

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA TARIFA
BRANCA E DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE
PEQUENO PORTE NOS CONSUMIDORES
RESIDENCIAIS DE BAIXA TENSÃO**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Laura Lisiane Callai dos Santos

Santa Maria, RS, Brasil

2014

METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA TARIFA BRANCA E DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE PEQUENO PORTE NOS CONSUMIDORES RESIDENCIAIS DE BAIXA TENSÃO

Laura Lisiane Callai dos Santos

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau de **Mestre em Engenharia Elétrica.**

Orientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon
Co-orientadora: Prof.^a Dr^a. Alzenira da Rosa Abaide

Santa Maria, RS, Brasil

2014

**Universidade Federal de Santa Maria
Centro de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a
Dissertação de Mestrado

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA TARIFA BRANCA E DA
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE PEQUENO PORTE NOS
CONSUMIDORES RESIDENCIAS DE BAIXA TENSÃO**

elaborado por
Laura Lisiane Callai dos Santos

como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica

Comissão Examinadora

Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Luciane Neves Canha, Dr^a. (UFSM)

Luciano Lopes Pfitscher, Dr. (UFSC)

Santa Maria, 28 de fevereiro de 2014.

À minha família.

“Tudo o que um sonho precisa para ser realizado é alguém que acredite que ele possa ser realizado”.

Roberto Shinyashiki

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Professor Daniel Pinheiro Bernardon, pela paciência, cooperação e confiança.

A professora Alzenira da Rosa Abaide, pelas sugestões e análises significativas.

Aos demais professores do Centro de Estudos em Energia e Sistemas de Potência – CEESP agradeço por todo o conhecimento compartilhado.

Aos amigos Luciano Malaquias e Moisés Machado Santos, por terem me incentivado durante essa jornada.

Aos colegas e amigos do mestrado pela parceria, amizade e por terem compartilhado comigo um pouquinho de suas vidas.

A todos os meus familiares e aos amigos de longa data. À distância não nos separa.

Ao meu pai Joel (in memoriam), que onde quer que esteja, nunca deixou de me amar, nem de confiar em mim. Pai, meu amor eterno. À minha mãe Roselaine, e ao meu irmão Leonardo, ao apoio incondicional ao longo destes anos, meu infinito agradecimento. Amo vocês.

Ao meu namorado Daniel, pelo amor, paciência e apoio nos momentos de inquietação.

“Cada pessoa que passa em nossa vida, passa sozinha, é porque cada pessoa é única e nenhuma substitui a outra! Cada pessoa que passa em nossa vida passa sozinha e não nos deixa só porque deixa um pouco de si e leva um pouquinho de nós. Essa é a mais bela responsabilidade da vida e a prova de que as pessoas não se encontram por acaso”. (Charles Chaplin)

RESUMO

Dissertação de Mestrado
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA TARIFA BRANCA E DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE PEQUENO PORTE NOS CONSUMIDORES RESIDENCIAIS DE BAIXA TENSÃO

Autora: Laura Lisiane Callai dos Santos

Orientador: Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. Eng.

Co-orientadora: Alzenira da Rosa Abaide, Dra. Eng.

Data e Local da defesa: Santa Maria, 28 de fevereiro de 2014.

Esta dissertação apresenta o desenvolvimento de uma metodologia para analisar o impacto da Tarifa Branca considerando a inserção de geração distribuída (GD) nos consumidores residenciais de baixa tensão. A Tarifa Branca visa incentivar os consumidores de baixa tensão a reduzirem o consumo de energia elétrica no horário de maior carregamento do sistema. A geração distribuída permite o gerenciamento da energia por parte do consumidor. Neste sentido, a metodologia proposta considera tarifas de energia, curvas de carga típicas por faixa de consumo, recursos naturais e tipos de tecnologias para geração distribuída. Esta base de dados, aliada ao software *Hybrid Optimization Model for Electric Renewables* (HOMER), tem como principal resultado a viabilidade técnica e econômica quanto à utilização da geração distribuída explorando a Tarifa Branca, sem que haja mudança nos hábitos de consumo dos consumidores. A utilização da geração distribuída é priorizada para o horário de ponta, de modo que a utilização da rede de energia elétrica se concentre nos horários fora-ponta, onde o preço da Tarifa Branca é menor. Os custos atuais de instalação e operação das GD são elevados, porém a tendência é a redução dos preços em função de um aumento no seu uso e na quantidade de fornecedores. Ressalta-se que tais análises são inéditas e visam o uso mais eficiente de energia tanto pelo emprego da Tarifa Branca como pelo incentivo para uso da geração distribuída.

