circuito aberto. Em termos gerais, pode-se dizer que o aumento da temperatura da célula tende a reduzir a eficiência global do sistema.

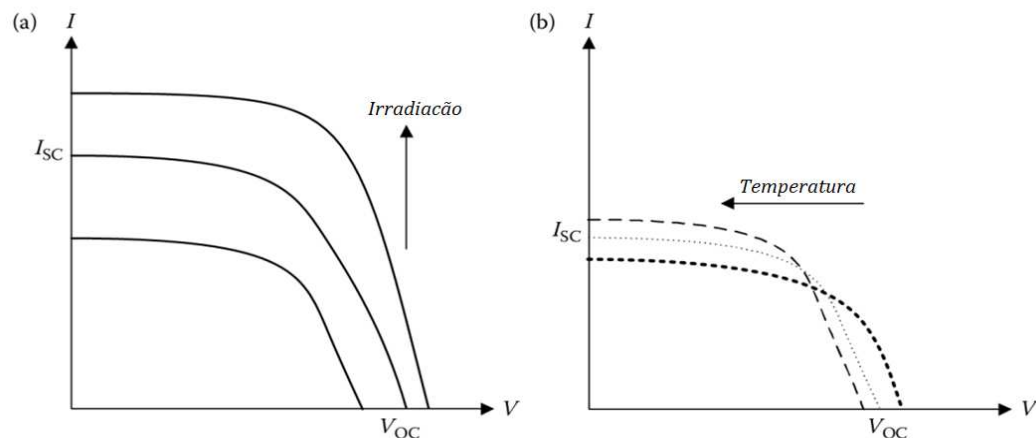


Figura 2-10 Influencia da (a) irradiação e (b) temperatura

A conexão dos módulos em série ou em paralelo resulta em maior tensão ou em maior corrente, similarmente ao que ocorre com baterias convencionais. A Fig. 2.11 representa estas duas situações:

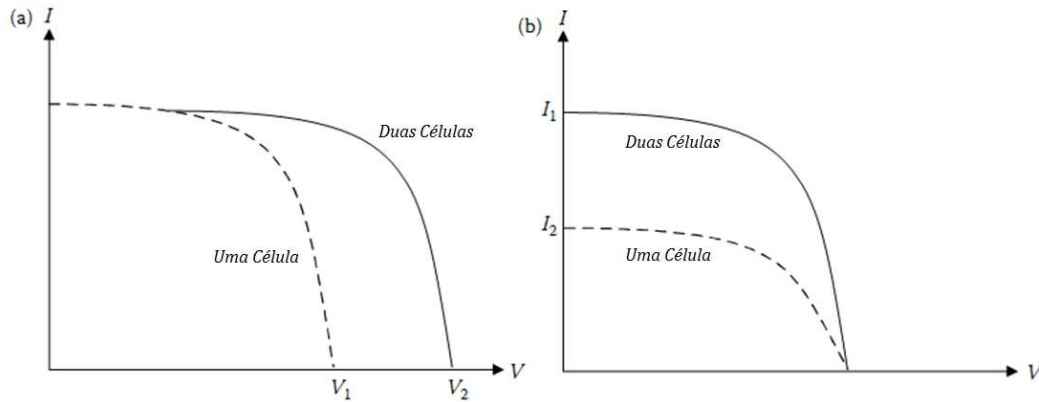


Figura 2-11 Variação do comportamento elétrico da célula na associação (a) em série (b) em paralelo

Vale lembrar que estas curvas são de modelos aproximados, mas refletem de forma fácil e prática a relação topológica entre as células.

Por fim, a Fig. 2.12 apresenta a curva típica V-I de um módulo fotovoltaico da Kyocera de 210W_P e sua tabela de dados coletados do ensaio de laboratório.

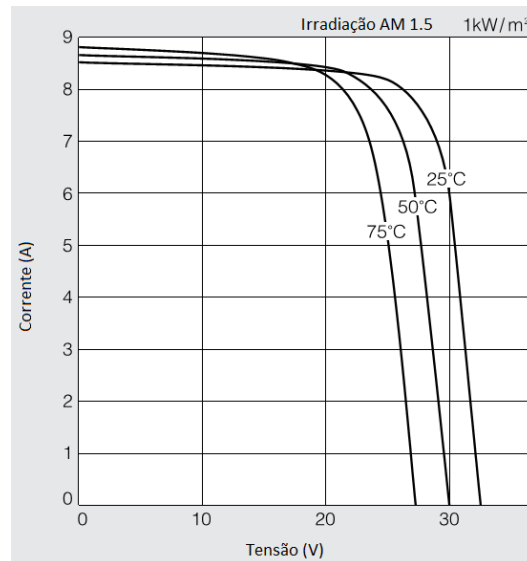


Figura 2-12 Curva V-I Kyocera 210GX

Tabela 2-2 Desempenho do módulo 210GX-LPU - Kyocera - Condições Padrão para Teste

■ Electrical Performance under Standard Test Conditions (*STC)	
Maximum Power (Pmax)	210W (+5W/-0W)
Maximum Power Voltage (Vmpp)	26.6V
Maximum Power Current (Impp)	7.90A
Open Circuit Voltage (Voc)	33.2V
Short Circuit Current (Isc)	8.58A
Max System Voltage	600V
Temperature Coefficient of Voc	-1.20×10 ⁻¹ V/°C
Temperature Coefficient of Isc	5.15×10 ⁻³ A/°C

*STC : Irradiance 1000W/m², AM1.5 spectrum, cell temperature 25°C

A sigla AM 1.5 é um padrão, onde AM significa “*air mass*” ou massa de ar, neste padrão é suposta a inclinação do módulo a 48°19’ e perpendicular aos raios solares. Quanto maior o número, maior é a “impedância” dos raios solares até a placa, ou seja, maior a dispersão destes raios, e menor a energia final incidente. Matematicamente tem-se que

$$AM = \frac{1}{\cos\theta} \quad (2.7)$$

Onde θ é a inclinação da superfície perpendicular ao sol em relação ao zênite.

2.3.5 Curva de carga de geração típica durante o dia.

Os elementos fotovoltaicos tem normalmente uma geração variável ao longo do dia. Nas Fig. 2.13, 14 e 15 é possível observar a variação no perfil da energia gerada ao longo das horas do dia, dadas em kWh, e como esta geração pode variar de hora em hora entre os dias.

Esses resultados são da planta fotovoltaica da Eletrosul, localizada em Florianópolis-SC, com uma potência instalada de 11,97 kWp. A nomenclatura kWp corresponde à quilowatt pico, isto é, ao pico de geração que aquele conjunto fotovoltaico disponibiliza em condições ótimas. É o máximo que o sistema consegue produzir de energia.

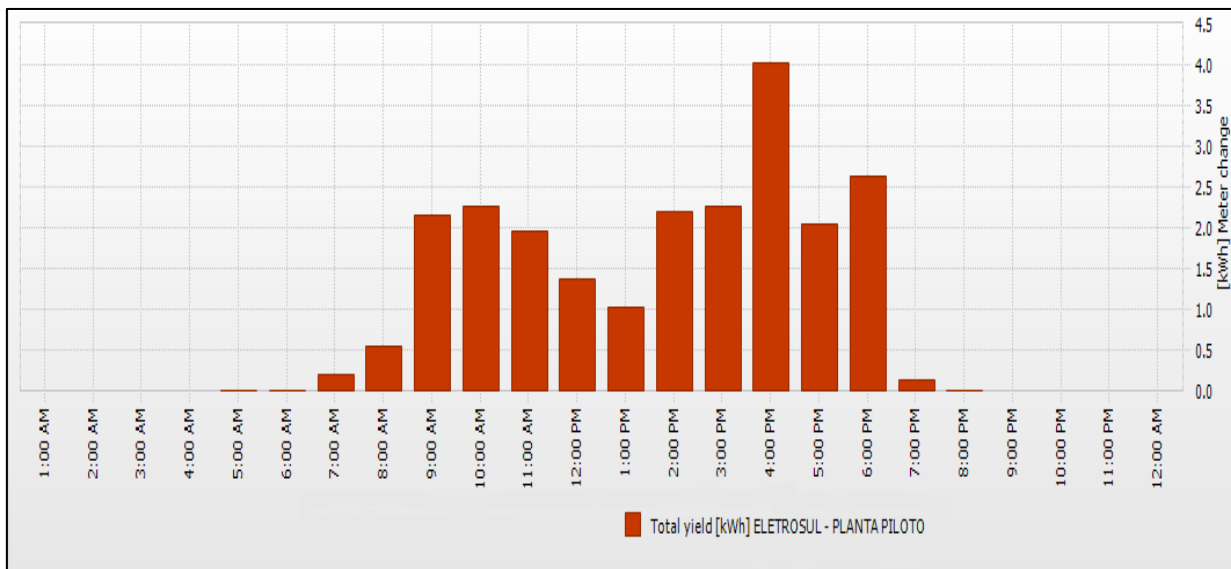


Figura 2-13 Geração solar em 17/01/12 - Eletrosul

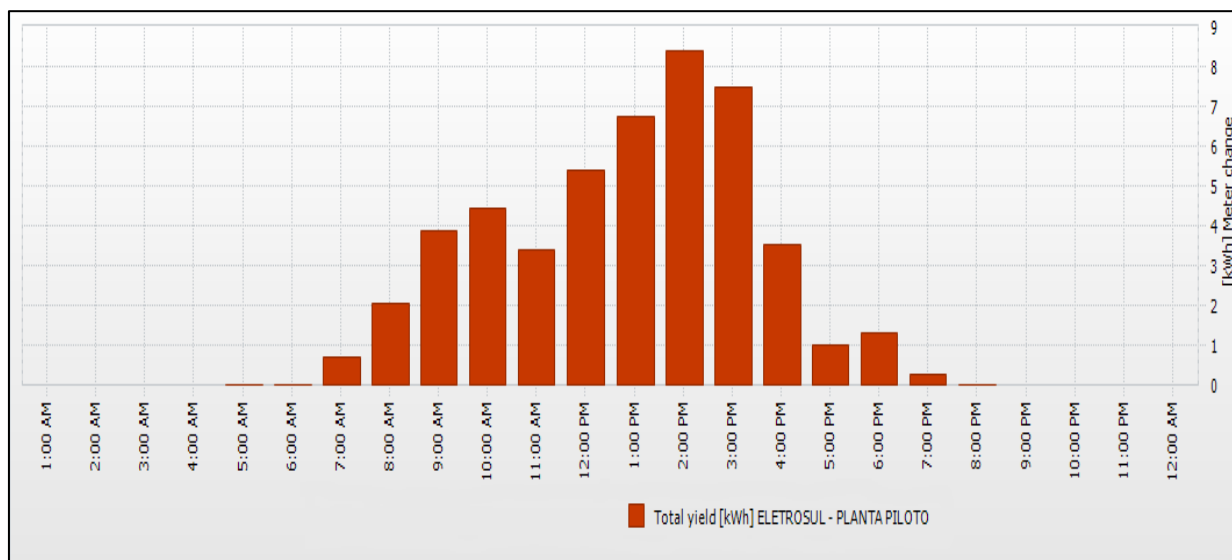


Figura 2-14 Geração Solar em 22/01/2012 - Eletrosul

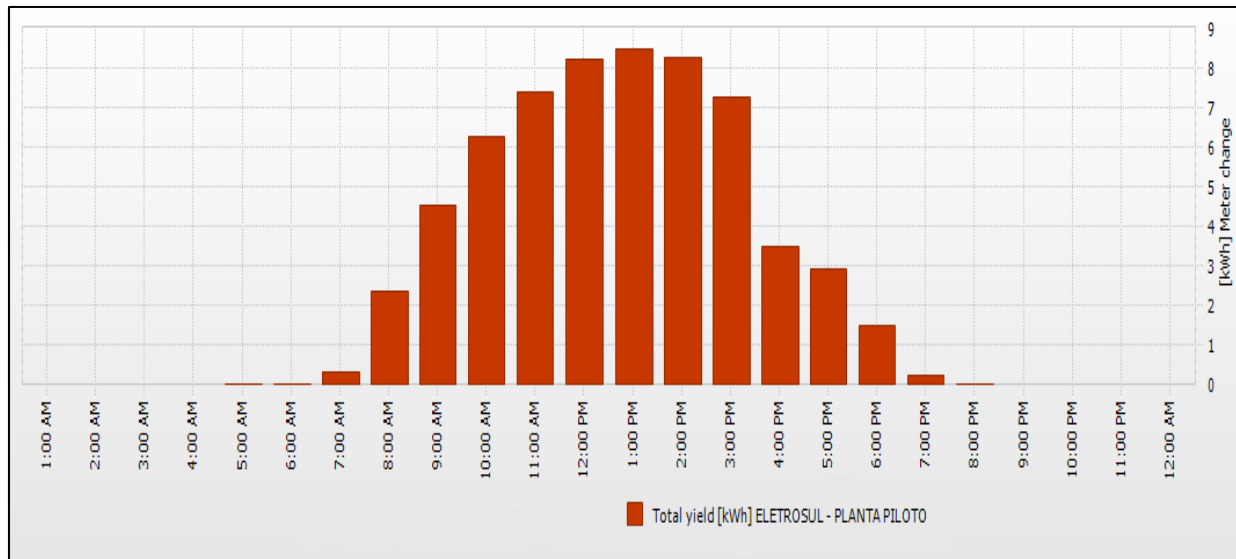


Figura 2-15 Geração solar em 24/01/2012 - Eletrosul

A variação na energia gerada – sendo uma intermitência - é uma das principais desvantagens das fontes de energia que não utilizam algum armazenamento, ou reservatório, antes da conversão efetiva de uma forma de energia para outra.

Em relação à fonte eólica, em intervalos de poucas horas a intermitência da fonte solar é maior, devido principalmente à presença de nuvens. Isto é acentuado em intervalos ainda menores onde devido à ausência da inércia de elementos móveis, a variação da potência injetada destas unidades poder variar em $\pm 50\%$ num intervalo de 30 a 90 segundos, chegando a $\pm 70\%$ em 2 minutos [15].

Esta intermitência passa a ter maior relevância à medida que aumenta a capacidade da planta, ou então, à medida que aumenta a capacidade instalada de geração em uma região (Ex: um condomínio residencial). A grande dispersão de instalações desta fonte pode ser um fator que elimine os riscos associados a esta grande variação de injeção de potência.

2.3.6 Panorama Global da Geração Fotovoltaica

O gráfico comparativo da Fig. 2.16 apresenta o crescimento das instalações fotovoltaicas em alguns dos principais representantes no mercado global, em Megawatts de pico:

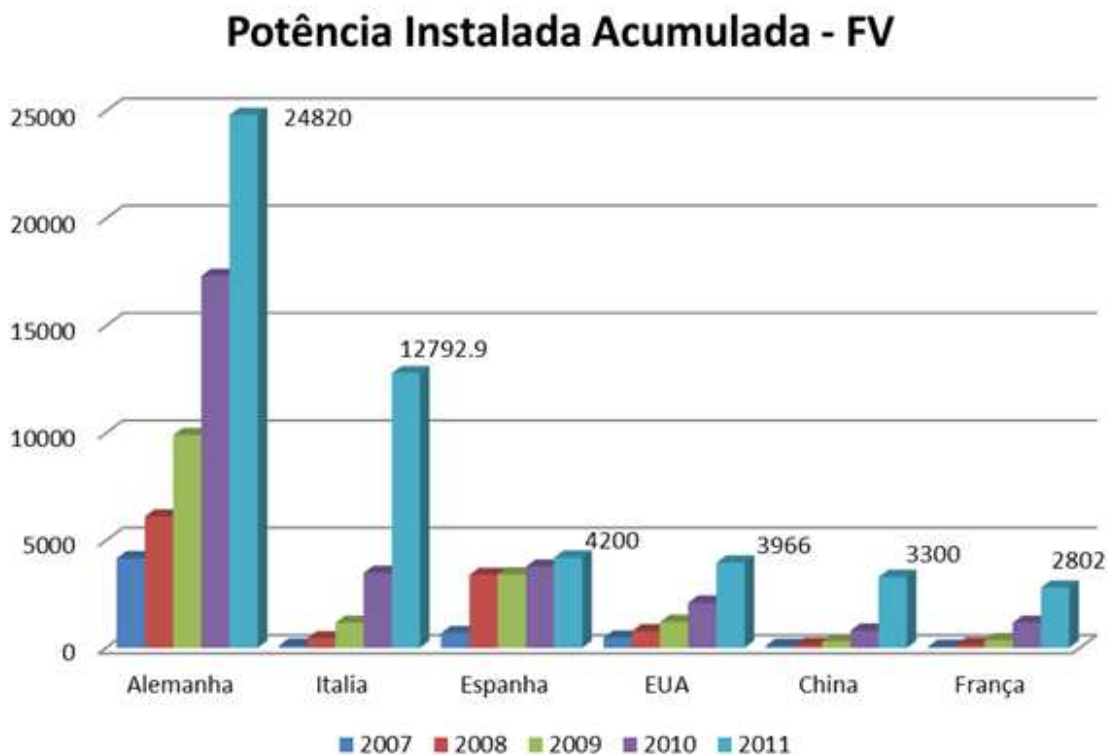


Figura 2-16 Potência instalada nos cinco maiores parques solares [16]

Podemos notar que Alemanha, Itália, EUA, China e França ampliaram largamente suas instalações, chegando a China a aumentar em 400% em relação a 2010, basicamente devido à grande queda nos preços locais – 83% de redução no preço dos painéis fotovoltaicos nos últimos 6 anos, chegando a US\$ 0,80/W em dezembro de 2011 [17]. Tipicamente na Europa a potência instalada em residências é da ordem de 3 kW, de 100 kW para o setor comercial e de 500 kW no industrial.

2.3.7 Aspectos Energéticos e Econômicos da Geração Fotovoltaica

Apesar da intensa utilização que as placas fotovoltaicas estão tendo, alguns fatores devem ser presentes para que tal expansão seja favorecida. Esta seção traz os subsídios para uma análise primária sobre o que é levado em consideração para o planejamento de projetos fotovoltaicos, tratando inicialmente a disponibilidade da fonte primária no território nacional, e posteriormente sobre aspectos econômicos e preços médios dos componentes.

Atualmente existem vários mapas temáticos com dados mensais e médias anuais, gerados a partir de diferentes iniciativas, mas que trazem valores bastante próximos de energia solar para as mesmas regiões. Especial atenção dada ao projeto SWERA [18], feito em parceria com o INPE, que traz maiores informações do comportamento sazonal da distribuição de radiação solar.

A Fig. 2.17 apresenta um mapa da irradiação solar média em um ano para o território brasileiro.

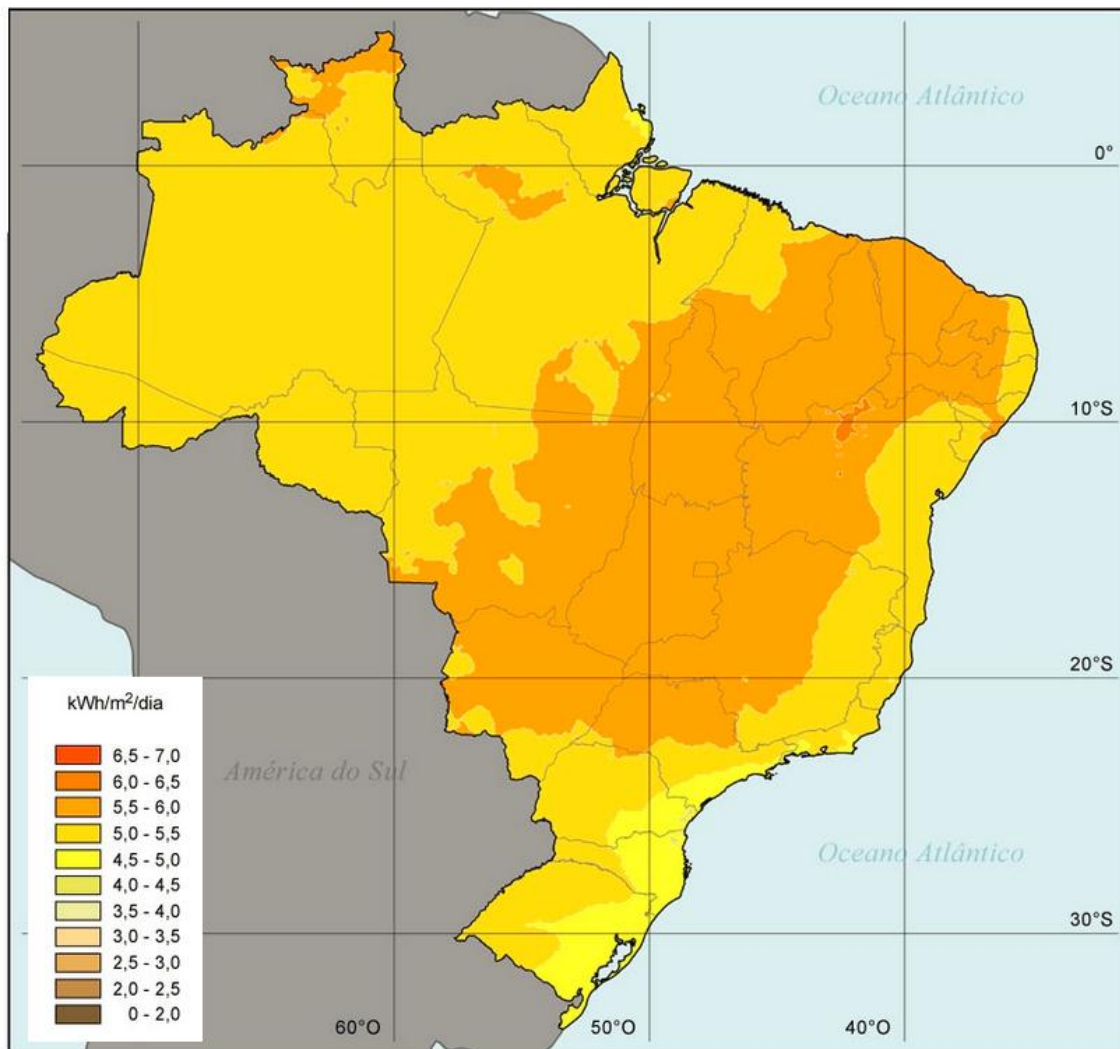


Figura 2-17 Radiação solar no Brasil [18]

Pela observação desta figura, pode-se verificar que o território nacional é bastante propício ao uso de fontes solares de energia. Em linhas gerais, os valores ficam entre 3,3 e

6,5 kWh/m², o que é superior à irradiação solar média de países como Alemanha (2,4 a 3,4 kWh/m²) ou da Espanha (3,3 a 5 kWh/m²).