Palavras-chave: Consumidores Residenciais. Geração Distribuída. Tarifa Branca. Software Homer.

ABSTRACT

Master's Dissertation
Graduate Program in Electrical Engineering
Universidade Federal de Santa Maria, RS, Brazil.

METHODOLOGY FOR ANALYSIS OF DISTRIBUTED GENERATION AND ELECTRICITY TARIFF FOR RESIDENTIAL CONSUMERS IN LV NETWORK

Author: Laura Lisiane Callai dos Santos
Advisor: Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. Eng.
Co-advisor: Alzenira da Rosa Abaide, Dra. Eng.
Date e Local of presentation: Santa Maria, February 28th, 2014.

This Master's Dissertation presents the development of a methodology that analyzes the impact of the White Tariff considering the distributed generation to low voltage residential consumers. The White Tariff has the aim of encouraging the reduction of energy consumption during the time of highest system load by consumers. Besides the low-voltage distributed generation aims the energy efficiency, the use of distributed generation and energy management by consumer. Considering this, the proposed methodology considers electricity tariffs, typical load curves ranged by consumption levels, natural resources and different of technologies for distributed generation. This database, combined with the software Hybrid Optimization Model for Electric Renewables (HOMER), presents as the main result the technical and economic feasibility for the use of distributed generation together with the white tariff, without changing the spending habits of consumers. The use of distributed generation is prioritized during the peak time, shifting the consumption from the electric power network to off-peak periods, where the white electricity tariff is shiper. The current costs of installation and operation of the distributed generation are high, but there is a tendency to their reduction due to an increase of its application and providers. It is emphasized that these analyzes, never seen before aim more efficient energy use of energy by both the application of white tariff and the encouragement to use of distributed generation.

Keywords: Residential Consumers. Distributed Generation. White Tariff. Software Homer.

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Postos Tarifários na Espanha, empresa Iberdrola	24
Tabela 2.2 – Preço da energia elétrica em Portugal, em R\$/kWh	25
Tabela 3.1 – Fatores para Construção da Tarifa.....	41
Tabela 5.1 – Valor das tarifas de energia elétrica da concessionária AES SUL.	58
Tabela 5.2 – Valor das tarifas de energia elétrica da concessionária COELCE.	59
Tabela 5.3 – Valor das tarifas de energia elétrica da concessionária Enersul.....	59
Tabela 6.1 – Simulações para cada faixa de consumo de acordo com a região considerada.....	74
Tabela 6.2 – Melhor resultado para cada faixa de consumo de acordo com a região considerada.....	81

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Time-of-use na província de Ontario. Fonte: (BOARD, 2013).....	23
Figura 2.2 – Diferenciação por tempo da tarifa tri-horária. Fonte: (ANEEL, 2010)...	25
Figura 3.1 – Modelo tradicional de Rede. Fonte: (GRZEIDAK, et al., 2011).	35
Figura 3.2 – Novo Modelo da Rede. Fonte: (GRZEIDAK et al., 2011).	35
Figura 3.3 – Estrutura de medição com medidor convencional e com medidor inteligente. Fonte: (DEPURU et al., 2011).....	36
Figura 3.4 – Curva de carga por segmento da concessionária COPEL. Fonte (LAMIN, 2009).....	37
Figura 3.5 – a) Composição do Mercado e b) Segregação do Mercado de BT. Fonte (ANEEL, 2010).....	38
Figura 3.6 – Curva de carga de um consumidor residencial típico considerando cargas gerenciáveis. Fonte: (ANEEL, 2010).	38
Figura 3.7 – Modalidade Convencional do Grupo B. Fonte: (ANEEL, 2011).....	39
Figura 3.8 – Modalidade Branca do Grupo B. Fonte: (ANEEL, 2011).	40
Figura 3.9 – Postos tarifários para o Grupo B. Fonte: (ANEEL, 2011).	41
Figura 3.10 –Comparativos entre a Tarifa Branca e a tarifa convencional, a) dias úteis e b) sábados, domingos e feriados. Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2012a).	42
Figura 3.11 –Perfis de consumo de energia elétrica. Fonte: (ANEEL, 2012d).	43
Figura 4.1 – Sistema de Potência Convencional. Fonte (CGEE, 2012).	45
Figura 4.2 – Novo Sistema. Fonte (CGEE, 2012).	46
Figura 4.3 – Curva de potência da turbina Ista Breeze 500 W de acordo com a velocidade dos ventos. Fonte: (ISTA BREEZE, 2013).	48
Figura 4.4 – Curva de potência da turbina Eolos 450 W de acordo com a velocidade dos ventos. Fonte: (MERKASOL, 2013).	49
Figura 4.5 – Curva de potência da turbina Bee 800 de acordo com a velocidade dos ventos. Fonte: (MERKASOL, 2013b).....	49
Figura 4.6 – Características elétricas do modelo Mitsubishi 255 W. Fonte: (ENERGIA PURA, 2013).....	50
Figura 4.7 – Características elétricas do modelo JT235PCe. Fonte: (NEOSOLAR, 2013).....	50