Os sistemas fotovoltaicos operam em função da disponibilidade e irradiação solar, sendo a quantidade disponível final a somatória entre a *irradiação direta*, a *indireta* e a *difusa*, e tendo, portanto, potência injetada de forma variável [7]. Desta forma cabe uma análise que considere o comportamento médio da geração em determinada região, associado ao perfil de consumo, para avaliar quais impactos poderão ocorrer, e como evitá-los e mitigar tais riscos.

A variação global da irradiação solar não se altera muito durante o ano, ficando em torno de 5% em regiões mais áridas e em torno de 10% em regiões montanhosas e costeiras. Esta variação da irradiação é pequena também quando se observa durante o ano, na escala de semanas, variando menos que fontes eólicas e hidráulicas, e sendo menos dependentes de fatores que influenciam estas duas, como massas de ar, que possuem comportamento intermitente e que tendem ser menos cíclicas e previsíveis no decorrer dos anos com os efeitos do aquecimento global. Isto resulta em menores riscos de não haver energia disponível para esta tecnologia de geração de energia.

As curvas do gráfico da Fig. 2.18 apresentam a variação da geração no decorrer de um ano para quatro estados brasileiros. Nela é possível notar que a maior variação ocorreu no Sul do país, ficando em torno de $\pm 20\%$ no pior caso.

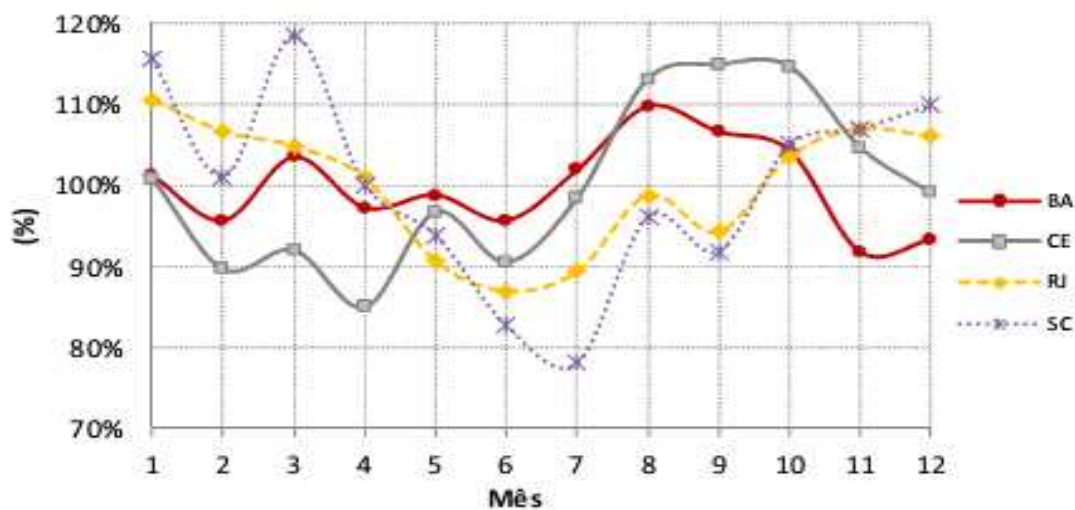


Figura 2-18 Variação intra-anual de geração fotovoltaica (média = 100%) [15]

Do ponto de vista financeiro, é comum dividir o custo total do investimento dos sistemas fotovoltaicos em três partes:

- Painéis
- Inversor(es)
- Infraestrutura e Serviços (*Balance of the System – BoS*)

O preço das células fotovoltaicas vem caindo com o decorrer dos anos. As primeiras experiências atingiam um custo de fabricação de aproximadamente US\$300,00/Watt, na década de 50 [11]. Durante a década de 80 e 90 os preços caíram consideravelmente, para cerca de US\$ 30,00/W em 1980, e para US\$ 2,00/W a partir dos anos 2000, apesar da eficiência não ter aumentado à mesma proporção com que os preços caíram, esta se manteve na faixa dos 16%. Em Fev./2012 era possível encontrar preços no mercado chinês que estão na faixa dos US\$ 0,8/W.

A Fig. 2.19 apresenta o preço médio do inversor em dólar por Watt. Nela é possível observar que o preço por Watt cai consideravelmente com a capacidade do inversor (ganho de escala). Tipicamente os inversores representam 5% do custo global [19] do investimento para grandes sistemas (maiores que 100 kW).

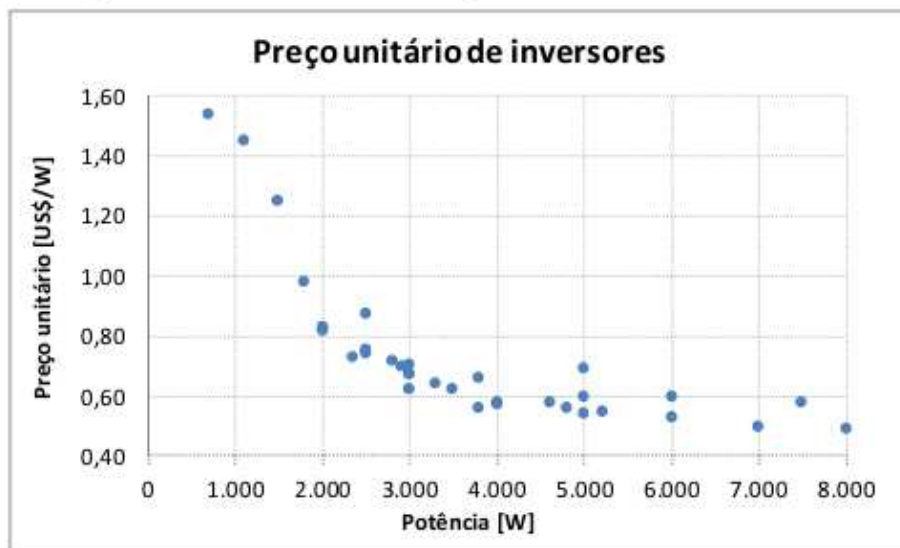


Figura 2-19 Preço unitário de inversores [15]

O terceiro item engloba a mão de obra para a instalação e os itens necessários para se fixar os painéis, condutores, e eventualmente um projeto de engenharia para a adaptação do

novo sistema à rede local. Este depende fortemente do tipo da instalação, e da dimensão desta, podendo variar de 20 a 70% do custo total, sendo 40% o custo médio utilizado em estudos para plantas fotovoltaicas da ordem de megawatts. Em sistemas residenciais este custo pode chegar a 60% do total, em média entre US\$ 1,60 a US\$ 1,85 /W [19].

Os custos globais para sistemas fotovoltaicos residenciais, o foco deste trabalho, variam de região para região. Tipicamente entre 2 e 5 kW, estes sistemas na Alemanha custam em média US\$ 3.700/kW, ao passo que na Itália ou Espanha chegam a custar US\$5.800/kW, e nos EUA aproximadamente US\$ 5.600/kW [19].

As tabelas a seguir apresentam preços um pouco distintos, para valores nos EUA e uma aproximação simulando tais valores no Brasil.

Tabela 2-3 Custo Global do sistema nos Estados Unidos- US\$ /Wp [15].

Potência	Painéis	Inversores	Instalação& Montagem	TOTAL
Residencial (4-6kW _p)	2,23	0,57	0,70	3,50
Residencial (8-10kW _p)	2,02	0,50	0,63	3,15
Comercial (100kW _p)	1,74	0,42	0,54	2,70
Industrial (≥1.000kW _p)	1,60	0,30	0,48	2,38

Tabela 2-4 Custo Global do sistema no Brasil (Estimativa) - R\$/ Wp [15].

Potência	Painéis (2)	Inversores	Instalação& Montagem	TOTAL
Residencial (4-6kW _p)	4,88	1,25	1,53	7,66
Residencial (8-10kW _p)	4,42	1,09	1,38	6,89
Comercial (100kW _p)	3,81	0,92	1,18	5,91
Industrial (≥1.000kW _p)	3,50	0,66	1,04	5,20

Os valores obtidos serão utilizados posteriormente para uma análise de viabilidade econômica neste trabalho.

2.4 REDES INTELIGENTES

2.4.1 Cenário Global

A rede elétrica pode ser definida como o conjunto de todos os aparatos e dispositivos que são utilizados no transporte da energia elétrica até sua estação final, o consumidor. No entanto essa rede não tem funcionalidade nenhuma isolada, sem a geração e a transmissão dessa energia, correto? Resposta: Por enquanto, sim. Cabe então uma segunda definição, que engloba a anterior: O sistema elétrico é a estrutura que subsidia as três etapas convencionais do fornecimento da energia elétrica, além de agregar outras instâncias que ficam em segundo plano, mas não menos importantes, como o gerenciamento e controle da comercialização da energia, a gestão das redes, quer seja, de transmissão como da distribuição, e a coordenação da geração entre as diversas unidades, operando em conformidade às regras regulatórias. Segundo o autor Prabha Kundur “O sistema elétrico dinâmico é a obra mais complexa já feita pelo homem”.

A forma com que esses sistemas foram se desenvolvendo, com suas particularidades locais, diferentes orientações estratégicas e diferentes dimensões de atuação, possibilitaram grandes trocas de experiências e avanços, mas por outro lado tornou esses sistemas mais resistentes às mudanças, que exigirão grandes esforços, num cenário competitivo com restrições das mais diversas.

Nesse contexto, com restrições em todos os elementos do sistema elétrico, surge o conceito de Rede inteligente. Conceito que não é padronizado mundialmente, devido a diretrizes regionais específicas, mas com uma parte em comum, como a flexibilização da matriz energética, aumento da qualidade e da confiabilidade do serviço e aumento da eficiência da utilização desse bem, entre outros.

Na União Europeia a definição de uma rede inteligente vem a ser “*a rede que poderá integrar de forma inteligente as ações de todos os usuários conectados a ela – geradores, consumidores e qualquer usuário que gere e/ou consuma – entregando, com eficiência, energia de forma sustentável, segura e econômica*”. Nos EUA a definição para redes inteligentes é “*aquela que vai incorporar tecnologia digital para aumentar a confiabilidade,*

segurança e a eficiência do sistema elétrico através de trocas de informações, geração distribuída e fontes de armazenamento, resultando em uma rede cujo fornecimento de energia seja completamente automático” [20].

Outra forma de visualizar o surgimento desta necessidade é “somar” três grandes áreas da economia global moderna: A área energética, a de telecomunicações e por fim a de tecnologia da informação. Uma vez que essas três grandes frentes movimentam significativamente a economia, aumenta-se a capacidade de se criar novos nichos de negócios para serem explorados e gerar valor por longos períodos. Isto é facilmente observado nos países europeus com a inserção de novas fontes de energia renováveis.

Existem também outros fatores influenciadores, como climático, no qual a energia é diretamente relacionada à emissões de carbono - usinas térmicas e a dependência da sociedade em combustíveis fósseis – que seriam reduzidas a partir de uma aumento da eficiência do uso energético, e com tecnologias menos dependentes de tais combustíveis, como os veículos elétricos e aquecimento solar.

Por fim, um terceiro fator que influencia nesse desenvolvimento, de menor peso e não tão alarmante, é a própria história, que mostra enormes avanços em outras áreas, como a telecomunicação, a informática, a área da saúde, etc., e pouco avanço conceitual nos sistemas de energia, que mantém o mesmo padrão de geração, transmissão e operação há várias décadas, salvo por algumas automações que surgiram com os sistemas supervisórios (SCADA) na década de 70 no Brasil e no Mundo.

Para apresentar as Redes Inteligentes de forma um pouco mais detalhada, pode-se utilizar o organograma da Fig 2.20, que apresenta os grandes temas relacionados a esse conceito. Neste quadro pode-se observar a presença de quatro grandes áreas, que estão integradas: A Geração Distribuída, a Automação das Redes de Distribuição, os Sistemas de Tecnologia de Comunicação e os Medidores Inteligentes. Associados a cada área abrem-se vários conceitos e funcionalidades, que agregam no aumento da inteligência da rede.

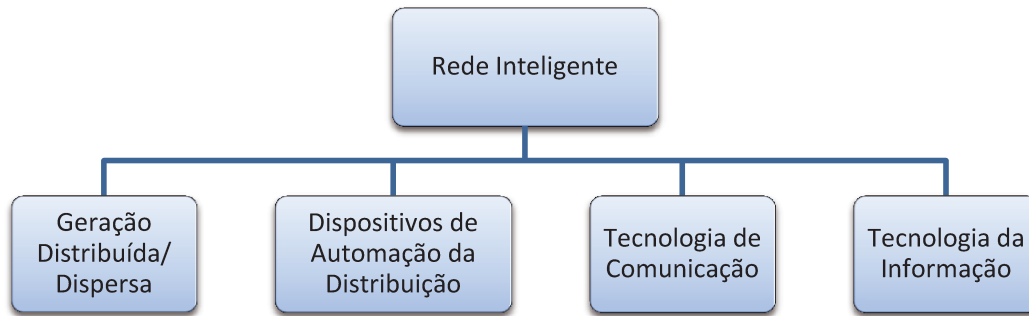


Figura 2-20 Áreas relacionadas a Rede Inteligente

A Geração Distribuída se caracteriza como um dos carros chefes pelas suas vantagens, como melhorar o perfil da tensão, diminuir perdas elétricas, possibilitar ao consumidor uma fonte de renda, ajudar a postergar investimentos em geração e transmissão, entre outras [2].

Diversos projetos na Europa, EUA e Japão vêm sendo desenvolvidos, com pesquisas nas mais diversas áreas, como estratégias de proteção e controle para a operação autônoma de micro redes, determinação da máxima penetração da geração na rede de distribuição, desenvolvimento de metodologias para otimizar o despacho dessas unidades, entre outros [2].

Isto vem de encontro com o modelo atual de geração, transmissão e distribuição da energia, onde grandes unidades geradoras (Fig. 2.4) fornecem energia de forma coordenada a todo o Sistema Interligado Nacional, sendo então a Geração Distribuída, coordenada adequadamente, uma das principais marcas do desenvolvimento das redes inteligentes.

Os Dispositivos de Automação da Distribuição são aqueles que suportam o controle de forma remota da rede, operados geralmente de forma automática, como as religadoras ou disjuntores, e também acionados ao comando dos operadores. Esses dispositivos são os protagonistas da funcionalidade de auto-recuperação do fornecimento, “*self healing*” no inglês. Esta função, no Brasil é um dos principais objetivos das concessionárias, que reduzirá bastante os indicadores de interrupção do fornecimento de energia aos clientes (DEC). Tais dispositivos serão de fundamental importância para a aquisição de informações em tempo real da rede elétrica. Pelo fato deles já estarem presentes há vários anos, a maioria

deles não possui todas as aquisições de informação, como tensão e corrente nas três fases, por exemplo, isto exigirá um esforço considerável das concessionárias para atualizá-los, que será imprescindível para a operação segura da rede.

Existem diversas Tecnologias de Comunicação e padrões de comunicações, com diferentes protocolos, e diferentes formas de se transmitir o sinal. A que provavelmente será mais comum nos centros com grande densidade de carga será a rede RF *mesh*, ao passo que a comunicação para redes mais esparsas, como nas zonas rurais, será a de GPRS. A intercomunicação entre todos os elementos, quer sejam pontos de entrega de energia com os medidores inteligentes, concentradores de dados (sejam remotos ou nas empresas de energia), ou dispositivos de manobra, possibilitará que tudo esteja ao alcance dos sistemas computacionais nas empresas de energia, ou até diretamente em órgãos reguladores, ou comercializadores de energia.

Os sistemas que compõem essa Tecnologia da Informação são os mais diversos, dada a complexidade e as dimensões de uma concessionária, e a criticidade destes no que se refere à cadeia de produção de valor, desde o projeto de expansão das redes até a geração da fatura para o cliente. As informações técnicas da rede e a localização destes elementos em campo pertencem à base georreferenciada de um sistema GIS – Sistema de Informações Geográficas. A partir deste banco de dados específico, outros sistemas, como Sistema de Operação, por exemplo, extrai a rede exatamente como disposto em campo, o que é extremamente desejável para os serviços de manutenção e emergência, por exemplo. No que diz respeito aos sistemas de Tecnologia da Informação, vale citar a ferramenta de fluxo de potência, ou de gerenciamento de alimentadores, que fazem previsões de como será o carregamento dos alimentadores para o futuro, ou em outro cenário, de como está o carregamento em tempo real, e como ficará o carregamento caso determinada chave seja operada [4].

Numa outra abordagem da RI, pode ser dada por cinco camadas, conforme a Fig.2.21:



Figura 2-21 Camadas físicas da Rede Inteligente [21]

A camada mais baixa deste diagrama representa o consumidor, e como este poderá começar a interferir na operação da rede elétrica a partir de diversas formas, de forma geral injetando ou consumindo energia, baseando-se na disponibilidade desta, ou no preço vigente.

A camada logo acima ainda está no consumidor, mas pertence à concessionária, representada essencialmente pelos medidores inteligentes, que é a fronteira entre o consumidor/gerador e a concessionária, pelos equipamentos de manobra e proteção, e em equipamentos de sinalização de falta, ou de medição específica para as subestações ou transformadores estratégicos ao longo da rede.

Na camada de Infraestrutura de Comunicação, cabe ressaltar a relevância das redes RF *mesh* e da comunicação via celular, GPRS. Esta infraestrutura conecta o “escritório de análises e operações” (*backoffice*) ao campo, coletando dados de medição em intervalos de poucas horas, pré-agendadas ou sob demanda, e permitindo a comunicação para operação remota dos equipamentos de proteção e controle da rede.

A camada de Automação e TI contém os sistemas que operam e auxiliam na camada de Análises Avançadas. Devido à pluralidade de sistemas dentro de uma concessionária, esta camada envolve grande parte do esforço na consolidação da RI, uma vez que são necessários que os novos sistemas, que não eram previstos anteriormente, sejam integrados aos sistemas “legados”, de forma a não impactar no funcionamento da empresa. A adaptação para a nova arquitetura traz consigo ganhos operacionais para as Análises Avançadas.

Na camada de Análises Avançadas têm-se aplicações que possibilitam aos executivos e projetistas extraírem informações úteis para gerar ganhos ao negócio, subsidiando as melhorias a serem realizadas. Este nível de aplicações apresenta grande dependência da camada de TI, assim como de outros processos da empresa, uma vez que muitos destes são cíclicos, e qualquer gargalo nestes processos impacta posteriormente a qualidade das análises. Um caso típico desta situação que ocorre atualmente no Brasil se refere ao sistema georeferenciado. Uma vez que é necessário um levantamento em campo de todos os ativos, e posteriormente um trabalho para realizar o cadastro na base de dados, qualquer falha ou atraso na execução dos procedimentos trazem, no mínimo, impacto nos cálculos de fluxo de carga, ou mesmo nos cálculos necessários para reconfiguração de alimentadores, podendo chegar, em última instância, em operações indevidas na rede devido a erro na topologia cadastrada, podendo posteriormente causar acidentes no campo.

Casos em outros países

Nos países da Europa e da América do Norte os direcionadores são diferentes do caso brasileiro. O maior efeito indesejado da geração de energia naqueles países é o da emissão de gases poluentes para a atmosfera, que levou a um aquecimento do planeta com efeitos nefastos que começam a ser bem visíveis. Desta forma, em especial para a Europa, este é um dos principais motivos para o desenvolvimento das redes inteligentes, uma vez que a produção de eletricidade é uma das principais responsáveis por essa emissão de gases poluentes.

Os investimentos em redes inteligentes na China e Estados Unidos ultrapassaram os sete bilhões de dólares, ao passo que Coreia, Espanha e Japão investiram cada um em média 800 milhões de dólares.

Na Itália houve o primeiro grande projeto de substituição de medidores, na concessionária de energia ENEL, passando por um programa intensivo de substituição dos medidores a partir de 2002, com média de 700 mil substituições mensais. Atualmente a empresa realiza a medição de 32 milhões de medidores, em sua maioria de forma remota.

Esta tendência em se substituir os medidores por eletrônicos ou inteligentes faz parte de uma diretriz de modernização do setor elétrico europeu, onde pelo menos 80% dos consumidores da União Europeia deverão possuir este tipo de medição.

Os ganhos obtidos pela ENEL já foram apresentados e se tornaram *benchmark* no setor. Dentre os principais pode-se citar a redução do Custo Operacional (OPEX) de 80 euros por cliente em 2001 para 48 euros por cliente em 2010, representando 40% de economia, assim como o tempo que as equipes gastam por cliente, caindo de quase 2 horas para 45 minutos.

A concessionária italiana utiliza a comunicação em rede RF *mesh* para intercambiar as informações entre medidores e concentradores, e em seguida utiliza GPRS para trazer esta informação dos concentradores para a central de medição.

Dentre os principais ganhos podem-se destacar:

- Redução de substituição dos medidores em mais de 70%;
- Redução em alteração de contratos em mais de 90%,
- Redução de uso de equipes para conectar e desconectar consumidores em 99%.
- Redução de custo com leituras dos medidores em 99%
- Redução de custos com logística em 80% devido à padronização dos modelos utilizados.

Outro caso onde as atividades voltadas à Rede Inteligente fizeram diferença foi na *Hydro One* (Canadá), com a implantação de uma rede RF *mesh* em 2.4 GHz do fabricante *Trilliant*, em 1.3 milhões de unidades consumidoras, numa área 4 vezes maior que o Estado de São Paulo. Tamanho esforço possibilitou à concessionária disponibilizar o serviço de tarifação horo-sazonal para 80% de seus clientes.

2.4.2 Cenário Brasileiro

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) vem desde 2008 buscando formas de viabilizar a implantação das RI's no país, e está em fase de conclusão de uma legislação, iniciada com a Chamada 011/2010 – Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente [22] , com foco em:

- Melhoria da qualidade do serviço;
- Aumentar a confiabilidade do sistema elétrico;
- Criar meios para facilitar o uso racional da energia;

- Reduzir perdas, uma vez que as perdas não técnicas – os gatos – correspondem a cerca de 8,7% da energia produzida no país, em 2008-9 [22]

As concessionárias já iniciaram seus projetos na área de substituição dos medidores e na criação de suas centrais de medição.

Na CPFL o Programa de Redes Inteligentes contabilizará investimentos da ordem de 200 milhões de reais em 3 anos, onde serão substituídos todos os medidores do Grupo A (clientes que recebem o serviço de distribuição em tensão acima de 2,3kV ou de forma subterrânea), sumarizando aproximadamente 27 mil medidores. A tecnologia utilizada para a comunicação destes equipamentos será a rede RF *mesh*, em 80% dos casos, e em 20% será utilizada a comunicação via celular (GPRS) tradicional, devido à baixa densidade de carga, não justificando o investimento em uma infraestrutura de comunicação mais complexa.

Nos projetos de Redes Inteligentes nacionais uma das maiores dificuldades, para as primeiras empresas a adotarem tal caminho, será a tropicalização das ferramentas e sistemas, uma vez que no Brasil as regras envolvidas devido ao ambiente regulado impõe maior complexidade.

3 FERRAMENTA COMPUTACIONAL E METODOLOGIA

Uma das principais barreiras no desenvolvimento de tecnologias para uma Rede Inteligente está na incapacidade de se quantificar o impacto destas localmente ou regionalmente [23], o que leva as empresas e centros de pesquisa a partirem inicialmente com projetos pilotos ao invés de utilizarem ambientes virtuais.

A partir de tal necessidade foi desenvolvido o Gridlab, o sistema computacional escolhido para ser utilizado neste estudo de simulação das redes de distribuição. Algumas particularidades favoreceram nesta decisão, como a capacidade de simular diversas residências e seus comportamentos ao longo de décadas, suportar dados climáticos de fontes externas, e ser capaz de representar geração fotovoltaica na baixa tensão.

3.1 VISÃO GERAL DA FERRAMENTA

O Gridlab é uma ferramenta computacional que simula o ambiente das redes elétricas e permite construir casos complexos e detalhados, com quase todos os elementos existentes. Desenvolvido pelo PNNL (*Pacific Northwest National Laboratory*) e subsidiado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) a ferramenta objetiva simular um ambiente de distribuição ou transmissão o mais próximo possível da realidade, com diversos tipos de cargas, capacidade de simular elementos de geração distribuída e armazenamento, além de permitir utilizar ferramentas de cálculo de indicadores (DIC, FIC), e de ser capaz de simular o mercado varejista de energia, como por exemplo, a resposta à demanda [4].

O *software* utiliza fluxos de carga trifásicos para sistemas de distribuição - necessário para sistemas desequilibrados – e curvas de cargas que podem ser específicas para cada tipo de consumidor.

3.1.1 - Funcionamento Básico: Simulação Baseada em Agentes

O núcleo do sistema utiliza a Simulação Baseada em Agentes (*Agent-based simulation*), na qual os agentes – elementos da rede elétrica – se comportam de forma autônoma. Este tipo de modelagem computacional representa uma parte do que se denomina Inteligência Artificial, que explora conceitos de tomada de decisão automática e coordenada, e teve seu desenvolvimento efetivo iniciado a partir da década de 90. Antes disso não era possível seguir adiante com a aplicação das diversas teorias existentes devido à falta de capacidade computacional da época.

Pode-se definir “agente” como um sistema encapsulado situado dentro de um ambiente, capaz de ser flexível e ter comportamento autônomo para atingir seus objetivos.

Cada agente é responsável por verificar quando seu estado deverá alterar sem depender da influência de outros agentes naquela iteração, o que é uma das quatro características principais apresentadas a seguir [24] [25] . A ideia básica, em síntese, é simular interações de objetos – ou elementos – que são independentes, para identificar e gerar comportamentos posteriores [26] , com o núcleo gerenciando todas as informações que podem ou não causar interferência em outros agentes, coordenando a convergência da solução ao longo do tempo.

As propriedades chave para um Agente inteligente são:

- **Autonomia:** Cada agente é responsável por executar suas ações. Frequentemente o mecanismo que leva os agentes a realizarem ações não é conhecido por elementos exteriores, ao contrário de objetos (linguagem orientada a objetos);
- **Reatividade:** O agente é capaz de reagir rapidamente a eventos ocorridos no ambiente, e de interagir com os outros, sendo capaz de reconsiderar sua atividade rapidamente de acordo com a mudança no ambiente;
- **Intenção:** O Agente é capaz de manter a intenção designada no longo prazo, levando em consideração esta intenção nas ações tomadas;
- **Capacidade Social:** Capaz de interagir, colaborar e formar “times”, e formar diferentes níveis de raciocínio sobre outros agentes;

A gama de problemas em que estas simulações podem ser aplicadas é extensa, podendo tratar situações que envolvam manufatura, onde o planejamento de uma produção complexa, com processos instáveis, reparos eventuais, replanejamentos e com um controle

dinâmico seja necessária, ou então simulando sistemas de transportes, com casos voltados à logística, e transporte público.

Neste estudo a ferramenta Gridlab modela uma rede de distribuição de energia - representada como o ambiente - onde o comportamento de cada agente específico é capturado, podendo resultar em modificações no ambiente global, ou seja, modificações que possam impactar em toda a rede.

O núcleo do sistema (comumente denominado por “*core*”) altera o estado do agente que mudaria mais rápido, ou seja, o que levaria menos tempo para ter alguma mudança em relação àquele conjunto de agentes - e então avança todos os outros elementos para aquele tempo em questão. A Fig. 3.1 ilustra este tipo de comportamento entre os agentes, e como são estas alterações de estado representado pela mudança nas cores. Os quatro agentes deste exemplo são nomeados pelos seus indexadores de posição da matriz 2x2, ou seja, o agente (1,1) é o elemento da primeira linha e da primeira coluna.

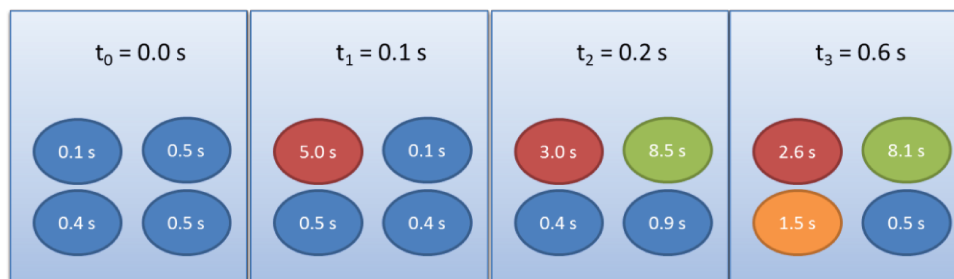


Figura 3-1 Exemplo de sistema com 4 agentes

O primeiro elemento que teria seu estado alterado, assim que se passassem 0,1 segundos, seria o elemento (1,1). O *core* da ferramenta sabe que este agente terá seu estado alterado primeiramente, e que este elemento influencia os vizinhos. Desta forma o sistema avança todos os elementos para o tempo no qual houve esta mudança. Isto acontece a cada alteração de estado, e fica sob responsabilidade do *core* gerenciar todas as trocas de informações, coordenando a convergência e controlando o tempo para todos os agentes.

No segundo quadro o agente que é modificado não é mais o agente (1,1), ao passo que o elemento (1,2) passa a ser o “mais rápido”. Vale notar que o tempo representa o instante no qual o agente (1,1) foi modificado.

No terceiro quadro, o elemento (1,2) teve seu estado alterado, o que novamente impactou todos os outros elementos, sendo visível a mudança daquele estado no elemento

(1,1), que ao invés de estar com 4.9 segundos, passou para 3 segundos, dado que ele foi influenciado pelo vizinho – evidenciando a reatividade. No último quadro o tempo avançou para 0,6 segundos, uma vez que o elemento (2,1) seria o próximo a ser alterado. Nesta etapa, os outros elementos não foram influenciados, e o tempo para cada um caiu de acordo com o avanço do relógio.

Para o Gridlab qualquer alteração no consumo do cliente resulta em uma alteração na demanda de energia, e conseqüentemente uma alteração no carregamento nos condutores secundários, no transformador, e por fim no barramento de folga. Guardadas as devidas proporções, este é o funcionamento padrão da ferramenta, que analisa a cada passo qual é o estado global do ambiente.

3.2 MÓDULOS E ELEMENTOS DO GRIDLAB

O sistema possui capacidade de simular desde elementos da transmissão até o refrigerador de uma residência. As seções seguintes apresentam de forma geral as características que mais chamaram a atenção para a utilização deste sistema neste trabalho.

3.2.1 Fluxo de Potência

O Gridlab utiliza duas formas de se calcular o fluxo de potência para sistemas de distribuição: Newton-Raphson e o método da varredura (*Forward Back Sweep*). Tais cálculos são realizados em componentes de fase ao invés de componentes de sequência, e capazes de lidar com sistemas desbalanceados modelados de forma explícita (modela-se inclusive o neutro), com acoplamento eletromagnético sendo considerado. Desta forma, transformadores do tipo *tap* central (*center tap*), cargas monofásicas e cargas bifásicas são melhores representados.

As simulações podem incluir cargas estáticas ou dinâmicas. Em termos gerais isto significa que apenas um fluxo de carga é realizado para cargas estáticas, uma vez que o estado alcançado através dos cálculos não possui elementos que o altere. Para cargas dinâmicas “N” fluxos são necessários, onde a cada intervalo de tempo um fluxo completo é

realizado, e seu estado é salvo, sendo possível observar cada resultado a partir dos arquivos de saída (em formato *csv*).

Esta continuidade dos cálculos de fluxo de carga, utilizada para cada instante de tempo do relógio, denomina-se por simulações série-temporais (*time-series simulation*), sendo diferente do conceito de simulações de transitórios, ou de estabilidade de sistemas, uma vez que ao final de cada convergência do fluxo as correntes e tensões são salvas, e são utilizadas para iniciar a próxima iteração, na qual algum estado - entrada ou saída de carga, variação da temperatura ou da irradiação solar - provavelmente foi alterado.

As múltiplas soluções – uma para cada vez que ocorre a convergência no caso de cargas dinâmicas – podem ser obtidas de duas formas: usando o método da varredura, mais rápido quando a rede não possui malhas, ou o método de Newton-Raphson (NR), mais robusto, porém mais lento. Neste trabalho o método utilizado foi o de varredura, uma vez que este é diversas vezes mais rápido e apresenta os mesmos resultados.

3.2.1.1 Tipos de Carga

O Gridlab possui quatro alternativas para a modelagem da carga. Esta pluralidade de modelos se faz necessária devido à grande quantidade e variedade de cargas presentes em uma rede de distribuição. Um modelo de carga é uma representação matemática da relação entre a tensão da barra e a potência (ou corrente) fluindo para esta.

A maior parte das cargas situa-se nas residências ou comércios, que comportam outros modelos de carga internamente, são elas:

1. ZIP – Invariante no tempo;
2. ZIP(t) – Variável no tempo;
3. Modelo físico;
4. Modelo físico com múltiplos estados;

3.2.1.1.1 Cargas ZIP – Invariante no tempo (Estático)

As cargas que não possuem variação no tempo, do tipo ZIP, são utilizadas especificamente para casos cujo fluxo de potência é único, uma vez que o sistema está estático. É o modelo mais utilizado para estudos de longo prazo, como o planejamento da expansão da rede, onde apenas a máxima demanda é levada em consideração e as alterações cotidianas são desprezadas.

Neste modelo, pode-se dizer que o significado físico tende a trazer o comportamento da carga como uma agregação de uma parcela de impedância constante (Z), uma parcela de corrente constante (I) e uma parcela de potência constante (P e Q).

3.2.1.1.2 Cargas ZIP - Variáveis no tempo (Dinâmico)

Este é o modelo de carga mais comum no Gridlab, que considera uma curva de carga específica para cada consumidor, pertencendo ao grupo das cargas dinâmicas.

Tais cargas podem ser do tipo ZIP com os valores dos coeficientes sendo alterados com o tempo, ou cargas de potência constante que se modificam no decorrer do tempo acompanhando uma “curva” de demanda percentual.

Pelo fato de ser variável no tempo, tal modelo exige múltiplos resultados do fluxo de potência, uma vez que ao final de cada iteração o sistema está em um estado diferente.

3.2.1.1.3 Modelo Físico – Modelagem Térmica de um ambiente (Dinâmico)

O modelo térmico está disponível para construções residenciais e comerciais. Utiliza-se um modelo simplificado, chamado de Parâmetro Térmico Equivalente (*Equivalent Thermal Parameters*) [27] [28], onde as características para o resfriamento e aquecimento são modeladas como funções de parâmetros concentrados e representados como um circuito elétrico.

A Fig. 3.2 representa esse modelo, onde:

- T_{Air} é a temperatura ambiente;
- T_{Out} é a temperatura externa;
- T_{mass} : Temperatura dos objetos que estão no interior;
- UA : Condutância equivalente ao “envelope” térmico da construção - soma dos caminhos de fluxos de aquecimento em paralelo pelas paredes, janelas, portas, infiltração de ar ($W/°C$);
- C_{AIR} : Massa de ar dentro da casa, que é diretamente acoplada à temperatura do ar interno ($J/°C$);
- C_{MASS} : Capacidade de aquecimento das massas existentes na residência ($J/°C$);
- Q_{HVAC} = Taxa de transferência de calor do sistema de controle térmico (Btu/hr ou Watts);
- Q_{GAINS} : Taxa de transferência de calor dos equipamentos/pessoas no interior da residência (Btu/hr ou Watts);
- Q_{SUN} : Taxa de transferência de calor proveniente do Sol (Btu/hr ou Watts).

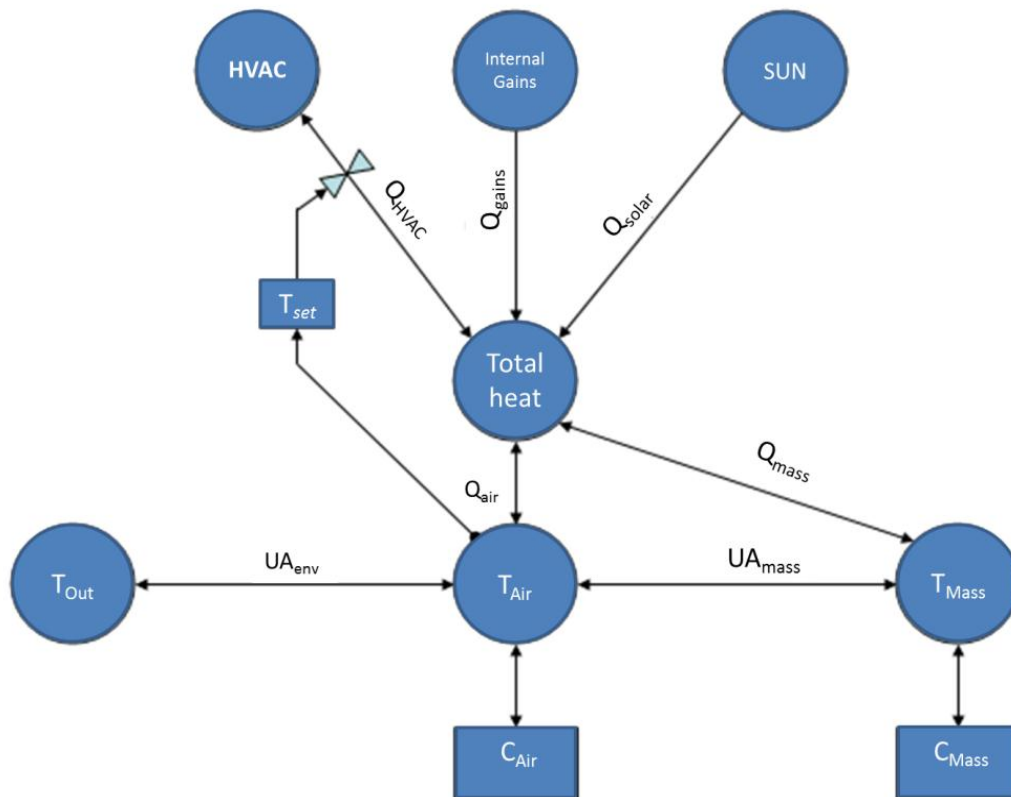


Figura 3-2 Modelo térmico de construções [29]

3.2.1.1.4 Modelo Físico com Múltiplos Estados – O HVAC (Dinâmico)

O sistema de controle de temperatura, denominado em inglês por “*Heating, Ventilation and Air Conditioning*” é representado na Fig. 3.2. Este sistema possui quatro estados básicos:

- Desligado;
- Ligado – Resfriando;
- Ligado – Aquecendo (Normal);
- Ligado – Aquecendo (Auxiliar).

A forma como o sistema opera é diretamente relacionada à temperatura do ar no interior e no exterior do ambiente.

A curva de carga deste equipamento é bem definida, com apenas três valores de demanda, ou seja, um valor de potência constante para cada um dos três estados “ligado”.

3.2.1.1.5 Módulo Residencial

O objeto “*house*”, que em última análise é uma carga, é o principal agente analisado no trabalho. A casa é conectada ao medidor (*triplex_meter*) e nela são conectadas as cargas dinâmicas - curvas de cargas definidas pelo usuário (*loadshapes*) - as cargas implícitas, os sistemas de microgeração, podendo até mesmo conectar veículos elétricos [27] [29].

Como mencionado anteriormente, as residências estão conectadas aos medidores, que são os pontos de interface com o circuito secundário da distribuição. Desta forma, os dados coletados estão diretamente relacionados aos medidores, e os objetos que registram tais dados de medição (*recorders*) são dependentes destes medidores.

A Fig. 3.3 apresenta três curvas de carga de três casas distintas, utilizadas no trabalho para dar maior variabilidade ao sistema. Observa-se que tipicamente ocorrem picos de demanda, que são atribuídos à entrada em operação do sistema de controle térmico da residência. Estes picos estão presentes durante todo o trabalho, uma vez que a “amostra” para saída de dados gravados no medidor é de 10 em 10 minutos, e o tempo em que tal equipamento permanece ligado geralmente é de 5 minutos.

A janela de tempo representa um dia de Janeiro, para a cidade de Atlanta (Estado de Geórgia, EUA), durante o inverno. O eixo principal refere-se à potência real e o eixo secundário refere-se à temperatura.

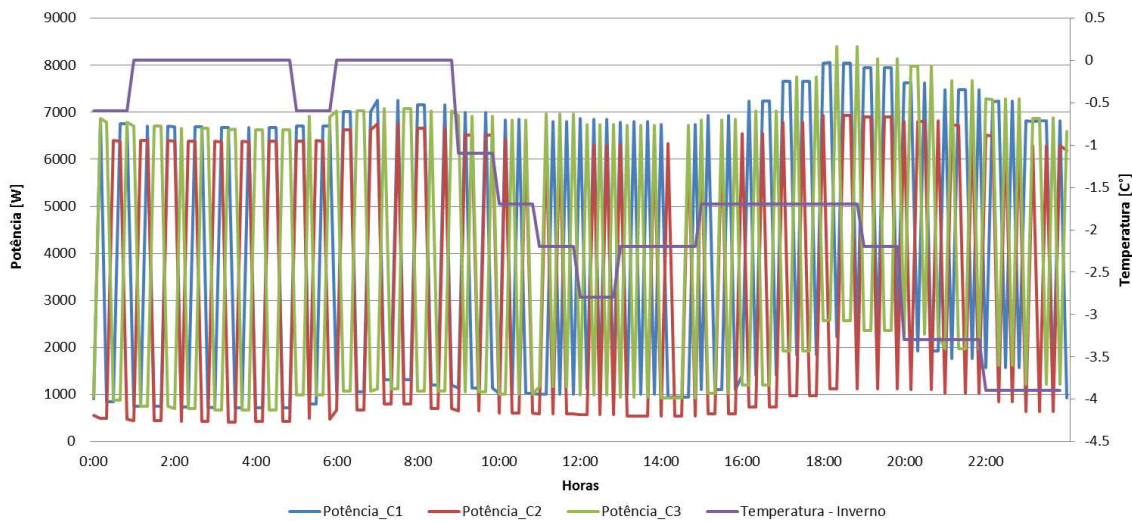


Figura 3-3 Curvas de carga típicas para os três perfis de carga - Atlanta - Inverno

As curvas de carga da casa 1 e 3, C1 e C3 respectivamente, foram baseadas em curvas de residências brasileiras, obtidas de padrões de consumo de uma concessionária nacional, ao passo que a curva C2 pertence ao modelo implícito de cargas residenciais. Apesar do período de pico ser mais bem representado para as curvas C1 e C3, pode-se notar a proximidade do comportamento entre o padrão da ferramenta e as características de consumo brasileiras.

Devido à influência climática, no verão, as curvas para cada um dos três perfis tem a média reduzida em comparação com o inverno, uma vez que não há tanta exigência para o controle térmico, conforme a Fig. 3.4, assim como a frequência de liga/desliga também é reduzida.

Por padrão, o objeto “house” liga o sistema de resfriamento a partir de 25 C°, assim como a partir de 21 C° o sistema de aquecimento é ligado. Estes parâmetros são parametrizáveis, assim como a banda de temperatura é ajustável para que o controle seja melhor definido.

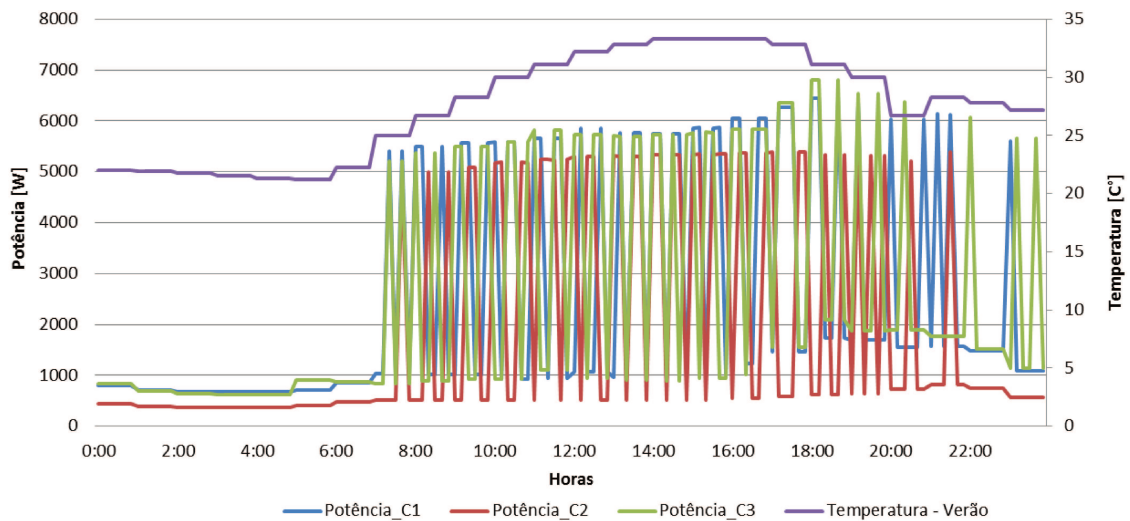


Figura 3-4 Curva de carga típica para os três perfis de carga - Atlanta - Verão

3.2.2 Elementos elétricos e suas características

Cada um dos elementos elétricos presentes na ferramenta possui um código específico para sua configuração, que representa o “modelo” do equipamento, e um código específico para cada objeto, que traz os dados de conectividade.