Figura 4.8 – Características elétricas do modelo YZM230M-60. Fonte: (W SOLAR, 2013).....	51
Figura 4.9 – Sistema solar de aquecimento de água. Fonte: (CEMIG, 2012).	52
Figura 5.1 – Diagrama esquemático do sistema proposto. Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2011c).	54
Figura 5.2 – Arquitetura da metodologia proposta.	55
Figura 5.3 – Componentes utilizados na simulação.	57
Figura 5.4 – Diagrama do Sistema em Estudo – Utilizando o Software Homer.	58
Figura 5.5 – Perfil diário (dias úteis) para classe de 31 a 100 kWh.....	60
Figura 5.6 – Perfil diário (sábados, domingos e feriados) para classe de 31 a 100 kWh.....	60
Figura 5.7 – Perfil diário (dias úteis) para classe de 101 a 160 kWh.....	61
Figura 5.8 – Perfil diário (sábados, domingos e feriados) para classe de 101 a 160 kWh.	61
Figura 5.9 – Perfil diário (dias úteis) para classe de 161 a 300 kWh.....	62
Figura 5.10 –Perfil diário (sábados, domingos e feriados) para classe de 161 a 300 kWh.....	62
Figura 5.11 –Perfil diário (dias úteis) para classe de 301 a 500 kWh.....	62
Figura 5.12 –Perfil diário (sábados, domingo e feriados) para classe de 301 a 500 kWh.....	63
Figura 5.13 –Perfil diário (dias úteis) para classe acima de 500 kWh.....	63
Figura 5.14 –Perfil diário (sábados, domingos e feriados) para classe acima de 500 kWh.....	63
Figura 5.15 –Perfil diário (dias úteis) para carga utilizando coletores solares.....	64
Figura 5.16 –Perfil diário (sábados, domingos e feriados) para carga com coletores solares.	64
Figura 5.17 –Radiação solar em Santa Maria. Fonte: (HOMER, 2013).	65
Figura 5.18 –Radiação solar diária na cidade de Santa Maria no mês de Janeiro ...	65
Figura 5.19 –Radiação solar em Fortaleza, Ceará. Fonte: (HOMER, 2013).	66
Figura 5.20 –Radiação Solar em Campo Grande, Mato Grosso do Sul. Fonte: (HOMER, 2013).	66
Figura 5.21 –Velocidade média dos ventos em Santa Maria, Rio Grande do Sul. Fonte: (WINDFINDER, 2013).....	67

Figura 5.22 –Velocidade média dos ventos diária em Santa Maria no mês de novembro.	67
Figura 5.23 –Velocidade média dos ventos em Fortaleza, Ceará. Fonte: (WINDFINDER, 2013).	68
Figura 5.24 –Velocidade média dos ventos em Campo Grande, Mato Grosso do Sul. Fonte: (WINDFINDER, 2013).	68
Figura 5.25 –Propriedades técnicas e econômicas do painel utilizado	69
Figura 5.26 –Propriedades técnicas e econômicas da turbina utilizada	70
Figura 5.27 –Propriedades técnicas e econômicas da bateria	71
Figura 5.28 –Detalhes das propriedades técnicas da bateria	71
Figura 5.29 –Propriedades técnicas e econômicas do conversor	72
Figura 5.30 –Aquecedor solar Belosol com reservatório térmico e duas placas coletoras. Fonte: (BELOSOL, 2013).	72
Figura 6.1 – Relação de estudos de casos.	73
Figura 6.2 – Simulação da tarifa branca para Santa Maria, faixa de consumo de 301 a 500 kWh.	75
Figura 6.3 – Simulação da tarifa branca para Fortaleza, faixa de consumo de 301 a 500 kWh.	76
Figura 6.4 – Resumo do fluxo de caixa para faixa de consumo de 301 a 500 kWh em Fortaleza	76
Figura 6.5 – Fluxo de caixa para faixa de consumo de 301 a 500 kWh em Fortaleza	77
Figura 6.6 – Produção média de eletricidade por mês para faixa de consumo de 301 a 500 kWh em Fortaleza	77
Figura 6.7 – Perfil de geração e perfil de carga para faixa de consumo de 301 a 500 kWh na cidade de Fortaleza.....	78
Figura 6.8 – Simulação da tarifa branca para Campo Grande, faixa de consumo de 301 a 500 kWh.	78
Figura 6.9 – Resultado da Tarifa Branca para Santa Maria, utilizando coletor solar.	79
Figura 6.10 –Resultado da tarifa branca para Fortaleza, utilizando coletor solar.....	80
Figura 6.11 –Resultado da Tarifa Branca para Campo Grande, utilizando coletor solar.	80