No Gridlab é possível que existam diferentes modelos de equipamentos na mesma rede, onde cada modelo pode possuir quantidades diferentes de objetos (dispositivos). Desta forma é possível alterar as configurações de diversos dispositivos, bastando alterar a referência a qual estejam definidos como “filhos”.

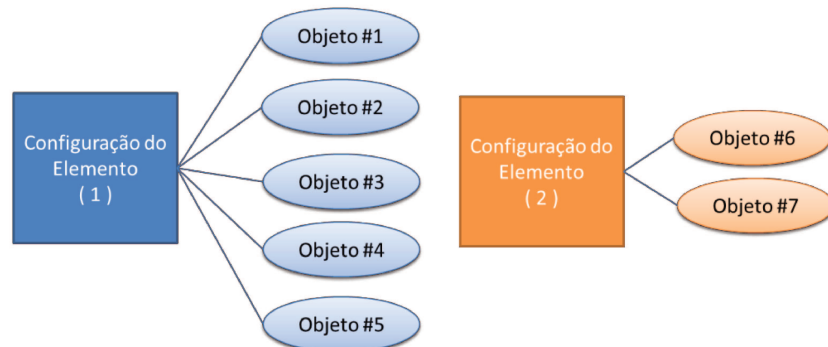


Figura 3-5 Exemplo - Herança de características de "objetos-pai"

A Fig. 3.3. ilustra duas configurações básicas de um determinado elemento. Cinco objetos que possuem a configuração (filhos) do elemento 1 e dois objetos que possuem a configuração (filhos) do elemento 2.

O quadro abaixo apresenta a configuração de um transformador monofásico do tipo Tap Central, e um dispositivo deste tipo instalado na rede com as configurações de conectividade:

<pre>object transformer_configuration { name Modelo_100KW; connect_type SIGLE_PHASE_CENTER_TAPPED; install_type POLETOP; primary_voltage 7200.0; secondary_voltage 120.0; power_rating 100.0; powerB_rating 100.0; impedance 0.006+0.0136j; shunt_impedance 259200+103680j; }</pre>	<pre>object transformer { groupid Distribution_Trans; configuration Modelo_100KW; name trf_1; from No_1; to No_2; nominal_voltage 7200; phases BS; }</pre>
Configuração	Elemento

Tais elementos podem ser divididos em dois subgrupos, utilizados no cálculo do fluxo de potência: “nós” e “ligações” (*nodes* e *links*), onde os nós estão para a tensão e as ligações para as correntes.

Os objetos “nós” estão listados a seguir:

- Cargas (ZIP),
- Capacitores,
- Medidores (3Ø),
- Medidores triplex (2Ø + N);
- Subestações.
- Cargas PQ;

Os “Medidores” representam o ponto de interface entre o módulo de fluxo de carga e o módulo comercial de geração. Os Medidores tríplex são o ponto de interface entre o módulo de fluxo de carga e o módulo residencial.

Os objetos de “ligação” estão listados a seguir:

- Fusíveis;
- Linhas aéreas e subterrâneas;

- Ramais secundários triplexados;
- Transformadores;
- Reguladores;
- Religadoras;
- Relés;
- Seccionalizadoras;
- Reatores em série;

Dois nós são conectados a partir de uma ligação, no caso de um transformador conectando um nó primário a um nó secundário, ou a partir da relação “pai-filho”, onde uma carga comumente é “filho” de um medidor triplex.

3.2.3 Utilização de dados climáticos

O Gridlab possui funcionalidade nativa de ser capaz de interagir com dados climáticos, utilizando-os como dados de entrada para os elementos da rede que utilizam tais informações, como incidência solar, ou temperatura para os modelos térmicos.

O formato de arquivo utilizado para este intercâmbio de dados é o TMY – *Typical Meteorological Year* [30] – que possui dados típicos de uma determinada localidade, e apresenta os dados de forma condensada, ou seja, os dados deste arquivo são obtidos de uma base de dados muito mais extensa, mas que foi condensada para que as médias estejam bem representadas no conjunto final. Desta forma, dados extremos, onde surgem os piores cenários, não estão representados.

O objetivo desta base é de se viabilizar a comparação entre diferentes sistemas de energia solar para diversas regiões, contendo dados horários de irradiação solar (difusa e direta), tempo de Sol durante aquela hora, umidade, temperatura, entre outros [30].

Para utilizar tais dados climáticos é necessário inicializar o módulo “*climate*” e em seguida escolher qual o clima a ser utilizado:

```
object climate {
  tmyfile GA-Atlanta.tmy2;
}
```

Módulo que inicializa o objeto clima

No arquivo TMY2 a frequência de alteração dos dados é horária, ou seja, a cada hora percorrida no dia (tempo virtual da simulação) os dados climáticos são atualizados. Desta forma, para se avaliar o impacto que um determinado sistema sofre em decorrência das alterações na temperatura ou incidência solar, não é necessário que a atualização e gravação de dados coletados seja muito menor do que uma hora, uma vez que é necessário tal intervalo para que ocorra mudanças efetivas relacionada aos dados climáticos.

3.2.4 Modelos de redes – Taxonomia

Para acelerar os estudos e facilitar no primeiro contato com a ferramenta, foi desenvolvido um conjunto de alimentadores típicos, correspondentes a cinco regiões dos Estados Unidos, conforme na Fig. 3.6, em vários níveis de tensão, e aos perfis das cargas destas regiões. Estes modelos de alimentadores são o resultado de um trabalho realizado em Novembro de 2008, e podem ser encontrados em [31] [32].

O estudo foi realizado com o apoio de 16 concessionárias, que disponibilizaram no total 575 alimentadores, com dados no formato do SynerGEE® , um sistema georeferenciado, utilizado para armazenar e tratar a base de dados da rede elétrica com ferramentas voltadas ao dia-a-dia da distribuição. Um *script* foi desenvolvido para se converter o conteúdo da base de dados utilizada pelo SynerGEE (Access) e transformar este conteúdo no formato que o Gridlab é capaz de processar.

Em seguida, a partir de 35 propriedades que caracterizam cada alimentador, como potência reativa média, ou comprimento médio de cabos aéreos, e baseando-se em valores médios, e seus respectivos desvios padrão, foram feitas análises para segregar o menor número possível de alimentadores representativos.

A partir do nível de tensão e da região específica, estes alimentadores foram agrupados com o auxílio de uma ferramenta de clusterização hierárquica, com o objetivo de identifica-los e categoriza-los, considerando 89 parâmetros operacionais e construtivos para cada alimentador.

Após este agrupamento, foi realizada uma análise estatística que buscou encontrar o alimentador padrão para cada região, para cada nível de tensão. Em seguida, utilizaram estes pa-

drões para gerar alimentadores genéricos representativos, sem características marcantes de uma ou outra concessionária, a fim de não expor informações proprietárias.

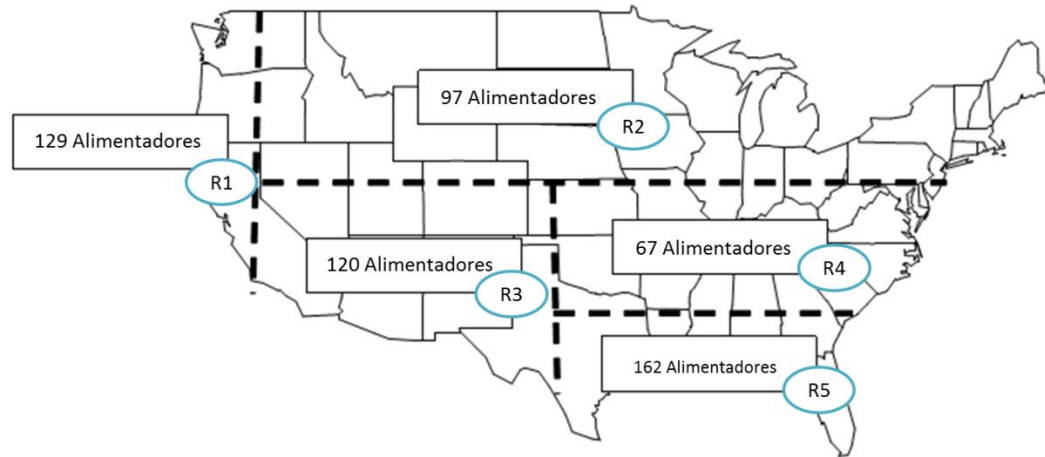


Figura 3-6 Quantidade de alimentadores por região

Essa análise estatística concluiu que 23 alimentadores seriam suficientes para representar os 575 iniciais, e 1 alimentador adicional para ser um modelo genérico, resultando em 24 modelos, que podem ser encontrados no site de Taxonomia dos alimentadores [32].

3.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Um sistema fotovoltaico no Gridlab é composto basicamente por inversores do tipo “*grid-tie*” e um conjunto de placas fotovoltaicas, mostrado no esquema da Fig.3.7.

A potência de saída das placas é proporcional à área destas, ao rendimento do conjunto (placas + controladores + inversores) e às condições climáticas. Neste trabalho o inversor é configurado para ter fator de potência um, e seu rendimento é de 90%.

O Código 3.2 ilustra como é representada no Gridlab a configuração da Fig. 3.7. O “*triplex_meter*” é elemento inicial. Este objeto é um medidor, que possui uma conexão de três cabos (um cabo triplexado), e concentra a conexão da residência, do inversor e das placas fotovoltaicas e a da rede secundária.

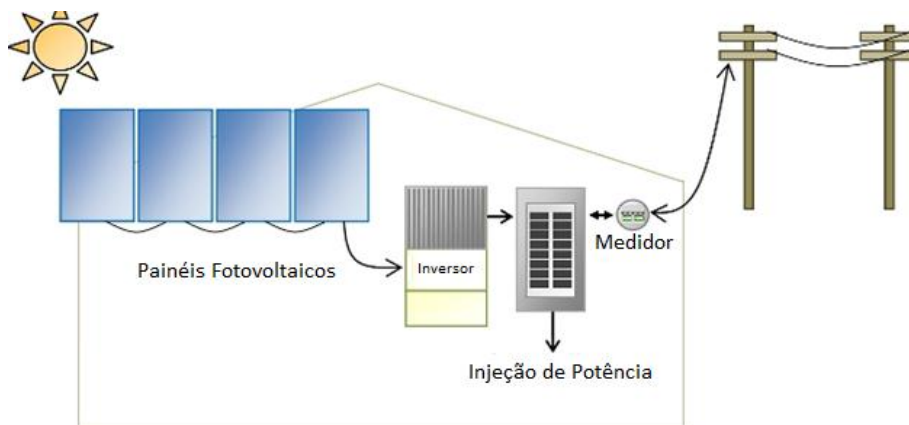


Figura 3-7 Esquema típico de conexão fotovoltaica residencial

As placas fotovoltaicas são definidas basicamente pela área total e eficiência, e necessitam do módulo climático para operarem adequadamente. Nota-se que estas estão dentro do código do inversor, desta forma, conectadas a ele.

Todos os objetos apresentados possuem variáveis que podem ser armazenadas nos arquivos de saída do tipo CSV, possibilitando o acompanhamento de cada equipamento e permitindo a análise detalhada do seu comportamento.

```

object triplex_meter {
  name tm11;
  phases AS;
  nominal_voltage 120;
  object house {
    object plugload {
      shape "type: analog; schedule: plugs_csd1; power: 0.55 kW";
    };
    object inverter { // Inversor //
      name inv_11;
      parent tm11;
      phases CS;
      generator_mode CONSTANT_PF;
      generator_status ONLINE;
      inverter_type PWM;
      power_factor 1.0;

      object solar { // Placas//
        name sol_1;
        generator_mode SUPPLY_DRIVEN;
        generator_status ONLINE;
        panel_type SINGLE_CRYSTAL_SILICON;
        efficiency 0.16;
        area 450; // ~42m²
      };
    };
  };
};

```

Código 3.2 - Residência com geração fotovoltaica

3.4 METODOLOGIA – CENÁRIOS DE ESTUDO

Esta seção apresenta a forma como foram desenvolvidos os cenários simulados, e como foram obtidos os resultados finais. Tais resultados foram divididos em dois subgrupos: a visão da concessionária, acerca dos impactos da microgeração, considerando as cargas residenciais e as mudanças horárias do tempo (clima); e por outro lado, o ponto de vista do consumidor, focando em aspectos econômicos que consideram a geração de energia do conjunto fotovoltaico e a tarifa cobrada pelo consumo, assim como as análises econômicas de viabilidade para o “melhor” e “pior” cenário de geração.

3.4.1 Considerações Iniciais

Como já mencionado, o Gridlab possui diversos tipos de entrada de dados para melhor considerar as “condições de contorno” do sistema a ser estudado. Os arquivos de saída do tipo CSV foram inicialmente tratados no Excel® e posteriormente no Matlab®, que permite maior flexibilidade nos cálculos, uma vez que as tabelas geradas são consideravelmente grandes – um arquivo com a memória de massa do medidor, com dados a cada 10 minutos, em 10 anos de medição, possui cerca de 60 MB.

As simulações foram realizadas com o método da varredura devido a sua maior velocidade, ao invés do método de Newton-Raphson. Alguns resultados desta comparação entre os métodos estão apresentados no Apêndice A.

3.4.2 Regiões escolhidas – Cidades

Devido à indisponibilidade de cidades brasileiras com dados climáticos no formato *tmy2* foram utilizadas na simulação cidades norte americanas, com características climáticas bem diferenciadas umas das outras, listadas na Tabela 3.1.

Tabela 3-1 Cidades Seleccionadas e respectivos climas

Região	Cidade	Clima
1	San Francisco	Temperado
2	Chicago	Frio
3	Phoenix	Quente e árido
4	Atlanta	Quente e Frio
5	Houston	Quente e húmido

O tipo de clima local está apresentado devido a sua importância no comportamento de todo o sistema, dada a relação entre nível de carregamento e temperatura, assim como potência gerada e incidência solar global. Esta separação foi dada em [31] [32], e os arquivos climáticos tmy2 podem ser encontrados no site da NREL [30].

Um exemplo de como se comporta a temperatura, e a irradiação solar global para um pequeno período de três dias, contidos no arquivo tmy2, e utilizado pelo Gridlab está na Fig. 3.8. É possível notar que tanto as irradiações como a temperatura variam dia a dia.

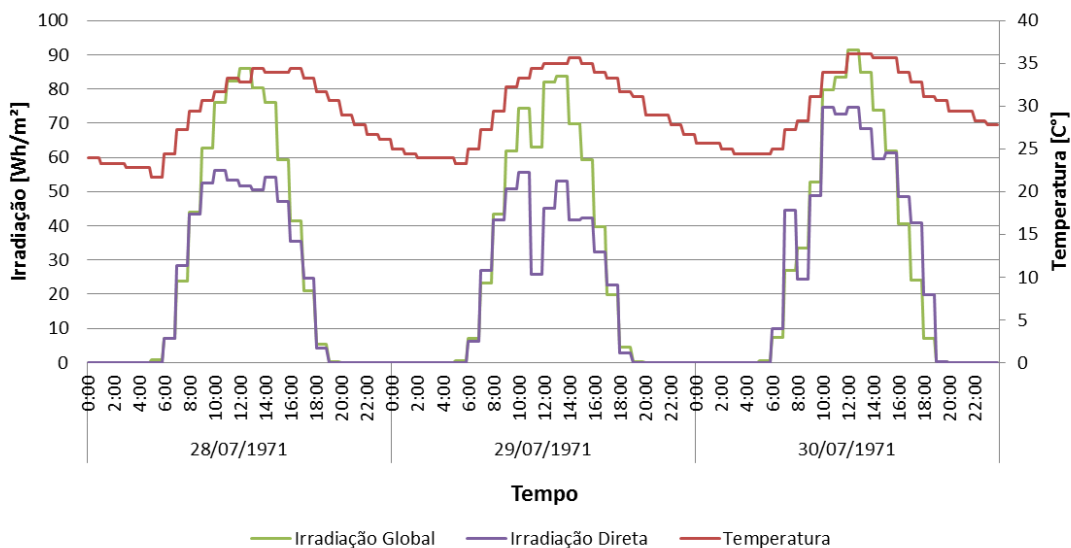


Figura 3-8 Gráfico de temperatura e irradiação – Houston – Verão

3.4.3 Rede IEEE 37 Barras

A rede utilizada para os estudos está mostrada na Fig. 3.9. Esta rede foi desenvolvida pelo Subcomitê de Análises de Sistemas da Distribuição, uma divisão do IEEE PES (*Power & Energy Society*), cujos trabalhos iniciaram em 1991. Atualmente este subcomitê é presidido pelo mesmo responsável pelo desenvolvimento do Grilab, Jason Fuller. [28] [27] [28] [31].

Por se tratar de uma rede norte americana [32] [33], a rede IEEE37 é predominantemente subterrânea, com tensão de linha em 4,8 kV. Assume-se que estas características não acarretam em influências significativas em relação ao que se objetiva no trabalho, dado que tais características fazem parte do sistema estudado como um todo, e o foco do trabalho é voltado às variações dos cenários diários que podem ocorrer e seus impactos subsequentes, sendo independente da topologia da rede.

Este alimentador já possui cargas fixas, desbalanceadas, podendo ser monofásicas, bifásicas ou trifásicas, com fator de potência variando entre 0,8944 a 0,9048. A Tabela 3.2 foi extraída do documento com os dados técnicos para este alimentador, onde todas as cargas originais estão apresentadas.

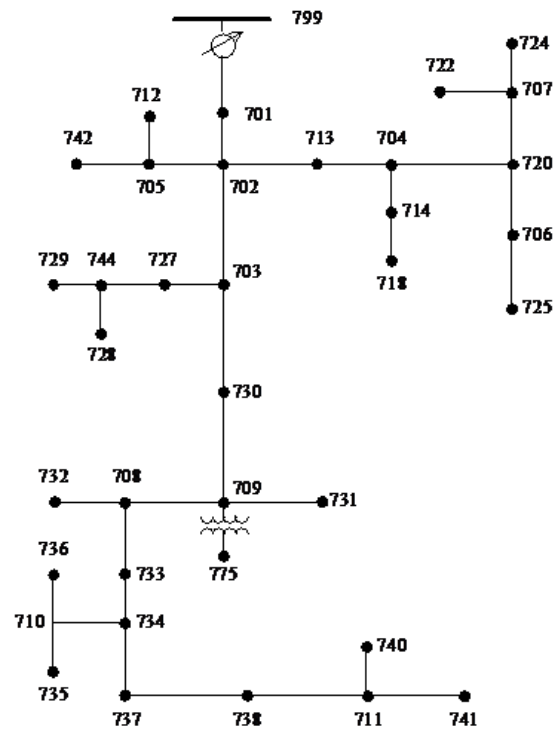


Figura 3-9 Topologia da rede IEEE 37 barras

O Gridlab possui a facilidade de disponibilizar o estado final da tensão dos nós do sistema na última execução do fluxo de carga, tornando possível coletar o perfil de tensão para o alimentador todo, com todos seus nós. Os resultados são obtidos com o comando “*volt_dump*”, e um arquivo tipo CSV é gerado contendo as tensões reais e imaginárias para cada uma das fases de cada nó. A figura 3.10 apresenta este perfil de tensão no eixo principal (esquerda) e o respectivo fator de desequilíbrio de tensão no eixo secundário, em valores percentuais.

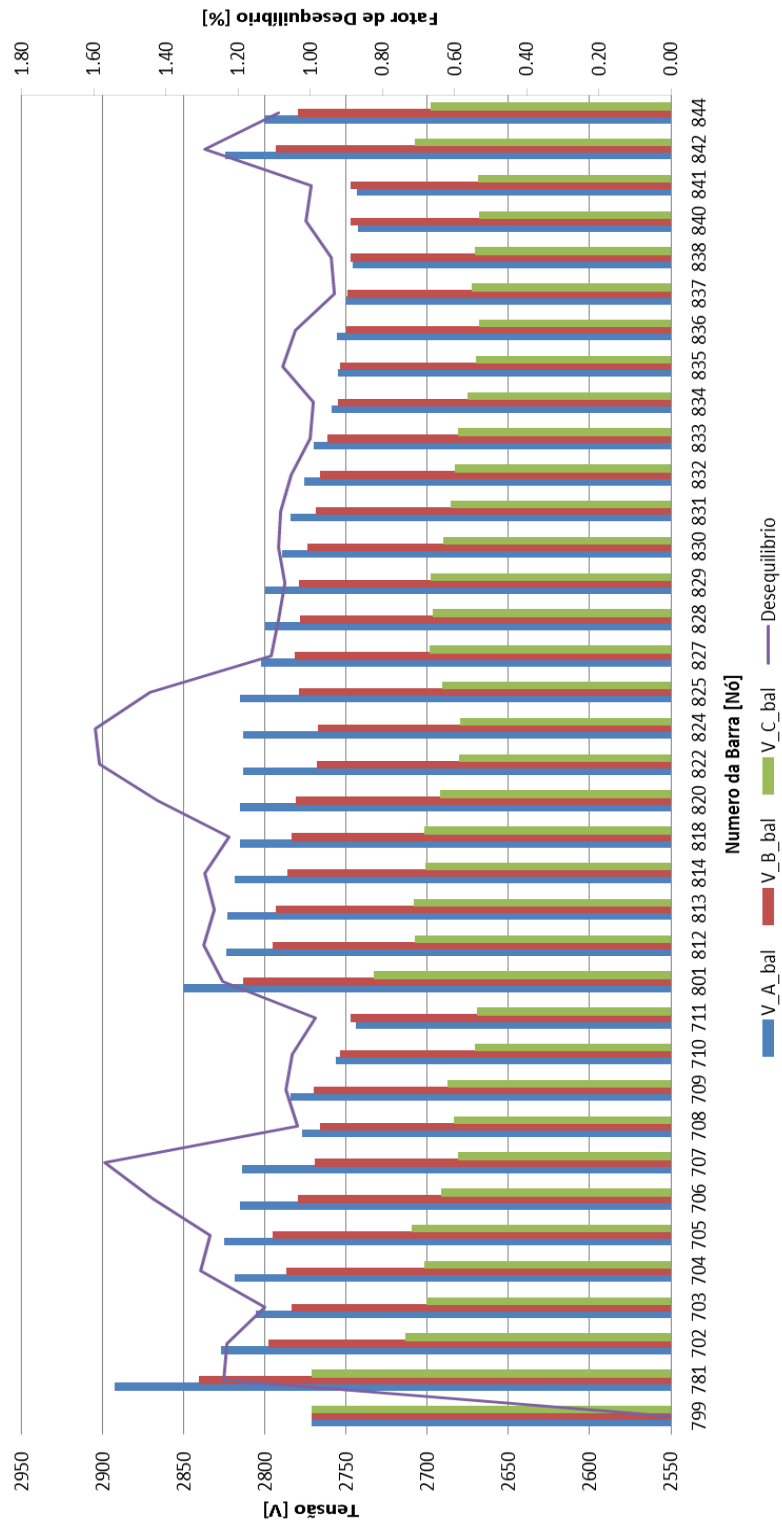


Figura 3-10 Perfil de tensão na condição padrão do alimentador - Regulador de tensão delta aberto

Os valores do fator de desequilíbrio do alimentador padrão servirão de referência para as avaliações posteriores, assim como as tensões de cada uma das barras.

Tabela 3-2 Tipos de Carga e Fator de Potência

Nó	Carga	Fase A	Fase A	FP_A	Fase B	Fase B	FP_B	Fase C	Fase C	FP_C
	Modelo	kW	kVAr	-	kW	kVAr	-	kW	kVAr	-
701	D-PQ	140	70	0.8944	140	70	0.8944	350	175	0.8944
712	D-PQ	0	0	-	0	0	-	85	40	0.9048
713	D-PQ	0	0	-	0	0	-	85	40	0.9048
714	D-I	17	8	0.9048	21	10	0.9029	0	0	-
718	D-Z	85	40	0.9048	0	0	-	0	0	-
720	D-PQ	0	0	-	0	0	-	85	40	0.9048
722	D-I	0	0	-	140	70	0.8944	21	10	0.9029
724	D-Z	0	0	-	42	21	0.8944	0	0	-
725	D-PQ	0	0	-	42	21	0.8944	0	0	-
727	D-PQ	0	0	-	0	0	-	42	21	0.8944
728	D-PQ	42	21	0.8944	42	21	0.8944	42	21	0.8944
729	D-I	42	21	0.8944	0	0	-	0	0	-
730	D-Z	0	0	-	0	0	-	85	40	0.9048
731	D-Z	0	0	-	85	40	0.9048	0	0	-
732	D-PQ	0	0	-	0	0	-	42	21	0.8944
733	D-I	85	40	0.9048	0	0	-	0	0	-
734	D-PQ	0	0	-	0	0	-	42	21	0.8944
735	D-PQ	0	0	-	0	0	-	85	40	0.9048
736	D-Z	0	0	-	42	21	0.8944	0	0	-
737	D-I	140	70	0.8944	0	0	-	0	0	-
738	D-PQ	126	62	0.8973	0	0	-	0	0	-
740	D-PQ	0	0	-	0	0	-	85	40	0.9048
741	D-I	0	0	-	0	0	-	42	21	0.8944
742	D-Z	8	4	0.8944	85	40	0.9048	0	0	-
744	D-PQ	42	21	0.8944	0	0	-	0	0	-
Total		727	357	0.8976	639	314	0.8975	1091	530	0.8995

3.4.4 Rede Secundária – Topologia e Configuração

O primeiro passo ao se iniciar os estudos é garantir que o cenário simulado esteja com elementos e informações coerentes para a geração de uma base de dados confiável. Devido à facilidade de se perder este controle da coerência da rede, foram utilizados ramais secundários padronizados desde o transformador até a última residência, no terceiro nó, totalizando 15 residências para cada um.

As cargas dos nós 725 e 740 não foram alteradas, uma vez que os transformadores são do tipo “*center-tap*” monofásico, de 50 kVA, e estão conectados à fase AN do primário. A nomenclatura utilizada no *software* utiliza letras para tratar o primário, e números para se referir ao secundário, como pode ser identificado em “Fase 1” e “Fase 2”.

A topologia da rede secundária é apresentada na Fig. 3.11. As instalações dos painéis fotovoltaicos estão sempre nas residências ao final do circuito secundário, isto é, no terceiro nó. O comprimento dos dois vãos secundários é 61 metros (200 pés), e utilizam cabos triplexados tipo 3A336, típicos para tais ramais.

Os dados técnicos de cada elemento estão presentes nos códigos, separados por trechos mais relevantes, no Apêndice B – Arquivos GLM. [32]

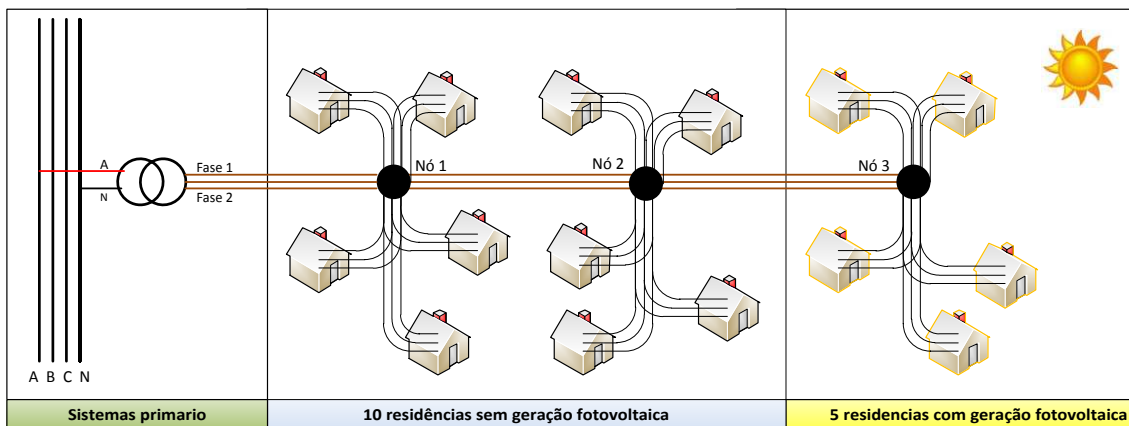


Figura 3-11 Ilustração da rede secundária configurada no Gridlab

3.5 Definições do Cenário de Simulação

Dado o comportamento das cargas residenciais, que variam de acordo com as condições climáticas, para identificar os impactos da integração da geração fotovoltaica nas redes secundárias, definiu-se como cenários para serem analisados os seguintes casos, conforme tabela 3.3:

Tabela 3-3 Cenários Propostos para análise

Cenário	Qtde. Residências	Qtde. Sist. Fotovoltaicos	Qtde. de Nós/ Ramal
<i>Padrão</i>	0	0	0
<i>A</i>	45	0	3
<i>B</i>	45	6	3
<i>C</i>	45	12	3
<i>D</i>	45	15	3

3.6 Estudos de Impacto – Visão da Concessionária

Os estudos listados a seguir serão feitos para cada uma das regiões escolhidas, com simulações em 10 anos, compreendendo o período entre 1970 a 1980. Ao final de cada subseção, uma breve discussão é feita, sobre os resultados obtidos, e as características predominantes que puderam ser identificadas.

3.6.1 Análise da demanda

Inicialmente será realizada uma análise da demanda para os circuitos secundários. A curva de carga passará a ter outro comportamento durante o dia, uma vez que o cliente que antes era apenas um consumidor, passara a ter uma unidade geradora de energia associada aquele ponto de medição. A Fig. 3.12 mostra duas curvas, uma para o consumo, onde é possível perceber o grande número de entrada e saída de carga, basicamente devido ao sistema de controle de temperatura.

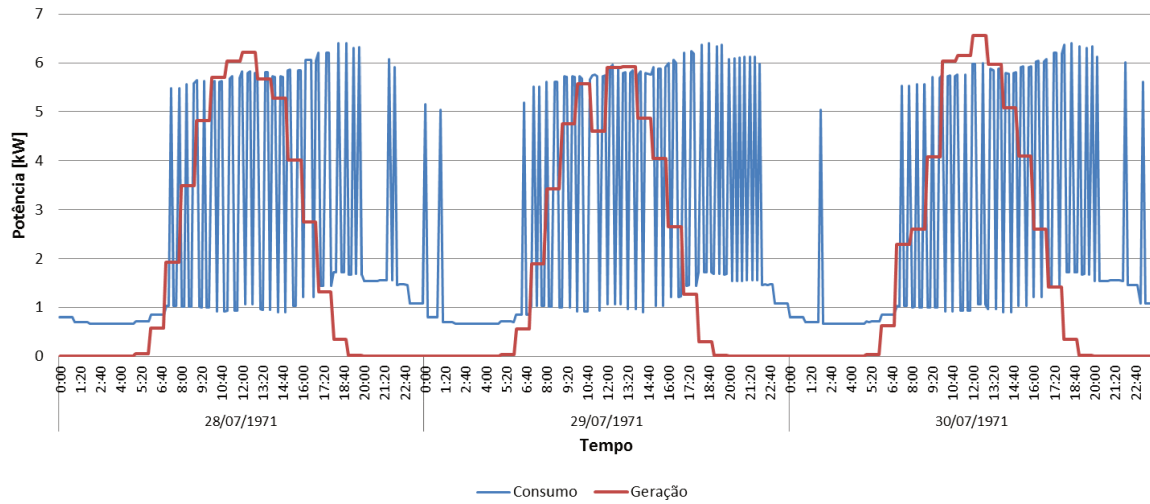


Figura 3-12 Curva de carga e curva de geração do mesmo cliente

A curva vista pelo medidor deste cliente, que passará também a ser um produtor – então denominado de *prossumidor* – está mostrada na Fig. 3.13. Desta forma, é possível constatar que ocorrerá a inversão do fluxo da energia durante o dia, sendo assim possível que tal geração cause uma redução na demanda do circuito local.

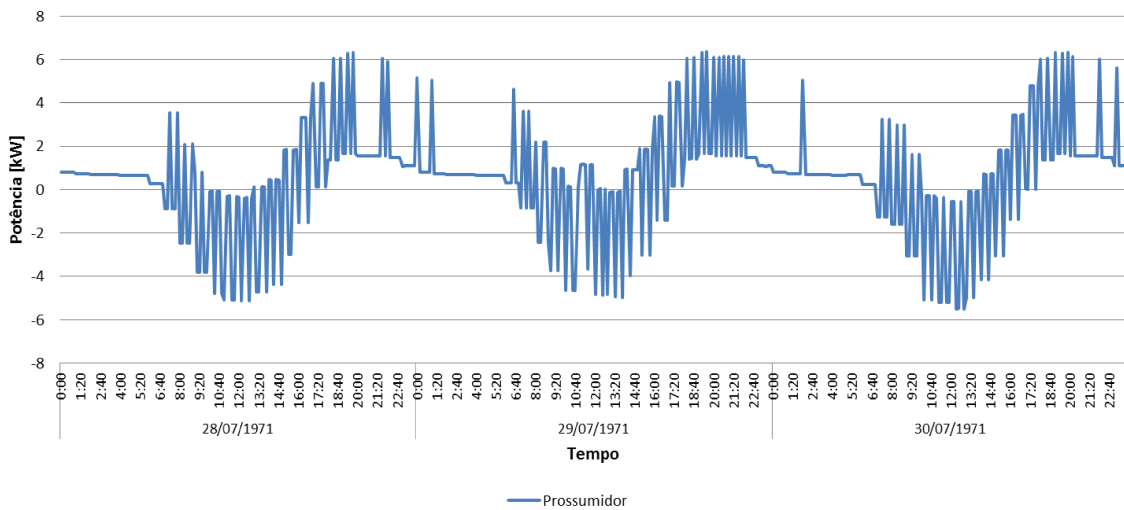


Figura 3-13 Curva do Prossumidor

Será comparada a demanda entre os cenários propostos para os dez anos, e por fim apresentado se tais unidades geradoras favorecerão ou não em uma redução significativa nesta demanda.

3.6.2 Elevação da Tensão

Este comportamento será o balizador para os demais estudos, pois as menores e maiores tensões correspondem diretamente ao maior e menor consumo daquela residência. A comparação será feita a partir do caso padrão, onde existe apenas elementos consumidores conectados a esta rede.

A Fig. 3.14 mostra o perfil da tensão em um ramal onde é aumentada a geração fotovoltaica, em três cenários, onde a tensão nominal é 120 V, com condições climáticas da cidade de São Francisco.

O nó 3, corresponde ao terceiro nó em relação ao transformador monofásico na barra 728. Os três casos são: cenário padrão (sem geração); cenário com tetos solares em 3 residências; e cenário com tetos solares em 5 residências. Cada residência possui um sistema com potência instalada em torno de 6,8 kW, e possui demanda máxima em torno de 8 kW em tal período do ano.

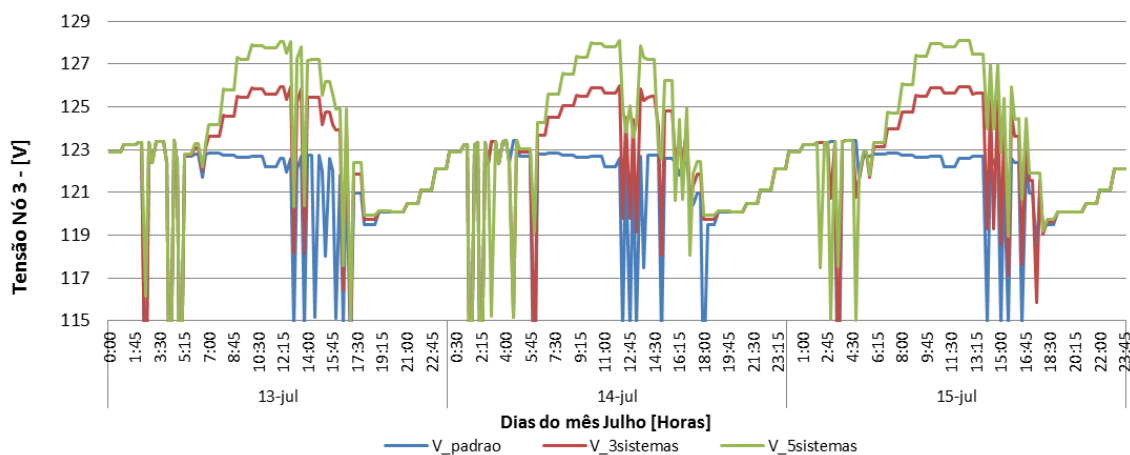


Figura 3-14 Comparação do nível de tensão ao longo de três dias

Apesar da Fig. 3.6 conter apenas 3 dias, este comportamento é suficiente para mostrar a possibilidade de violação dos limites de tensão durante várias horas ao dia, mesmo para este pequeno número de clientes, conectados no “pior” nó do circuito secundário.

3.6.3 Desequilíbrio de tensão no primário dos transformadores

Uma vez que a microgeração em nível de rede secundária será, geralmente, monofásica ou bifásica, pode ser esperado que ocorra algum impacto no fator de desequilíbrio de tensão nos nós da rede primária, dado que em geral as residências são bifásicas, e no caso em estudo o sistema já é desbalanceado.

O valor de referência para o fator de desequilíbrio nos barramentos do sistema de distribuição, com exceção da BT, deve ser igual ou inferior a 2%, conforme a ANEEL [34], e de 3% conforme a ANSI C84.1. Neste trabalho, apesar de se tratar de uma rede dos Estados Unidos, optou-se por utilizar o padrão nacional, uma vez que ele é mais rígido, e a priori, o circuito analisado está com todas as barras dentro da faixa dos 2% para este desequilíbrio de tensão.

O fator de desequilíbrio de tensão pode ser calculado em termos das componentes de sequência negativa e positiva, por:

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} 100 \quad (3.1)$$

Sendo que a decomposição do domínio das fases para as componentes de sequência é dada por:

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_+ \\ V_- \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Com $a = 1 \angle 120^\circ$ ou $0,5 - j0,866$.

Por fim será apresentada a comparação entre as tensões da Rede Padrão IEEE e dos cenários com maior demanda para cada região climática, e posteriormente uma comparação deste fator de desequilíbrio entre o cenário com maior demanda e o cenário com menor demanda, considerando a geração em 15 barras.

3.6.4 Análise de perdas nos ramais secundários

A análise de perdas tem grande importância para as concessionárias no que diz respeito ao faturamento, uma vez que as perdas técnicas são remuneradas pela tarifa. Desta forma, ser capaz de reduzir perdas técnicas, dentro do mesmo ciclo de revisão tarifária, significa indiretamente aumentar a eficiência operacional, e conseqüentemente o lucro da empresa. Assim sendo, ser capaz de identificar regiões nos alimentadores onde as perdas técnicas podem ser reduzidas, torna-se então uma grande oportunidade para todas as concessionárias.

Neste trabalho foram contabilizadas somente as perdas nos ramais secundários, e não nos ramais de serviço. Os resultados serão mostrados em tabelas onde podem ser comparadas as perdas totais nos cinco cenários (Padrão, A, B, C e D), tanto em períodos de máxima geração, como em mínima geração, durante 10 anos, trazendo por fim uma comparação entre a redução total de tais perdas.

A aquisição de tais perdas é direta, para cada 10 minutos, e posteriormente esta curva é integrada, a fim de se obter a energia total do período.

3.7 Análise de Viabilidade – Ponto de vista do consumidor.

O estudo de viabilidade utilizará, de forma genérica, dois direcionadores: total de energia gerada e total de energia consumida, onde os dados serão obtidos a partir da simulação de dez anos completos via Memória de Massa de 10 em 10 minutos, e dos custos associados (Aquisição, O&M, BOS) no período do estudo. Será analisado de forma sucinta quais são os preços comuns que estão sendo praticados no Brasil, tanto de aquisição do sistema como da manutenção, e posteriormente será considerado como o custo da energia se comportará durante a próxima década, supondo um cenário conservador;

Para encontrar a relação entre geração e consumo foram feitas medições de 10 em 10 minutos da potência gerada, coletado na saída do inversor. Posteriormente, integrou-se a curva obtida com estes valores e dividiu-se por 6, para se chegar à energia em intervalos horários.

$$Energia = \int \frac{Demanda\ 10\ minutos}{6} [kWh] \quad (3.1)$$

Tabela 3-4 Relação Mensal de Consumo x Geração

Mês	Consumo [kWh]	Geração [kWh]	Relação G/C
Janeiro	1532,0	458,0	29,9%
Julho	1032,5	1618,9	156,79%

A Tabela 3.4 apresenta os valores de Janeiro e Julho para uma residência típica, com demanda de máxima de 8 kW, que possui um sistema fotovoltaico com pico de potência de 6,8 kW, considerando os dados climáticos da cidade de São Francisco – CA [35]. Pode-se notar que a geração nos meses de verão superam o consumo, ao passo que no inverno ficam bastante aquém, especialmente por se tratar de uma região de clima temperado.

4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Neste Capítulo serão apresentados os resultados obtidos através das simulações realizadas para os cinco cenários descritos na seção anterior, considerando os diversos níveis de geração para cada circuito secundário.

Inicialmente será dada ênfase à concessionária, avaliando alguns dos impactos e características que poderão surgir e influenciar no dia a dia, e possivelmente na tomada de decisão para o planejamento e a operação. Por fim será realizado um estudo de viabilidade que tem a visão do cliente como balizador da análise.

Os resultados a seguir não contemplam o aumento vegetativo da carga, nem as modificações ou falhas que possam ocorrer no decorrer do tempo à rede em estudo. Eles contemplam, no entanto, o comportamento das cargas variando probabilisticamente em torno da média especificada, e as condições climáticas externas. As redes simuladas foram configuradas para gravarem nos arquivos correspondentes os valores de tensão, corrente, energia consumida, energia gerada, perdas de potência, e demanda.

4.1 PONTO DE VISTA DA CONCESSIONÁRIA

4.1.1 Análise da Demanda

A análise de demanda foi realizada a partir da observação dos valores máximos e mínimos durante o período de dez anos, de 1971 a 1980, nas cidades e cenários propostos.

As comparações foram realizadas região a região, para os cenários A ao D – ver tabela 3.3 - a partir dos dados nos medidores que estão conectados no primário do transformador, ou seja, verificando-se a demanda total do ramal secundário visto da entrada do transformador. As demandas máximas e mínimas estão separadas, a fim de facilitar o entendimento e as discussões.

A análise referente às demandas máximas tem como motivador o planejamento do sistema da distribuição, uma vez que a variação nas curvas de carga dos clientes poderá requerer novas variáveis para tais projetos. Em seguida, a análise de demandas mínimas, que apresenta a inversão do fluxo de potência expõe a necessidade de se levar em consideração tal geração não só no

que diz respeito à proteção da rede, como também à segurança das equipes de campo, dada a magnitude dos valores atingidos.

4.1.1.1 Demandas Máximas

As figuras 4.1 a 4.5 apresentam a máxima demanda que foi identificada para cada cenário durante a década especificada em cada circuito secundário.

Esta caracterização única das cargas em cada transformador é mostrada em todas as figuras, onde é possível notar que cada trecho de ramal secundário medido - Mtr1 representando os valores do nó 728, Mtr2 representando o nó 725 e Mtr3 representando o nó 740 – possui demandas máximas distintas, mesmo com os circuitos configurados de forma igual, uma vez que cada consumidor tem seu comportamento individual representado no Gridlab-D, de forma estocástica. Portanto, apesar dos equipamentos e modelos serem os mesmos em todos os alimentadores, o uso da eletricidade é diferente em cada ramal da rede, ou em cada simulação realizada. Este comportamento aleatório do consumo foi representado no Gridlab-D com a intenção de aproximar o modelo do sistema elétrico com seu comportamento real.