LISTA DE ABREVIações E SIGLAS

AES SUL	– AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S. A.
AMI	– Advanced Metering Infrastructure
ANEEL	– Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	– Audiência Pública
BT	– Baixa Tensão
CA	– Corrente Alternada
CC	– Corrente Contínua
CEMIG	– Companhia Energética de Minas Gerais
COELCE	– Companhia Energética do Ceará
CONAFE	– Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S. A.
CONFAZ	– Conselho Nacional de Política Fazendária
COPEL	– Companhia Paranaense de Energia
CPFL	– Companhia Paulista de Força e Luz
E	– Energia
EFP	– Energia Fora de Ponta
EI	– Energia Intermediária
ENERSUL	– Empresa Energética de Mato Grosso do Sul
EP	– Energia de Ponta
ERSE	– Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GD	– Geração Distribuída
HOMER	– Hybrid Optimization Model for Electric Renewables
ICMS	– Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
NREL	– National Renewable Energy Laboratory
NT	– Nota Técnica
OEB	– Ontario Energy Board
PV	– Painel Fotovoltaico

RN	– Resolução Normativa
SEP	– Sistema Elétrico de Potência
TE	– Tarifa de Energia
TOU	– Time of use
TUSD	– Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	17
1.1 Caracterização e justificativa	17
1.2 Objetivos.....	19
1.3 Contribuições da dissertação.....	20
1.4 Organização do trabalho	20
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	22
2.1 Tarifas Horárias.....	22
2.1.1 Contexto Mundial.....	22
2.1.2 Contexto Nacional	26
2.1.2.1 Nova Modalidade Tarifária.....	28
2.2 Geração Distribuída em Baixa Tensão.....	30
2.2.1 Contexto Mundial.....	30
2.2.2 Contexto Nacional	32
2.3 Considerações Finais do Capítulo	34
3 NOVA MODALIDADE TARIFÁRIA HORÁRIA PARA CONSUMIDORES DE BT	35
3.1 Introdução	35
3.2 Estrutura Tarifária Brasileira.....	39
3.2.1 Conceito de Tarifa Branca	40
4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	45
4.1 Introdução	45
4.2 Conceito de Geração Distribuída	46
4.3 Fontes de Geração Distribuída	47
4.3.1 Turbinas eólicas utilizadas para uso residencial.....	48
4.3.2 Painéis fotovoltaicos utilizados para uso residencial	
4.3.3 Sistemas de armazenamento	51

4.3.4	Conversor CC/CA - Inversores	52
4.3.5	Energia Solar para o Aquecimento da Água.....	52
5	METODOLOGIA PROPOSTA	53
5.1	Software Homer	56
5.2	Tarifas de energia da rede de energia elétrica	58
5.3	Curvas de Cargas	60
5.3.1	Carga para classe de 31 a 100 kWh.....	60
5.3.2	Carga para classe de 101 a 160 kWh.....	61
5.3.3	Carga para classe de 161 a 300 kWh.....	61
5.3.4	Carga para classe de 301 a 500 kWh.....	62
5.3.5	Carga para classe acima de 500 kWh	63
5.3.6	Carga utilizando coletores solares	64
5.4	Recursos Renováveis.....	64
5.5	Painel Fotovoltaico	68
5.6	Turbina Eólica	69
5.7	Bateria.....	70
5.8	Conversor CC/CA – Inversor.....	71
5.9	Aquecedor Solar	72
6	ANÁLISE DE RESULTADOS.....	73
6.1	Parâmetros da simulação.....	73
6.2	Análise de custos da utilização da Tarifa Branca em conjunto com a inserção de GD.....	74
6.2.1	Faixa de 301 a 500 kWh.....	74
6.2.1.1	Santa Maria, Rio Grande do Sul.....	75
6.2.1.2	Fortaleza, Ceará.....	75
6.2.1.3	Campo Grande, Mato Grosso do Sul.....	
6.2.2	Carga utilizando coletores solares	79