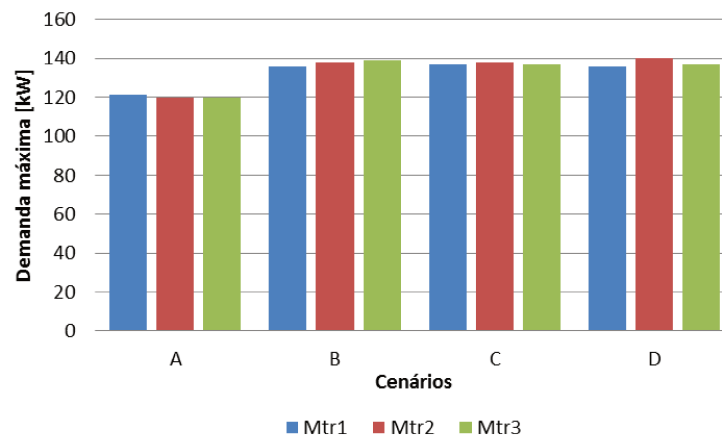


Figura 4-1 Demanda máxima - São Francisco

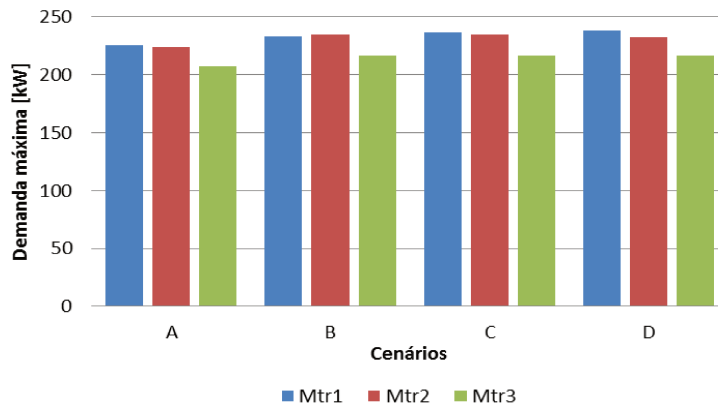


Figura 4-1 Demanda máxima - Chicago

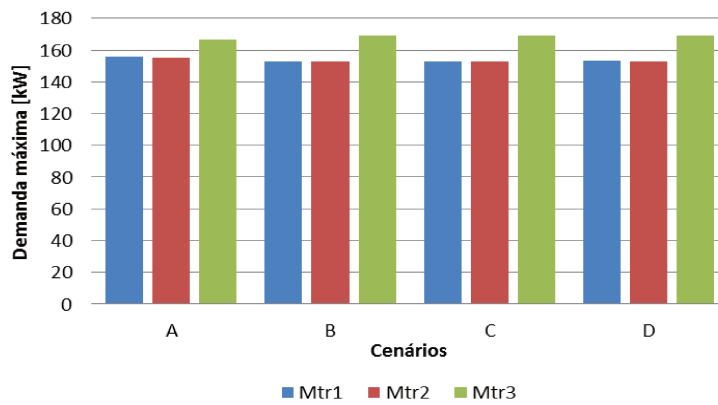


Figura 4-2 Demanda máxima - Atlanta

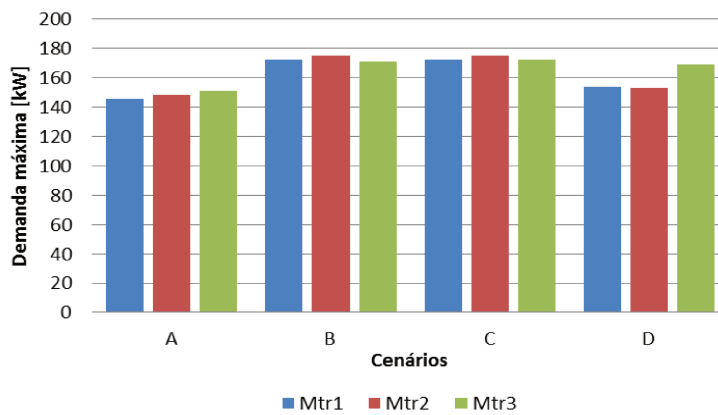


Figura 4-3 Demanda máxima - Phoenix

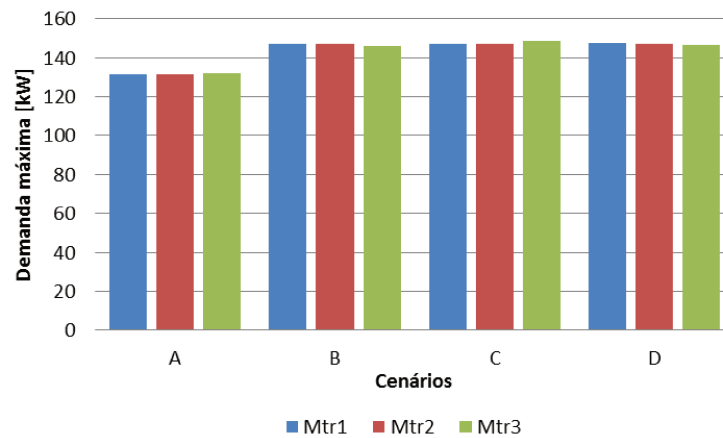


Figura 4-4 Demanda máxima - Houston

Constata-se que não há uma relação direta entre a instalação dos conjuntos fotovoltaicos e a demanda máxima ao final do período de dez anos, chegando-se à situação mais ilustrativa com os gráficos das figuras 4.1 e 4.5, onde o cenário A não atinge as demandas máximas dos casos onde a geração está presente. Isto ocorre basicamente pelo fato de tais períodos com demanda máxima ocorrerem geralmente de noite, onde não há geração fotovoltaica.

Desta forma o projeto para a expansão da rede das distribuidoras não necessita levar em consideração a geração local nos pontos consumidores no caso da avaliação de demanda máxima, sendo necessária num primeiro momento apenas o dimensionamento da carga para aquele ramal secundário, uma vez que não houve em momento algum a redução do pico de demanda.

4.1.1.2 Demandas Mínimas

As figuras 4.6 a 4.10 mostram o comportamento da demanda mínima, ou a inversão do fluxo da potência, nos cenários descritos, para dez anos. A relação entre injeção de energia com a quantidade de sistemas geradores é direta, como esperado. Vale lembrar que as residências tem pico de demanda na faixa de 8 kW, e que os módulos de geração são de 6,8 kW_p.

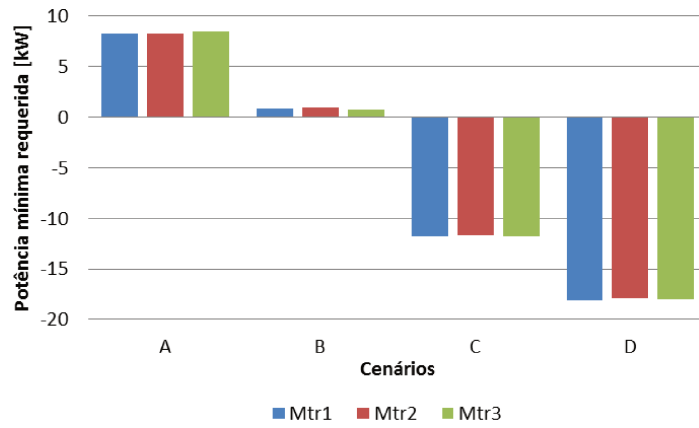


Figura 4-5 Demanda mínima - São Francisco

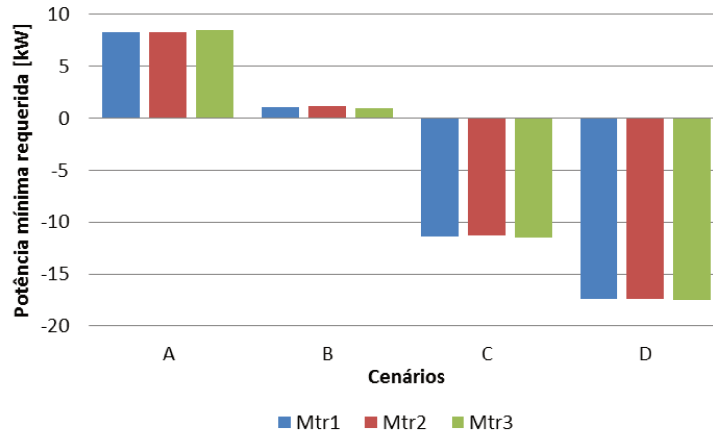


Figura 4-6 Demanda mínima – Chicago

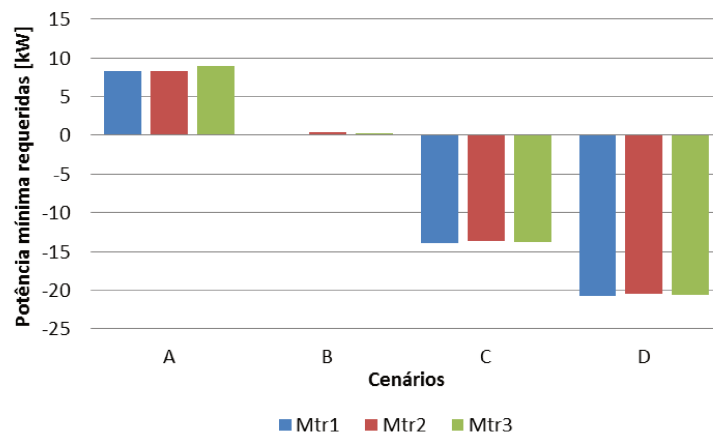


Figura 4-7 Demanda mínima – Atlanta

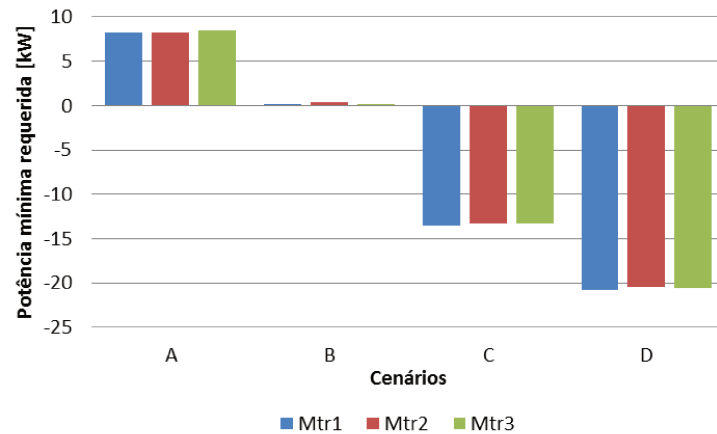


Figura 4-8 Demanda mínima – Phoenix

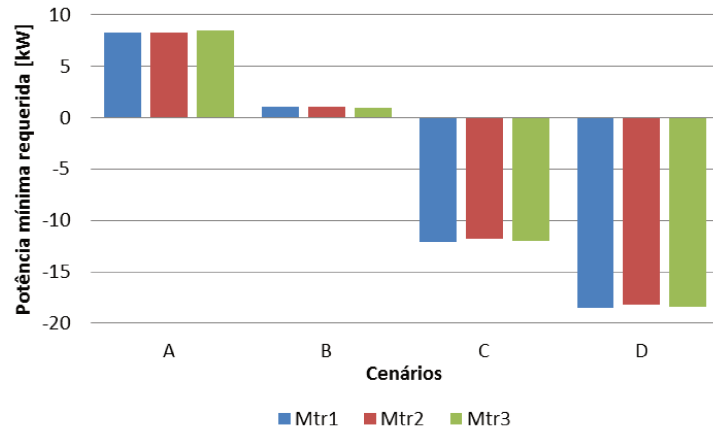


Figura 4-9 Demanda mínima - Houston

Desta forma, observa-se que com a inclusão de tetos solares em 2 das 15 residências em cada circuito secundário – cenário B - representando em termos de pico de potência instalada aproximadamente 17% da demanda local, já foi possível atingir o equilíbrio entre a geração e o consumo da rede secundária em alguns períodos.

Os valores negativos, encontrados a partir do cenário ‘C’, com 4 tetos solares por circuito secundário, representam a exportação de energia para a rede primária, sendo representado nos gráficos o pico ocorrido durante os dez anos. Observa-se que por não incluir baterias para o armazenamento da energia, os tetos solares não contribuirão para a redução do pico de consumo e ainda acarretarão em exportação de energia do secundário para o primário dos transformadores de distribuição, dependendo da quantidade de sistemas fotovoltaicos em cada circuito.

Esta inversão de fluxo deve ser levada em consideração no estudo da proteção do circuito primário, onde a contabilização desta potência servirá de embasamento inicial para dar continuidade ou não ao trabalho, uma vez que uma pequena quantidade de energia sendo exportada a montante não influirá significativamente no curto circuito.

Cabe ressaltar que a isolamento remota do trecho do alimentador feita pelos operadores no Centro de Operações das distribuidoras não será mais suficiente para garantir que a rede esteja desligada para os casos onde há necessidade de intervenção humana local. A capacidade do inversor se desconectar quando detectar falta de energia, assim como a capacidade de se medir remotamente alguns pontos da rede – verificando presença de tensão – servirão de apoio para aumentar a segurança dos procedimentos cotidianos.

Futuramente as concessionárias poderão automatizar o processo de desligamento programado, para agregar mais segurança, integrando ao sistema de gerenciamento de interrupções - OMS - uma requisição automática de informações técnicas em alguns clientes medidos remotamente – “*smart metering*” - que estão contidos naquele trecho que foi isolado, a fim de garantir que todos os inversores daquela região se desconectaram quando preciso.

4.1.2 Elevação da Tensão

A elevação da tensão nos nós do circuito secundário pode ser facilmente observada em determinados períodos durante o dia, dada a redução do consumo local ou ao excesso de geração.

Por padrão, a tensão nominal monofásica no Brasil é de 127 ou 220 Volts. Nas simulações o transformador está regulado com 125 V na saída, para uma rede com tensão de fornecimento de 120V, ou seja, dentro da faixa de valor adequado especificada nestes casos. Será avaliado somente o comportamento monofásico, apesar do Gridlab também disponibilizar os dados para tensão fase-fase. As faixas de valores adequados para estes níveis de tensão encontram-se na Tabela 4.1 [36].

Tabela 4-1 Faixa de Valores de Tensão Regulamentadas

Nominal	120 (1f) [V]	127 (1f-padr) [V]	220 (3f – padr) [V]
Adequado	108 a 127	116 a 132	201 a 231
Precário	106 a 108 / 127 a 130	109 a 116 / 132 a 140	189 a 201 / 231 a 233
Crítico	< 106 ou > 130	< 109 ou > 140	< 189 ou > 233

A notação utilizada nas legendas da Fig. 4.11, do tipo “A --> B” ou “A --> C” ou “A --> D” representa a comparação entre o sistema com seis, doze ou quinze residências em relação ao caso base “A”, onde não há geração na baixa tensão. Ver Tabela 3.3. A primeira cidade - Atlanta - terá maior ênfase na análise do comportamento das tensões ao longo dos dez anos. A partir dos resultados da simulação nota-se que os valores médios da tensão, para os três nós do circuito secundário permanecem semelhantes em todos os cenários, o que é atribuído basicamente ao comportamento da tensão durante a noite, que não sofre alteração pela geração fotovoltaica.

A Fig. 4.11 mostra a máxima variação da tensão ao longo do trecho secundário para cada um dos circuitos criados, isto é, qual é a máxima discrepância entre a tensão monofásica no caso base e esta tensão no caso com geração, analisando-se o circuito conectado ao nó 728 do alimentador de 37 barras e o período de 10 anos de simulação. Observa-se que ocorre aumento da tensão em todos os cenários que consideram a geração fotovoltaica (B, C e D) em relação ao caso base sem geração (cenário A).

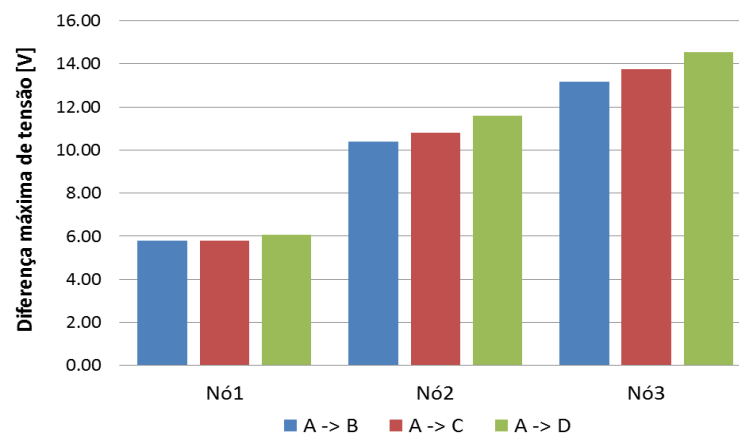


Figura 4-10 Diferença Máxima de Tensão - Atlanta

O nó 3, sendo o mais distante do transformador foi o que teve a maior variação da tensão ao longo do tempo, assim, ele foi escolhido para as avaliações subsequentes. Nota-se inclusive que a presença de mais unidades geradoras é diretamente proporcional ao aumento de tensão.

Outra forma de verificar as mudanças que a inserção da geração ocasiona no perfil de tensão está nas Tabelas 4.2 e 4.3, com as variações separadas por período do dia para o primeiro e terceiro nó quando comparamos os casos A e D, ou seja, calculando-se a diferença de tensão registrada – $V_{diff} = V_D - V_A$ - em cada intervalo de tempo do arquivo de saída.

Tabela 4-2 Variação horária da tensão - Nó 1 - Atlanta

Nó 1	Media	Desv. Pad.	Max.	Min.
00:00 as 5:30 hrs	-0,143	1,070	5,789	-6,306
5:40 as 12:00 hrs	0,370	1,090	5,805	-6,859
12:10 as 18:00 hrs	0,428	1,162	5,611	-5,922
18:10 as 23:50 hrs	-0,564	0,925	4,913	-6,568

Tabela 4-3 Variação Horária - Nó 3 - Atlanta

Nó 3	Media	Desv. Pad.	Max.	Min.
00:00 as 5:30 hrs	-0,706	2,952	13,386	-16,436
5:40 as 12:00 hrs	1,172	3,208	14,260	-16,506
12:10 as 18:00 hrs	1,352	3,580	14,547	-17,600
18:10 as 23:50 hrs	-2,741	2,691	11,683	-18,256

Observa-se que o “Nó 3” apresenta grande desvio padrão na tensão, assim como uma média de desvio acentuada em relação ao “Nó 1”. A presença do Sol (das 6:00 às 18:00h) torna positiva a diferença de tensão nos dois nós analisados, assim como também corrobora no aumento do desvio padrão, reforçando a característica de um aumento na tensão devido à geração local.

A Fig. 4.12 traz o perfil da tensão ao longo de um dia considerado típico, com as curvas de cada um dos quatro cenários existentes. É possível notar que durante o período de maior insolação, das 10:00 às 16:00h ocorre um maior descolamento destas curvas, devido especificamente à geração fotovoltaica.

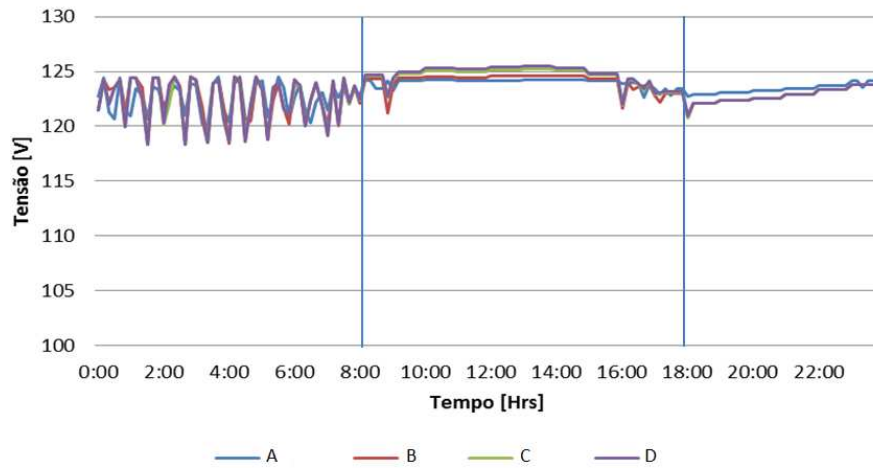


Figura 4-11 Variação do perfil da tensão para cada nível de geração - Nó 1- Dia típico - Atlanta

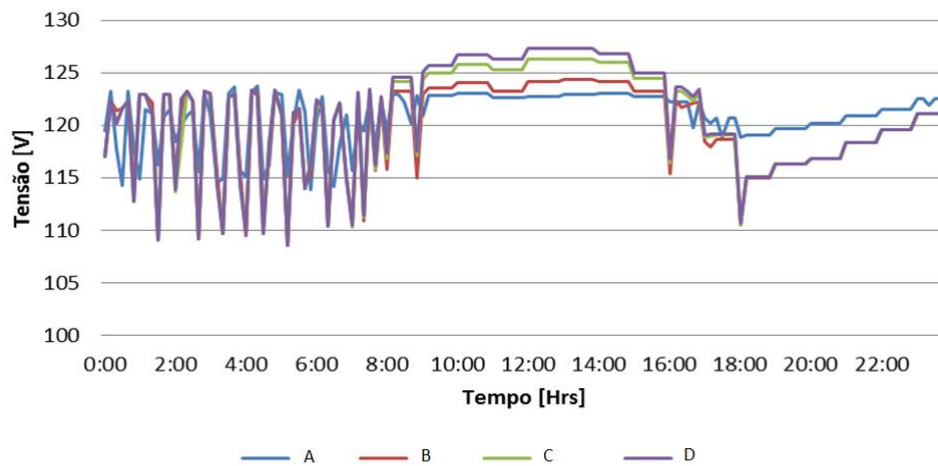


Figura 4-12 Variação do perfil da tensão para cada nível de geração – Nó 3 – Dia Atípico – Atlanta

No primeiro nó do circuito secundário a tensão varia pouco, devido principalmente à conexão direta no secundário do transformador de distribuição. No entanto, como pode ser observado na Fig. 4.13, a variação no terceiro nó é considerável, atingindo níveis indesejáveis diversas vezes. Tal variação foi selecionada propositalmente, a fim de se ilustrar a sobtensão presente no período de maior geração. Também é possível perceber que por várias horas em torno do meio dia, as curvas do perfil de tensão para os três cenários de geração possuem o mesmo comportamento, apenas em níveis diferentes, diretamente relacionado ao nível de injeção de potência no Nó 3. Nota-se também, por volta das 18:00 que os cenários com geração de energia – B, C e D –

apresentam um descolamento em relação ao cenário A. Isto não possui uma explicação direta, podendo ser associado ao comportamento aleatório das cargas.

As Tabelas 4.4 a 4.8 permitem realizar uma análise feita de forma mais sucinta e objetiva, visando à comparação entre as tensões máximas e mínimas, e o percentual do tempo em que tais valores ficaram em faixas precárias ou mesmo críticas de fornecimento, em cada uma das cidades para o Nó 3 da barra 728.

Tabela 4-4 Percentual de alocação dos níveis de tensão - Atlanta

Cenário	V_crítico	V_precário_abaixo	V_Nominal	V_precário_acima	V_crítico
A	0,028%	0,056%	99,916%	0,000%	0,000%
B	0,517%	0,779%	98,704%	0,000%	0,000%
C	0,489%	0,864%	98,549%	0,098%	0,000%
D	0,469%	0,904%	96,804%	1,823%	0,000%

Tabela 4-5 Percentual de alocação dos níveis de tensão - Chicago

Cenário	V_crítico	V_precário_abaixo	V_Nominal	V_precário_acima	V_crítico
A	2,301%	0,468%	97,231%	0,000%	0,000%
B	3,735%	1,662%	94,603%	0,000%	0,000%
C	3,758%	1,682%	94,546%	0,013%	0,000%
D	3,738%	1,701%	93,138%	1,423%	0,000%

Tabela 4-6 Percentual de alocação dos níveis de tensão - Houston

Cenário	V_crítico	V_precário_abaixo	V_Nominal	V_precário_acima	V_crítico
A	0,001%	0,010%	99,988%	0,000%	0,000%
B	0,323%	0,516%	99,161%	0,000%	0,000%
C	0,331%	0,570%	99,059%	0,040%	0,000%
D	0,325%	0,644%	98,026%	1,005%	0,000%

Tabela 4-7 Percentual de alocação dos níveis de tensão - Phoenix

Cenário	V_crítico	V_precário_abaixo	V_Nominal	V_precário_acima	V_crítico
A	0,013%	0,086%	99,901%	0,000%	0,000%
B	1,234%	1,288%	97,479%	0,000%	0,000%
C	1,240%	1,307%	97,212%	0,241%	0,000%
D	0,487%	0,897%	96,797%	1,819%	0,000%

Tabela 4-8 Percentual de alocação dos níveis de tensão – San Francisco

Cenário	V_crítico	V_precário_abaixo	V_Nominal	V_precário_acima	V_crítico
A	0,000%	0,002%	99,998%	0,000%	0,000%
B	0,090%	0,247%	99,663%	0,000%	0,000%
C	0,097%	0,225%	99,446%	0,232%	0,000%
D	0,094%	0,238%	94,250%	5,419%	0,000%

Em linhas gerais, pode-se definir que tal quantidade de unidades geradoras não influi a ponto de se atingir um nível elevado de tensão considerado crítico, mas que favoreceu para que o tempo total dos valores da tensão de fornecimento considerados precários, ao longo dos dez anos, aumentasse à medida que tais sistemas fossem acrescentados. Especial atenção deve ser dada ao cenário D, para a cidade de San Francisco, na Tabela 4-8, onde o tempo de sobretensão passou de 0,23 para 5,419%, representando um aumento de mais de vinte vezes.

Em Chicago, região mais fria entre os cenários estudados, e conseqüentemente a de maior consumo associado, o tempo no qual o fornecimento de energia ficou na faixa crítica abaixo da nominal aumentou com a presença dos sistemas fotovoltaicos. Novamente este comportamento se associa ao comportamento da carga durante períodos sem geração local, uma vez que a quantidade de sistemas não alterou significativamente no tempo total em na faixa de “subtensão”. Por outro lado, no que diz respeito à sobretensão, esta relação continua clara, sendo diretamente influenciada pela quantidade de sistemas presentes.

4.1.3 Análise de Perdas

As perdas do circuito secundário estão representadas pela soma das perdas dos dois cabos triplexados que existem nele. Estes cabos conectam os nós 1 e 2, e os nós 2 e 3, e tal espaço entre os nós é denominado “Vão”, medindo cada um aproximadamente 61 metros – ver Fig. 3.11.

Os valores finais são o resultado da integração da potência perdida – “*power_losses*” - obtidos diretamente do objeto “*triplex_line*” do Gridlab, e trazem valores médios daquele intervalo de tempo em questão. Em seguida, integra-se esta curva e tal área é dividida por 6, uma vez que a amostra dos dados é feita de 10 em 10 minutos, sendo resultado final dado em Watt-Hora.

Também é possível calcular o comportamento das perdas nos ramais de serviço, totalizando 15 por circuito secundário, no entanto, tais perdas não foram contempladas neste estudo. Ressalta-se que tal análise demandaria uma quantidade muito grande de memória, dada a quantidade de ramais de serviço presentes em uma rede de distribuição.

As Fig. 4.14 e 4.15 ilustram um dia típico do inverno e do verão respectivamente, para a cidade de Atlanta.

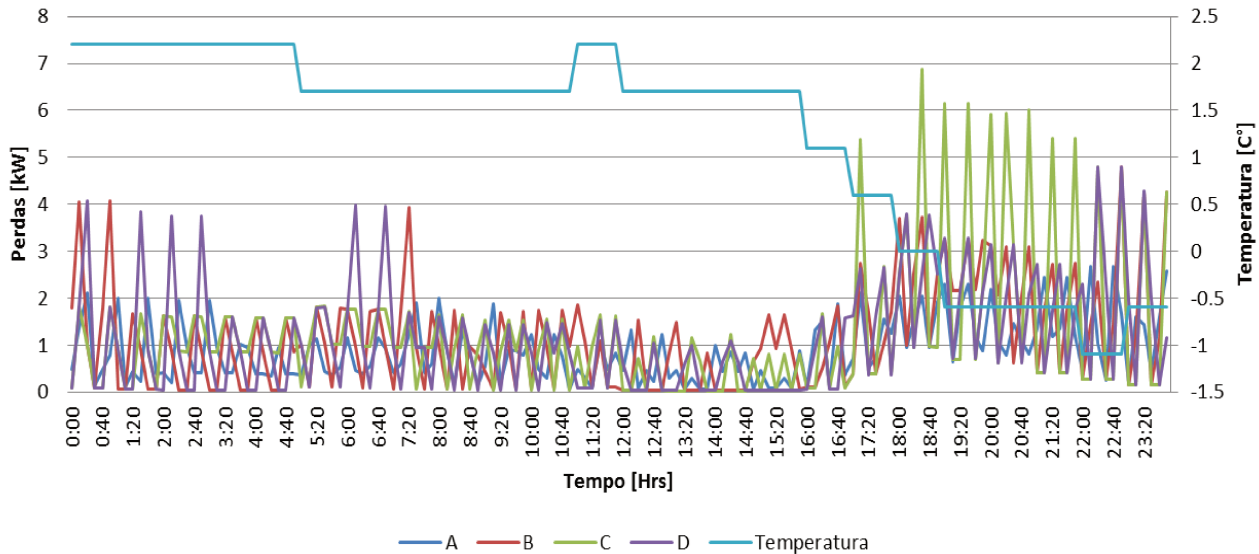


Figura 4-13 Diferença de perdas entre os cenários de geração – Inverno – Atlanta

Na Fig. 4.14 as perdas são equiparáveis entre todos os cenários, especialmente na madrugada. Durante o dia as perdas para todas as situações caem bastante devido à menor demanda e a geração local de energia, começando a aumentar de noite, quando cai a temperatura, e aumenta o consumo local das residências devido às curvas de cargas típicas destas.

O descolamento da curva C é notório durante a noite, fato que não se relaciona com as unidades geradoras do circuito secundário escolhido, mas sim ao comportamento da carga, com os picos sendo mais bem entendidos pela entrada e saída dos sistemas de controle de temperatura no cenário em questão.

Na Fig. 4.15 as perdas concentram-se basicamente durante o dia, onde ocorrem as maiores temperaturas, sendo de madrugada quase nulas, uma vez que a carga local está bastante reduzida, dificultando a separação entre as curvas. Contudo, nota-se que os picos para os casos com geração são menores do que o caso A.

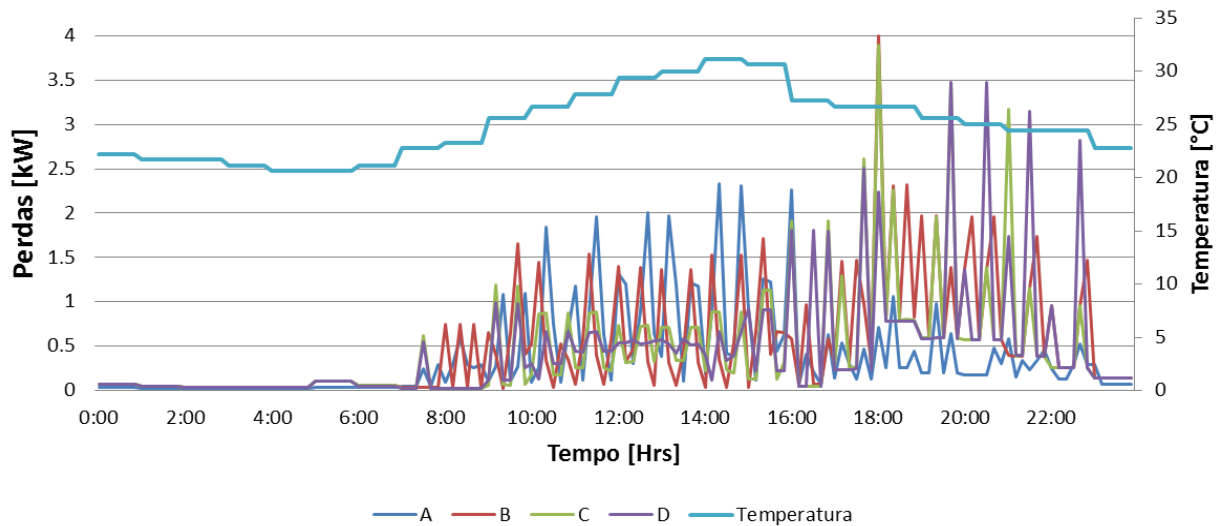


Figura 4-14 Diferença de perdas entre os cenários de geração - Verão - Atlanta

As Tabelas 4.9 a 4.13 apresentam as perdas contabilizadas durante os dez anos para cada circuito secundário.

Tabela 4-9 Perdas nos circuitos secundários - Atlanta

Perdas [MWh]						
	Nó 728		Nó 725		Nó 740	
	Vão 1	Vão 2	Vão 1	Vão 2	Vão 1	Vão 2
A	28,891	7,901	28,745	7,872	32,806	9,445
B	40,758	11,078	40,624	11,041	43,569	11,816
C	38,407	11,185	38,222	11,128	41,19	11,917
D	37,87	11,971	37,646	11,879	40,652	12,729

Tabela 4-10 Perdas nos circuitos secundários - Chicago

Perdas [MWh]						
	Nó 728		Nó 725		Nó 740	
	Vão 1	Vão 2	Vão 1	Vão 2	Vão 1	Vão 2
A	65,062	17,403	64,982	17,365	72,253	19,783
B	78,307	21,097	78,370	21,075	84,178	22,533
C	75,998	20,925	76,088	20,910	81,620	22,283
D	75,375	21,408	75,437	21,398	81,115	22,795

Tabela 4-11 Perdas nos circuitos secundários - Houston

Perdas [MWh]						
	Nó 728		Nó 725		Nó 740	
	Vão 1	Vão 2	Vão 1	Vão 2	Vão 1	Vão 2
A	26,539	7,2856	26,4934	7,2677	30,5463	8,9331
B	38,065	10,0801	37,9294	10,0214	40,433	10,687
C	34,834	9,647	34,754	9,619	37,103	10,227
D	33,930	10,116	33,815	10,075	36,087	10,674

Tabela 4-12 Perdas nos circuitos secundários - Phoenix

Perdas [MWh]						
	Nó 728		Nó 725		Nó 740	
	Vão 1	Vão 2	Vão 1	Vão 2	Vão 1	Vão 2
A	31,468	8,890	31,459	8,896	36,32,	10,777
B	44,407	12,037	44,187	11,990	47,441	13,072
C	40,743	12,207	40,614	12,176	43,210	13,012
D	37,824	11,949	37,735	11,873	40,663	12,727

Tabela 4-13 Perdas nos circuitos secundários – San Francisco

Perdas [MWh]						
	Nó 728		Nó 725		Nó 740	
	Vão 1	Vão 2	Vão 1	Vão 2	Vão 1	Vão 2
A	16,862	4,567	16,806	4,542	19,103	5,462
B	27,511	7,524	27,404	7,508	29,334	8,067
C	27,1177	8,820	27,090	8,773	29,982	9,421
D	27,715	10,190	27,563	10,133	29,491	10,818

Aas perdas totais para os circuitos secundários aumentam de forma considerável com a inserção dos conjuntos geradores em todos os cenários. Isto se explica pelo fato da geração fotovoltaica estar concentrada em torno do meio dia, quando a demanda é baixa. Em consequência, ocor-

re exportação de energia pela rede secundária e aumento das correntes, podendo até chegar à reversão do fluxo no transformador de distribuição, levando ao aumento das perdas.

Apesar de ser comumente atribuída na literatura a relação entre redução das perdas e geração na baixa tensão, neste trabalho pode-se verificar que nem sempre isto acontece. Um conjunto de fatores deve ser avaliado, como a aleatoriedade da carga e o aumento da utilização do ramal durante o dia, dado o envio de energia a montante em momentos que se consideravam com menos demanda, e conseqüentemente menos perdas. Por representar uma tecnologia de geração deslocada do período de pico de consumo há maior possibilidade dos tetos solares aumentarem as perdas nas redes secundárias de distribuição, dependendo do número de prossumidores, da capacidade dos tetos solares, da demanda local, entre outros fatores. Por outro lado, estudos adicionais são necessários para verificar o impacto dos tetos solares nas perdas da rede primária, da sub-transmissão e da transmissão, podendo ocorrer uma diminuição das perdas totalizadas em todo o sistema quando houver grande penetração de microgeração nas redes secundárias.

O comportamento inesperado do elevado aumento das perdas no cenário B, seguido de redução com o aumento da quantidade de geração, como se observa nas tabelas 4-9 a 4-13 é explicado pelo aumento da utilização dos ramais secundários durante o dia, quando anteriormente eles estavam menos carregados.

4.1.4 Desequilíbrio de Tensão

Um dos principais indicadores da qualidade do fornecimento de energia refere-se ao Fator de Desequilíbrio da tensão (FD), que representa a relação percentual entre a tensão de sequencia negativa e a tensão de sequência positiva, em módulo.

Na prática, tal relação influencia diretamente as perdas elétricas das cargas trifásicas a jusante, e está regulamentada para não ultrapassar 2% [34]. Valores acima de 2% para o FD acarretam em sobreaquecimento dos motores e aumento expressivo em suas perdas elétricas. Nos cenários estudados, os valores do desequilíbrio são calculados na entrada do transformador monofásico de cada um dos nós selecionados – 728, 725 e 740. O script utilizado para calcular os FD's está apresentado no Apêndice C – Cálculo do Fator de Desequilíbrio.

As tabelas 4.14 a 4.18 apresentam os valores máximos encontrados para cada uma das cidades, e se houve ou não desequilíbrio de tensão associado à presença da geração nestes cenários com os valores percentuais do tempo em que esta violação ocorreu, durante os dez anos.

Tabela 4-14 Máximo desequilíbrio de tensão - Atlanta

Cenário	Máximo Desequilíbrio [%]		
	Nó 728	Nó 725	Nó 740
A	1,6134	1,3201	2,8985 (4,52%)
B	1,5974	1,3288	2,8905 (7,07%)
C	1,5953	1,3288	2,8871 (6,36%)
D	1,5943	1,3288	2,8855 (6,21%)

Tabela 4-15 Máximo desequilíbrio de tensão - Chicago

Cenário	Máximo Desequilíbrio [%]		
	Nó 728	Nó 725	Nó 740
A	1,9940	1,7395	3,4133 (15,90%)
B	2,0509 (0,07%)	1,8015	3,4924 (18,84%)
C	2,0509 (0,07%)	1,8015	3,4924 (18,53%)
D	2,0509 (0,07%)	1,8015	3,4924 (18,30%)

Tabela 4-16 Máximo desequilíbrio de tensão - Houston

Cenário	Máximo Desequilíbrio [%]		
	Nó 728	Nó 725	Nó 740
A	1,4886	1,1932	2,5987 (3,06%)
B	1,5770	1,3268	2,7604 (5,27%)
C	1,6029	1,3422	2,7891 (4,20%)
D	1,6029	1,3422	2,7891 (3,93%)

Tabela 4-17 Máximo desequilíbrio de tensão - Phoenix

Cenário	Máximo Desequilíbrio [%]		
	Nó 728	Nó 725	Nó 740
A	1,5526	1,2614	2,7245 (5,45%)
B	1,6559	1,4040	2,8879 (8,02%)
C	1,6559	1,4040	2,8879 (6,51%)
D	1,5943	1,3288	2,8855 (6,21%)

Tabela 4-18 Máximo desequilíbrio de tensão – São Francisco

Cenário	Máximo Desequilíbrio [%]		
	Nó 728	Nó 725	Nó 740
A	1,3898	1,1188	2,4740 (0,91%)
B	1,4967	1,2328	2,6193 (3,16%)
C	1,4967	1,2328	2,6193 (3,16%)
D	1,4967	1,2328	2,6193 (3,16%)

Na tabela 4-15 referente ao clima de Chicago, ocorreram os maiores valores, tanto do tempo total em que permaneceu este desequilíbrio como no valor absoluto. Este comportamento está diretamente relacionado à maior demanda local, dadas as condições climáticas mais severas.

Vale ressaltar que o nó 740, eletricamente mais distante do início do alimentador e com a maior carga inicial - ver tabela 3.2 – apresenta os maiores valores e o maior tempo total acima do FD especificado em regulação em todos os casos. O circuito secundário conectado a tal barra, mesmo no cenário A, já se torna responsável por gerar este desequilíbrio, que não existia na condição inicial – ver Fig. 3.10. Concomitantemente, a presença da geração local aumenta este fator.

Outro fator que influenciou no desequilíbrio é o fato do transformador ser monofásico, explicitado a partir da tabela 4.15, uma vez que o nó 728 inicialmente possui carga equilibrada, e a presença do circuito secundário com geração ocasionou o surgimento, mesmo que discreto, deste desequilíbrio.

Em linhas gerais, constata-se que o desequilíbrio esteve levemente relacionado com a presença da geração. O aumento neste fator, mesmo que sutil, para os cenários com geração, torna possível esta constatação.

4.2 PONTO DE VISTA DOS CLIENTES

4.2.1 Análise de viabilidade

O estudo de viabilidade consiste em uma análise que objetiva identificar as condições para o investimento nos sistemas fotovoltaicos serem rentáveis, e verificar se há fatores que possam dificultar e inviabilizar projetos residenciais de tal natureza.

Inicialmente algumas perguntas devem ser feitas, a fim de se conhecer bem a situação em que determinado consumidor se encontra:

- Qual o custo médio do investimento;
- Qual o custo de manutenção estimado;
- Qual o consumo anual da residência;
- Qual a insolação da região em que o sistema será instalado;
- Quanto de energia será gerado, aproximadamente;
- Qual o custo da energia ao longo do período avaliado, em kWh.

Tais perguntas servirão de base para uma análise mais precisa de como se calcular o investimento e o retorno esperado ao final de determinado período. Neste estudo, o período fixado será também de 10 anos.

Com base na Tabela 2.4, corrigindo o valor do dólar utilizado no estudo da EPE [15] para R\$2,01 (25% mais caro), obtém-se os seguintes valores na Tabela 4.19, para um sistema de 6.8 kWp, que foi o utilizado nas residências do alimentador analisado:

Tabela 4-19 Custos do sistema fotovoltaico - R\$/Wp

Potência	Painéis	Inversor	B.O.S	R\$/W (Original)	R\$/W (Corrigido)
4-6 kWp	4,88	1,25	1,53	7,66	8,801
8-10 kWp	4,42	1,09	1,38	6,89	7,917

Desta forma pode-se assumir dois custos diferentes, dependendo da faixa associada para o preço dos itens do sistema:

$$\text{Custo 1} = 6.800 \text{ Wp} \times 8.801 \text{ R\$/Wp} = \text{R\$ } 59.846,00$$

$$\text{Custo 2} = 6.800 \text{ Wp} \times 7.917 \text{ R\$/Wp} = \text{R\$ } 53.835,60$$

A vida útil das placas fotovoltaicas é da ordem de 25 anos, ao passo que os inversores possuem em média 10 anos. Desta forma, pelo fato do inversor possuir vida útil tão inferior, e por ter um custo representativo – em torno de 16% - este será o tempo limite para que ocorra o retorno do investimento realizado. O custo da manutenção será da ordem de 1% do investimento inicial, contabilizado anualmente.

O consumo médio anual das residências, para cada uma das cidades, está apresentado na Tabela 4.20. Este valor foi obtido a partir da média da mesma residências para os quatro cenários, em cada cidade.

Tabela 4-20 Consumo anual médio - MWh

Ano	Atlanta	Chicago	Houston	Phoenix	San Francisco
1970	17,6838	23,4925	17,6344	18,9712	14,0091
1971	17,6447	23,6025	17,6855	18,6932	14,0414
1972	17,6191	23,4987	17,6237	18,7440	14,0241
1973	17,6948	23,4878	17,6477	18,6094	13,9909
1974	17,6949	23,5033	17,6265	18,7412	13,9786
1975	17,6925	23,5791	17,6928	18,9225	14,0248
1975	17,6496	23,5395	17,5993	18,7936	14,0394
1977	17,6452	23,4968	17,6616	18,6241	13,9999
1978	17,6069	23,5031	17,6336	18,6258	14,0509
1979	17,6946	23,5819	17,6575	18,9276	14,0339
1980	17,6838	23,4925	17,6344	18,9712	14,0091

Pode-se notar a partir da comparação dos consumos ano a ano que estes não variam muito para a residência em questão, uma vez que não está sendo considerado o aumento de carga ao longo do tempo.