6.2.2.1 Santa Maria, Rio Grande do Sul.....	79
6.2.2.2 Fortaleza, Ceará.....	80
6.2.2.3 Campo Grande, Mato Grosso do Sul.....	80
6.3 Comparação de resultados	81
7 CONSIDERAÇÕES FINAIS	82
7.1 Principais contribuições	82
7.2 Sugestões de trabalhos futuros	84
7.3 Trabalhos publicados	84
Referências	86

INTRODUÇÃO

1.1 Caracterização e justificativa

O sistema elétrico mundial passa atualmente pela crescente participação de fontes alternativas e renováveis para geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Para isto, o sistema deve estar preparado para a inserção de fontes intermitentes de energia, fluxo bidirecional de informações e energia e o advento dos veículos elétricos. Esta nova concepção de rede evoluirá para um sistema que necessitará de controles que permitam a operação harmônica destes elementos, termo conhecido mundialmente como *Smart Grid*.

A *Smart Grid* pode ser compreendida como a rede elétrica que utiliza tecnologia digital avançada para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade em tempo real com fluxo de informações bidirecionais entre o sistema de fornecimento de energia e o cliente final (CGEE, 2012).

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) expediu, nos últimos anos, diferentes resoluções relacionadas ao gerenciamento pelo lado da demanda (GLD), dentre as quais se destacam as regulamentações direcionadas à modalidade tarifária horária, Tarifa Branca, aplicada às unidades consumidoras de Baixa Tensão (BT), bem como a regulamentação das condições de acesso à microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição, com a criação do sistema de compensação de energia elétrica.

Os consumidores de BT, ao contrário dos consumidores de média e alta tensão, não possuem uma tarifa com distinção horária de consumo de energia elétrica, ou seja, são faturados por uma única tarifa de energia elétrica, acarretando em elevados custos para o setor elétrico. Esses consumidores possuem um comportamento típico de carga com valores elevados no horário de ponta, resultando em custos de expansão do sistema de distribuição para atender pequenos períodos de tempo (FIGUEIRÓ, 2013).

Visando o aperfeiçoamento da estrutura tarifária, a ANEEL criou a tarifa horária branca. A nova resolução tarifária da ANEEL vem incentivar a diminuição do consumo de energia elétrica no horário de maior carregamento do sistema, fazendo

com que nestes horários o preço da tarifa seja mais caro quando comparado aos horários de menor carregamento. Esta tarifa horária está prevista para entrar em vigor em 2014, mas ela só começará a ser aplicada quando as distribuidoras substituírem os medidores eletromecânicos de energia pelos eletrônicos. A Tarifa Branca não incidirá sobre a iluminação pública e sobre os consumidores de baixa renda, e será opcional aos demais usuários, os quais poderão optar pela tarifa convencional que continuará disponível para aqueles que não desejarem migrar para o novo sistema tarifário.

Adicionalmente à criação da tarifa horária, a ANEEL também publicou a resolução 482 de 17 de abril de 2012 que trata sobre a microgeração e minigeração distribuída, visando reduzir as barreiras para instalação da geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis, conectada ao sistema de distribuição de energia elétrica, estabelecendo concomitantemente as regras sobre o sistema de compensação de energia. Neste sistema, o consumidor instala geradores com potência instalada menor ou igual a 100 kW para microgeração e geradores com potência superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para minigeração em sua residência e a energia gerada é usada para abater o seu consumo de energia elétrica. Assim, nos meses em que a quantidade gerada for superior ao consumo, o saldo positivo poderá ser utilizado para abater o consumo na fatura do mês subsequente, ficando os créditos gerados válidos por 36 meses.

A inserção da GD no sistema de distribuição trás algumas vantagens, tais como a redução de perdas elétricas, melhora da confiabilidade, redução do impacto ambiental provocado por usinas de grande porte, além de possibilitar a postergação de investimentos, reduzindo conseqüentemente os custos de manutenção e ampliação do sistema.