Existem diversas fontes de dados de irradiação solar para um determinado local. Conforme a Fig. 17, na seção 2, a irradiação da cidade de Campinas-SP está em torno de 5 a 5.5 kWh/m²

ao dia. Nas simulações, os dados de irradiação estão contidos no arquivo *tmy2* utilizado pelo Gridlab. Em termos de comparação, a irradiação média da cidade de Campinas é cerca de 25% maior que a da cidade de São Francisco (Califórnia).

A Tabela 4.21 traz o comparativo da geração fotovoltaica para cada uma das cidades em estudo. Estes valores foram obtidos a partir do próprio inversor, e não das placas fotovoltaicas.

Tabela 4-21 Geração anual - MWh

Ano	Atlanta	Chicago	Houston	Phoenix	São Francisco
1970	11,4134	9,6245	10,8262	11,4134	11,5708
1971	11,4443	9,6486	10,8466	11,4443	11,6022
1972	11,4134	9,6245	10,8262	11,4134	11,5708
1973	11,4134	9,6245	10,8262	11,4134	11,5708
1974	11,4134	9,6245	10,8262	11,4134	11,5708
1975	11,4443	9,6486	10,8466	11,4443	11,6022
1975	11,4134	9,6245	10,8262	11,4134	11,5708
1977	11,4134	9,6245	10,8262	11,4134	11,5708
1978	11,4134	9,6245	10,8262	11,4134	11,5708
1979	11,4443	9,6486	10,8466	11,4443	11,6022
1980	11,4134	9,6245	10,8262	11,4134	11,5708

Uma vez que os valores da irradiação para o arquivo *tmy2* objetivam apresentar a média dos valores para determinada localidade, era esperado que houvessem diversos anos com as mesmas irradiações, e conseqüentemente com a mesma quantidade de energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos. Nota-se inclusive que existem apenas dois grupos de valores nesta década, para estas cidades selecionadas, sendo eles o grupo de 71, 75 e 79 e outro grupo com os demais.

Dada a proximidade dos valores ano a ano, pode-se utilizar o valor médio de consumo e geração, mostrado na Tabela 4.22, assim como a relação entre geração e consumo médio anual, tornando explícita a elevada eficiência para a cidade de São Francisco. Os valores de geração anual média são, inclusive, úteis para o cálculo de sistemas com outros valores de potência instalada, uma vez que esta relação é diretamente proporcional a capacidade do sistema de 6.8 kWp para cada cidade avaliada.

Tabela 4-22 Geração anual média [MWh] / Relação Geração x Consumo

	Atlanta	Chicago	Houston	Phoenix	São Francisco
Consumo	17,645	23,525	17,645	18,784	14,018
Geração	11,421	9,631	10,831	11,421	11,579
G/C	64,7 %	40,9%	61,4%	60,7%	82,6

Neste estudo não será considerado o reajuste tarifário anual, assim como a taxa de inflação e de juros. O cálculo da atualização da tarifa não acompanha diretamente os índices de inflação e alterações nos preços médios aplicados ao consumidor final no varejo. Este cálculo é mais complexo e leva em consideração indicadores das concessionárias e fatores como o custo da operação, a base de ativos instalada, investimentos realizados, investimento não realizado, dentre outros. As tarifas de energia que serão avaliadas estão na tabela 4.23, e são referentes à classe de consumo das residências estudadas (maior que 200 kWh mensais). Esta tabela contempla os valores sem impostos e os valores com os impostos atrelados, que são o PIS, COFINS e ICMS, que varia de estado por estado.

A Resolução Normativa 482/2012 homologada pela Aneel aponta o modelo tipo *Net Metering* a ser utilizado no Brasil. Este modelo possui a vantagem de incluir os impostos na contabilização final da conta do cliente. O retorno do investimento, ou “*Payback*”, deverá levar em conta os impostos associados na tarifa de energia. O cálculo utilizado no estudo está apresentado na equação (4.1), e foi escolhido devido a maior facilidade de entendimento.

$$\text{Tempo de Retorno do Investimento} = \frac{\text{Investimento} + \text{Manutenção}}{\text{Valor geração Anual de energia}} \quad (4.1)$$

Desta forma, como não estão se considerando índices depreciadores, o valor referente ao investimento permanece o mesmo – sendo o custo 1 ou o custo 2. Da mesma forma, o custo da manutenção será fixo, representando o valor de 1% do investimento feito inicialmente, assim como é fixo o valor economizado anualmente advindo da geração de energia na tarifa especificada.

A partir da geração total durante o período de um ano obtém-se o valor economizado durante um ano na tarifa de energia. Assim, o tempo final para se reaver o investimento, nesta análise simples, é esta divisão de “investimento” dividido por “economia por ano”.

Tabela 4-23 Tabela de tarifação de energia para diferentes concessionárias – R\$/MWh

Distribuidora	Tarifa livre de impostos	Tarifa com os impostos
CPFL Paulista*	323,69	480,476
AES Eletropaulo *	291,14	414,907
Light**	383,59	581,90
Coelba**	404,01	604,624
Copel**	296,26	459,75

* Valores calculados baseados nos impostos para PIS:0,86%, COFINS:3,97% e ICMS:25%.

** Valores de tarifa com impostos adquiridos do site das distribuidoras.

Por fim, as Tabelas 4.24 e 4.25 resumem o tempo necessário para reaver os investimentos em uma residência com um sistema fotovoltaico de 6.8kWp, considerando o investimento 1, de R\$ 59.840,00 e o investimento 2, de R\$ 53.835,60, e manutenção representando 1% deste custo. Os resultados calculados referem-se ao custo da tarifa das concessionárias nacionais para cidades com condições climáticas diversas, uma vez que estas já foram utilizadas anteriormente devido a disponibilidade do arquivo *tmy2*.

A relação destas condições climáticas para o cenário brasileiro está na Tabela 4.26, com a referência tomada a partir da cidade de São Francisco, que neste conjunto é que mais se aproxima do clima tropical.

Tabela 4-24 Tempos de retorno do investimento considerando Caso 1 – Em anos.

	Atlanta	Chicago	Houston	Phoenix	São Francisco
CPFL Paulista	11,01	13,06	11,61	11,01	10,86
AES Eletropaulo	12,75	15,13	13,45	12,75	12,58
Light	9,09	10,78	9,59	9,09	8,97
Copel	11,51	13,65	12,14	11,51	11,35
Coelba	8,75	10,38	9,23	8,75	8,63

Tabela 4-25 Tempos de retorno do investimento Caso 2

	Atlanta	Chicago	Houston	Phoenix	São Francisco
CPFL Paulista	9,91	11,75	10,45	9,91	9,77
AES Eletropaulo	11,47	13,61	12,10	11,47	11,32
Light	8,18	9,70	8,63	8,18	8,07
Copel	10,36	12,28	10,92	10,36	10,21
Coelba	7,87	9,34	8,30	7,87	7,77

A partir das tabelas 4.24 e 4.25 é possível verificar que devido ao alto custo inicial, o tempo de retorno de um investimento desta ordem é sempre maior que 7,5 anos. Caso os cenários de simulação fossem para cidades brasileiras, este tempo seria menor, uma vez que a irradiação solar é maior. Campinas, São Paulo, tem aproximadamente 25% a mais de irradiação no ano em relação ao melhor caso de geração fotovoltaica que é São Francisco. Assim sendo, a Tabela 4.26 apresenta o melhor cálculo de viabilidade nesta cidade, utilizando o investimento 2 :

Tabela 4-26 Tempos de retorno do sistema considerando Investimento 2 - Irradiação de Campinas - SP

Distribuidora	Tempo [anos]
CPFL Paulista	7,82
AES Eletropaulo	9,05
Light	6,46
Copel	8,17
Coelba	6,21

A disponibilidade de maior irradiação, mesmo mantendo o consumo local nos níveis de uma residência norte americana, traz todas as concessionárias para faixas com tempo de retorno aceitáveis, menor que 10 anos, dada as condições assumidas.

Como pôde ser notado, o estudo de viabilidade para uma unidade consumidora necessita de variáveis que puderam ser calculadas diretamente com o Gridlab, como o consumo e a geração, a partir de sua curva de carga típica e sua demanda.

Uma análise de viabilidade mais complexa, apresentada em [37], avalia o Custo Nivelado da Eletricidade (*Levelised Cost of Electricity*), que indica qual o valor do MWh a ser gerado por uma planta energética qualquer, permitindo a comparação com o custo da eletricidade local, este

cálculo compara as despesas com o investimento e o valor presente da operação deste investimento em relação ao valor presente da produção desta energia.

5 CONCLUSÕES

O Brasil apresenta um potencial elevado de aproveitamento da energia solar, e com o incentivo à microgeração dado pela REN 482/2012 esta forma de geração será cada vez mais presente em nosso dia a dia. Apesar do tempo de retorno calculado para tais investimentos ainda ser alto, diversas regiões já apresentam viabilidade para tais instalações.

A partir do conhecimento dos dados da medição, que será alavancado com a inserção dos medidores eletrônicos com comunicação remotamente, sendo neste estudo viabilizado pelo Gridlab, é possível delinear de forma mais precisa como se comportam cada um dos consumidores, ou grupo de consumidores, e como a relação deste consumo com a geração de energia presente na baixa tensão irá influenciar no circuito local.

Notou-se que arquivos da base climática possuem variação dia a dia, no entanto, em relação ao ano, estes tendem a se repetir, devido a característica do modelo de dados, que visa o comportamento médio das variáveis climáticas. Desta forma, a média de geração de energia se repetiu também, conforme pode ser observado na seção 4.2.1, mesmo assim, a análise feita com tais valores médios ainda é mais precisa do que a utilização de valores de irradiação global para determinada região.

A partir da análise da demanda máxima pode-se concluir que não haverá impactos para o planejamento das redes, quer existam ou não sistemas geradores conectados, uma vez que tais picos ocorrem preferencialmente de noite. No entanto, no que diz respeito à coordenação da proteção destes circuitos, a inversão do fluxo de potência deverá ser levada em consideração, sendo neste estudo observado tal inversão a partir de 23% da demanda total instalada de geração.

Os impactos que poderão surgir nas redes secundárias estão intimamente associados à potência instalada, e ao balanceamento de tais cargas. O fato de utilizarem-se transformadores monofásicos neste estudo induziu a desequilíbrios de tensão que poderiam não existir, no caso de uma distribuição melhor das cargas com um transformador trifásico. No entanto, ele reforça a necessidade de se haver um planejamento adequado para os sistemas fotovoltaicos quando estes dispositivos estão presentes.

O aumento da tensão se fez notar principalmente nos nós mais afastados dos transformadores. Dado a disposição elétrica das redes de distribuição no Brasil, com circuitos secundários maiores que o utilizado no estudo, este controle da tensão em pontos mais distantes deverá ser

atrelado também aos inversores dos sistemas fotovoltaicos, e observado constantemente a partir dos dados de leitura dos medidores, tarefa que será facilitada pelos sistemas de gerenciamento de dados da medição – MDM. - a partir de funções de validação dos dados e geração automática de alarmes. Tal controle da tensão de fornecimento é regulamentada, e está associada diretamente à queima de equipamentos dos consumidores conforme esta se eleva.

Com a geração fotovoltaica concentrada ao final do ramal de distribuição, e ser deslocada do período de maior consumo, observou-se que as perdas elétricas aumentaram consideravelmente durante o dia. Tais resultados divergem um pouco do apresentado na literatura. Estudos adicionais são necessários para avaliarem o efeito de tal geração nas perdas da rede primária, da sub-transmissão e da transmissão.

Por fim, é possível concluir que a interoperabilidade de sistemas que passarão a existir nas distribuidoras será fundamental para garantir que a operação se realize de forma segura e eficiente, assim como aumentar a confiabilidade de todo o sistema elétrico, quer seja para tratar adequadamente a enorme quantidade de dados que os medidores eletrônicos vão gerar, para verificar se determinado trecho da rede está energizado ou para se restaurar automaticamente o serviço quando uma falta é detectada, contribuindo cada vez mais para a consolidação das redes inteligentes no país.

5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Algumas sugestões de temas para trabalhos visando complementar e aprofundar os conceitos e estudos abordados, bem com tratar outros aspectos importantes não cobertos por esse trabalho, são sumarizadas abaixo:

- Realizar as mesmas análises a partir de um cenário nacional, incluindo nas simulações os indicadores de continuidade, análise estatística das falhas na rede primária, e possíveis impactos que isto poderia causar para os consumidores que também geram energia.
- Desenvolver um modelo de transformador trifásico para a distribuição, uma vez que os transformadores monofásicos influem diretamente em determinados aspec-

tos, como o desequilíbrio da tensão na rede primária, visando também a refletir melhor o cenário nacional.

- Utilizar a resposta a demanda via Gridlab, a fim de se desenvolver ou refinar metodologias para controlar variáveis elétricas da rede, como curvas de carga.
- Desenvolver um método para se calcular a máxima capacidade suportada de sistema fotovoltaico para cada circuito secundário (*Hosting Capacity*).

REFERÊNCIAS

- [1] S. E. Collier, "Ten Steps to a Smarter Grid," *IEEE Rural Electric Power Conference (DRAFT)*, 2009 .
- [2] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani and C. Marnay, "Microgrids," *IEEE Power & energy magazine*, Julho/Agosto 2007.
- [3] ANEEL - Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição, "Proposta de regulação da geração distribuída de pequeno porte, conectada na rede de distribuição," Brasília, 2011.
- [4] K. P. Schneider, D. Chassin, Y. Chen and J. C. Fuller, "Distribution Power Flow for Smart Grid Technologies," p. 7, 2009.
- [5] ONS, "Dados Relevantes do SIN, 2011," Dezembro 2012. [Online]. Available: http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/dados_relevantes_2011/04-Integracao-Eletoenergetica.html?expanddiv=04,05sub01. [Acesso em Dezembro 2012].
- [6] ANEEL, *RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482*, Brasília, 2012.
- [7] P. Braun-Grabolle, *A integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distri-buição urbana*, Florianópolis, 2010.
- [8] J. Nelson, *The Physic of Solar Cells*, IMPERIAL COLLEGE PRESS, 2003.
- [9] K. K. Ng, *Complete Guide to Semiconductor Devices*, Wiley-IEEE Press, 2002.
- [10] B. S. Richards and A. Shalav, *Photovoltaic Devices*, Taylor & Francis Group, 2006.
- [11] A. Khaligh and O. C. Onar, *Energy Harvesting: Solar, Wind, and Ocean Energy Conversion Systems*, CRC Press, 2009.
- [12] NREL, "National Center for Photovoltaics," Dezembro 2012. [Online]. Available: <http://www.nrel.gov/ncpv/>. [Accessed 2012].
- [13] International Energy Agency, "Trends In Photovoltaic Applications Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010," 2011.
- [14] J. R. Gazoli, *Microinversor monofásico para sistema solar Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica*, Campinas: Editora Unicamp, 2011.

- [15] EPE - Empresa de Pesquisa Energética, "Análise de Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira," Rio de Janeiro, 2012.
- [16] IEA - International Energy Agency, "Photovoltaic Power Systems Programme, Annual Report," 2011.
- [17] IEA - International Energy Agency, "Cooperative Programme on Photovoltaic Power Systems - National Survey Report of PV Power Applications in China," 2011.
- [18] NREL - OEI - Open Energy Information, "SWERA - Solar and Wind Energy Resource Assessment," Dezembro 2012. [Online]. Available: <http://en.openei.org/w/index.php?title=File:NREL-brazil-glo.pdf&page=1>. [Accessed 19 Novembro 2012].
- [19] IRENA - Initiative for an International Renewable Energy Agency, "Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series – Solar Photovoltaics," 2012.
- [20] Z. Zhang, "Smart Grid in America and Europe (part I)," *Public Utilities Fortnightly*, pp. 46-50, Janeiro 2011.
- [21] M. V. P. Alcântara, "Desafios tecnológicos e regulatórios em rede inteligente no Brasil," *O Setor Elétrico*, 2011.
- [22] ANEEL – Superintendência de pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – SPE, "Chamada N° 011/2010 – Projeto Estratégico “PROGRAMA BRASILEIRO DE REDE ELÉTRICA INTELIGENTE,” Brasília, 2010.
- [23] D. P. Chassin, K. Schneider and C. Gerkenmeyer, "Gridlab-d: An Open Source Power System Modeling and Simulation Environment," *Transmission and Distribution Conference and Exposition - T&D IEEE/PES*, 21 Abril 2008.
- [24] M. Wooldridge, Reasoning About Rational Agents, MIT Press, 2003.
- [25] M. Wooldridge, "Agent-Based Computing," *Baltzer Journals*, Setembro 1997.
- [26] W. K. V. Chan, Y. Son and . C. M. Maca, "Agent-based simulation tutorial - simulation of emergent behavior and differences between agent-based simulation and discrete-event simulation," *Simulation Conference (WSC), Proceedings of the 2010 Winter*, 2011.
- [27] R. T. Guttromson, D. P. Chassin and S. E. Widergren, "Residential Energy Resource Models for Distribution Feeder Simulation," *Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE*, 2003.
- [28] IEEE PES, "Distribution Test Feeders," [Online]. Available: <http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>. [Acesso em Dezembro

2012].

- [29] Z. Taylor, K. Gowri and S. Katipamula, "GridLAB-D Technical Support Document: Residential End-Use Module Version 1.0 - PNNL," 2008.
- [30] NREL, "User's Manual for TMY2s - Typical Meteorological Years – Derived from the 1961-1990 National Solar Radiation Data Base," [Online]. Available: <http://rredc.nrel.gov/solar/pubs/tmy2/PDFs/tmy2man.pdf>.
- [31] S. K., Y. Chen, D. P. Chassin, R. Pratt, D. Engel and S. Thompson, "Modern Grid Initiative Distribution Taxonomy Final Report," PNNL, 2008.
- [32] Gridlab-D - PNNL, "Feeder Taxonomy," Dezembro 2012. [Online]. Available: http://sourceforge.net/apps/mediawiki/gridlab-d/index.php?title=Feeder_Taxonomy. [Accessed Dezembro 2012].
- [33] W. Kersting, "Radial distribution test feeders," *Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE*, 2001.
- [34] ANEEL, "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)," [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>. [Accessed Março 2012].
- [35] D. Geraldi, L. C. P. Silva and M. V. P. Alcântara, "Estudo de impactos da microgeração em redes secundárias de distribuição no contexto de redes inteligentes," in *Induscon*, Fortaleza, 2012.
- [36] ANEEL, "RESOLUÇÃO Nº395," Brasília, 2009.
- [37] EPIA - European Photovoltaic Industry Association, "Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector," Bruxelas, 2011.

APÊNDICES

APÊNDICE A – Comparação entre os métodos NR e FBS

A tabela a seguir apresenta a comparação entre o tempo de processamento do mesmo circuito para as duas metodologias diferentes. Ela foi ordenada de acordo com o percentual do tempo para cada objeto, a fim de ilustrar onde está a maior diferença no processamento.

Tabela A-1 Comparação entre o tempo de processamento – FBS x NR

Metodo FBS				Metodo NR			
Class	Time (s)	Time (%)	msec/obj	Class	Time (s)	Time (%)	msec/obj
underground_line	7.758	17.80%	221.7	node	390.077	92.20%	27862.6
recorder	7.214	16.60%	128.8	recorder	9.889	2.30%	176.6
load	6.891	15.80%	275.6	load	4.859	1.10%	194.4
house	6.193	14.20%	412.9	underground_line	4.466	1.10%	127.6
triplex_meter	5.559	12.80%	370.6	house	4.185	1.00%	279
triplex_line	3.745	8.60%	220.3	triplex_meter	3.743	0.90%	249.5
node	2.068	4.70%	147.7	triplex_line	1.938	0.50%	114
inverter	0.761	1.70%	76.1	regulator	0.878	0.20%	878
regulator	0.738	1.70%	738	meter	0.723	0.20%	361.5
triplex_node	0.659	1.50%	219.7	inverter	0.648	0.20%	64.8
transformer	0.555	1.30%	277.5	solar	0.463	0.10%	46.3
plugload	0.469	1.10%	31.3	plugload	0.45	0.10%	30
meter	0.451	1.00%	225.5	triplex_node	0.379	0.10%	126.3
solar	0.39	0.90%	39	transformer	0.378	0.10%	189
climate	0.097	0.20%	97	climate	0.125	0.00%	125
transformer_conf	0.019	0.00%	9.5	transformer_conf	0.05	0.00%	25
Total	43.567	100.00%	171.5	Total	423.251	100.00%	1666.3

APÊNDICE B – Arquivos GLM

Os códigos no formato “.glm” para uso do Gridlab, ser devido à grande extensão, ficarão disponíveis nos links abaixo:

http://www.4shared.com/file/RfKrQyyA/45_SemGD.html

http://www.4shared.com/file/JXA3w2r1/45_06GD.html

http://www.4shared.com/file/9zHRa4-p/45_12GD.html

http://www.4shared.com/file/SXjJfYmX/45_15GD.html

Ao se utilizar tais arquivos, deve-se levar em consideração as cidades nas quais estão sendo simuladas as redes, assim como o tempo total da simulação. Em diversos pontos há comentários que foram deixados para facilitar o entendimento.

APÊNDICE C – Script – Cálculo do Fator de Desequilíbrio

O código a seguir foi desenvolvido no software Matlab®. O arquivo “Mtr”, uma matriz de comprimento qualquer, é composto de seis colunas, sendo estas:

1	2	3	4	5	6
Real (Va)	Imag (Va)	Real (Vb)	Imag (Vb)	Real (Vc)	Imag (Vc)

```

compr = size(Mtr,1);
Vseq_com(3,compr) = 0;

for i=1:compr
    Va(i) = Mtr(i,1) + j*Mtr(i,2);
    Vb(i) = Mtr(i,3) + j*Mtr(i,4);
    Vc(i) = Mtr(i,5) + j*Mtr(i,6);
end
a = cosd(120)+1i*sind(120);
A = [ 1 1 1; 1 a^2 a; 1 a a^2];
Ai = inv(A);
V = [transpose(Va) transpose(Vb) transpose(Vc)];

for i=1:compr
    Vseq_com(:,i) = Ai*[ Va(i) ; Vb(i); Vc(i)];
end
for i=1:compr
    fd(i) = (Vseq_com(3,i)/Vseq_com(2,i))*100;
end

fd_transposta = transpose(abs(fd));

```

Por fim, o elemento “fd_transposta” é um vetor Nx1 com o fator de desequilíbrio para cada *timestamp* associado.