Tais ações visam um uso mais eficiente da energia, porém necessitam da adesão dos consumidores. No caso da Tarifa Branca, o consumidor poderá obter economia nas faturas de energia elétrica desde que realize um gerenciamento de sua carga reduzindo seu uso no horário de ponta. Ressalta-se que esse gerenciamento não é trivial, pois além de envolver a mudança dos hábitos de consumo muitas vezes o uso da energia elétrica se faz necessário neste período. Uma alternativa é o uso de GD predominantemente no período de maior carregamento do sistema.

Neste contexto, a proposta deste trabalho é focada no desenvolvimento de uma metodologia para avaliar os efeitos da aplicação da Tarifa Branca em conjunto com a inserção de GD nos consumidores residenciais, considerando que sejam mantidos os mesmos hábitos de consumo. Com esta proposta, espera-se obter um panorama do impacto financeiro sobre o consumidor residencial quando da utilização da Tarifa Branca em conjunto com a GD, além de fornecer uma comparação com a utilização da tarifa convencional.

Para a realização da metodologia foi feita a coleta de amostras de curvas de cargas reais para cada faixa de consumo e traçada a curva média das amostras, foram utilizadas as tarifas de energia elétrica de acordo com a região a ser considerada, os recursos naturais foram obtidos por uma análise na região onde se pretende inserir a GD, de acordo com a radiação solar e a velocidade média dos ventos são escolhidas as tecnologias de GD (painéis solares, micro turbinas eólicas, conversores e baterias).

A partir desses dados foi feita a configuração do sistema de GD conectado a rede de energia elétrica no software Homer, para a realização das simulações. Para as simulações também é analisado o sistema de GD juntamente com a utilização do aquecedor solar independente para aquecimento de água.

1.2 Objetivos

Como objetivo geral deste trabalho, tem-se o desenvolvimento de uma metodologia para avaliar a viabilidade técnica e econômica da utilização do novo sistema tarifário (Tarifa Branca) em conjunto com a inserção da geração distribuída nos consumidores residenciais de baixa tensão, em comparação com a utilização da tarifa convencional, mantendo o mesmo perfil de carga dos consumidores.

Para isso foram traçados alguns objetivos específicos, os quais são:

- desenvolver a configuração do sistema de GD conectado a rede de energia elétrica no software Homer;
- analisar os resultados para a escolha da alternativa mais econômica que seja capaz de suprir a demanda de energia elétrica;

1.3 Contribuições da dissertação

As principais contribuições deste trabalho são:

- estudo sobre a nova resolução tarifária – Tarifa Branca;
- estudo de inserção de GD na rede de distribuição de BT;
- metodologia para análise da viabilidade técnica e econômica da utilização da Tarifa Branca com inserção de GD nos consumidores residenciais de BT, sem a necessidade da mudança dos hábitos de consumo por parte destes.

1.4 Organização do trabalho

Para alcançar os objetivos, o presente trabalho se divide em sete capítulos, incluindo este introdutório.

O capítulo 2 compreende uma contextualização sobre as tarifas horárias nos consumidores residenciais. É apresentada a utilização das tarifas horárias em diversos países do Mundo, com ênfase no Brasil, apresentando o projeto piloto da utilização da tarifa amarela em algumas concessionárias, bem como trabalhos com a utilização da Tarifa Branca. Neste capítulo também é realizada uma contextualização sobre a geração distribuída no Mundo e no Brasil, onde se apresenta a regulamentação da GD, e alguns trabalhos com a utilização da GD no sistema elétrico brasileiro.

Já o capítulo 3 aborda assuntos relacionados à nova modalidade tarifária para os consumidores de baixa tensão (Tarifa Branca), passando a descrever o sistema elétrico atual e como será o seu futuro, a participação dos consumidores de baixa tensão no sistema, a estrutura tarifária Brasileira e a caracterização da Tarifa Branca.

O capítulo 4 aborda a regulamentação da geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica, tipos de tecnologias utilizadas para minigeração e microgeração, vantagens e desvantagens da energia solar e da eólica, e o funcionamento de cada uma delas.

O capítulo 5 está organizado em cinco tópicos fundamentais: determinação da curva de carga, da tarifa de energia elétrica, dos recursos renováveis, das tecnologias de GD e aplicação do software Homer. A metodologia proposta é utilizada para avaliar os efeitos da aplicação da Tarifa Branca em conjunto com a inserção da GD nos consumidores residenciais, mantendo os mesmos hábitos de consumo.

O capítulo 6 apresenta os resultados por meio de cenários, que são compostos pelas curvas de cargas, região do país onde vai ser inserida a GD e o tipo de tecnologia a ser utilizada. É feito um comparativo entre a utilização da tarifa convencional com a Tarifa Branca em relação ao custo da energia para o consumidor.

Por fim, o capítulo 7 apresenta as considerações finais, assim como propostas de trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo tem por objetivo apresentar uma síntese da revisão bibliográfica realizada sobre as tarifas horárias, mais especificamente a Tarifa Branca, bem como a Geração Distribuída em Baixa Tensão, mini e micro geração. Desta forma, o capítulo foi dividido em quatro partes principais: a) tarifas horárias no Mundo, b) tarifas horárias no Brasil, c) GD em BT no Mundo, e d) GD em BT no Brasil.

2.1 Tarifas Horárias

2.1.1 Contexto Mundial

A tarifação horária prevê a existência de postos tarifários, os quais compreendem diferentes períodos de tarifação durante o dia e se referem a períodos de ponta e fora ponta (LAMIN, 2009). Com a tarifação horária, os consumidores têm a possibilidade de variar a utilização de energia elétrica em resposta aos preços, assim como gerenciar seus custos de energia, ao utilizar a energia em um período de baixo custo ou reduzir o seu consumo em geral.

Em alguns países as tarifas horárias são aplicadas com a denominação de *time of use* (TOU) – tempo de uso. Segundo Toledo (2012), as TOU são tarifas de energia que variam de acordo com os períodos do dia, visando refletir situações típicas de fornecimento e demanda de energia em intervalos fixos.

Em relação às tarifas horárias, Ofgem (2006) relata que na província de Ontário, situada no Canadá, o setor elétrico é regulado pela Agência de Energia de Ontário (Ontario Energy Board – OEB), o qual experimentou uma crise de energia nos horários de ponta no verão de 2003.

Segundo Lamin (2009), a demanda de ponta em Ontário ocorria apenas algumas horas por dia, mas devido a essas horas eram realizados investimentos significativos. Diante disso, foi estimado que uma redução na demanda de energia elétrica durante os períodos de ponta geraria uma redução de custos expressiva, o que também poderia se traduzir em economia para os consumidores.

Para que houvesse essa redução, o governo de Ontário fixou uma meta para a demanda de energia, estabelecendo uma redução de 5% até 2007 (OFGEM, 2006). Como ações necessárias, foram listadas atividades de eficiência energética e gerenciamento da demanda.

Board (2007 apud FIGUEIRÓ, 2013) cita um projeto piloto colocado em prática nos anos de 2006 e 2007 no Canadá, com o objetivo de avaliar o comportamento do consumidor residencial com a aplicação de uma TOU. Conforme o autor, os resultados mostraram que 90% dos consumidores mudaram parte do seu consumo para horários fora de ponta, registrando uma economia de 3% a 6% nas faturas de energia no final do mês. Para o sistema de distribuição, a aplicação da TOU resultou na diminuição da demanda na ponta do sistema. Deste modo, devido às vantagens da aplicação, a TOU foi regularizada na província de Ontário. Um exemplo da estrutura horária aplicada em Ontário pode ser vista na Figura 2.1.

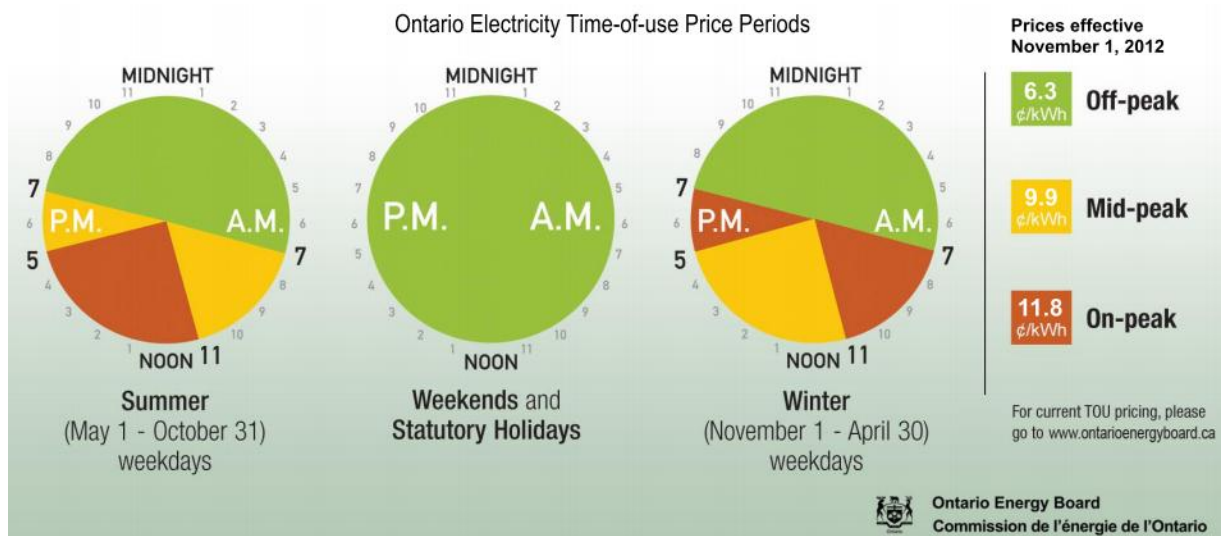


Figura 2.1 – Time-of-use na província de Ontário. Fonte: (BOARD, 2013).

Já na província de Toronto, também no Canadá, em meados de 1990 houve ações de eficiência energética que levaram à implantação de tarifas horárias para praticamente todos os consumidores, amparadas por um plano de substituição geral de medidores (TOLEDO, 2012).

Na Europa, há o exemplo da Itália, país no qual as TOU são aplicadas aos consumidores residenciais desde 2010 (TORRITI, 2012). Já na Inglaterra, a maioria dos consumidores residenciais tem pouco incentivo para alterar os seus hábitos de consumo, para que haja uma redução no horário de ponta. Mesmo com o pouco

incentivo existem algumas modalidades tarifárias TOU, tais como as tarifas *Economy 7*, *Economy 10* e *Dynamic Teleswitching* (ANEEL, 2010).

A ENERGY Austrália é uma empresa estatal que atende Sydney, na região central da Austrália e as regiões de Hunter, em New South Wales. A empresa possui as modalidades TOU mais diversificadas, oferecendo várias modalidades tarifárias para a BT, na forma monômnia com três postos tarifários: ponta, fora de ponta e intermediário (ANEEL, 2010).

Toledo (2012) salienta que na Austrália há uma ampla rede de *retailers* que oferecem vários pacotes de tarifas aos consumidores, incluindo as tarifas horárias.

Na Espanha, a empresa Iberdrola Distribución Eléctrica atende o segmento de distribuição de energia elétrica, possibilitando aos consumidores que possuem os medidores com as funcionalidades necessárias optarem por tarifas diferenciadas (ANEEL, 2010), conforme postos horários mostrados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Postos Tarifários na Espanha, empresa Iberdrola

Períodos Horários	Inverno	Verão
Ponta 10 horas dia	De 12:00 hs às 22:00 hs	De 13:00 hs às 23:00 hs
Fora de Ponta 14 horas dia	Horário complementar	Horário complementar

Fonte: ANEEL, 2010.

As tarifas na Espanha são binômias, com contrato de demanda aplicado às modalidades tarifárias, sendo diferenciadas por faixa de demanda contratada (ANEEL, 2010).

No Chile, a empresa distribuidora de energia elétrica é a Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S. A (CONAFE), na qual as tarifas são fixadas a cada quatro anos pelo Ministério da Economia, e existem quatro tipos de tarifas aplicadas em baixa tensão: BT1, BT2, BT3 e BT4. As modalidades BT1, BT2 e BT3 são sem diferenciação horária, enquanto a modalidade BT4 tem tarifas diferenciadas em ponta e fora de ponta, sendo o primeiro das 18:00 h às 23:00 h entre os meses de abril a setembro e o segundo em horário complementar (ANEEL, 2010).

Em Portugal, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) regula as tarifas de distribuição de energia elétrica, para cada tarifa existem três postos

tarifários (vazio, cheias, ponta). A Tabela 2.2 apresenta os valores das tarifas normais para consumidores atendidos em BT (ANEEL, 2010).

Tabela 2.2 – Preço da energia elétrica em Portugal, em R\$/kWh

Preço da Energia	Simples (R\$/kWh)	Bi-horária	Tri-horária
Vazio	0,2470 (até 2,3 kVA) ou 0,3203 (acima 2,3 kVA)	0,1850	0,1850
Cheias	-	0,3435	0,3320
Ponta	-	0,3445	0,3789

Fonte: ANEEL, 2010.

Para as tarifas tri-horárias, os períodos vazio, cheio e de ponta variam de acordo com os dias da semana, período do dia e período anual (inverno ou verão), conforme Figura 2.2.

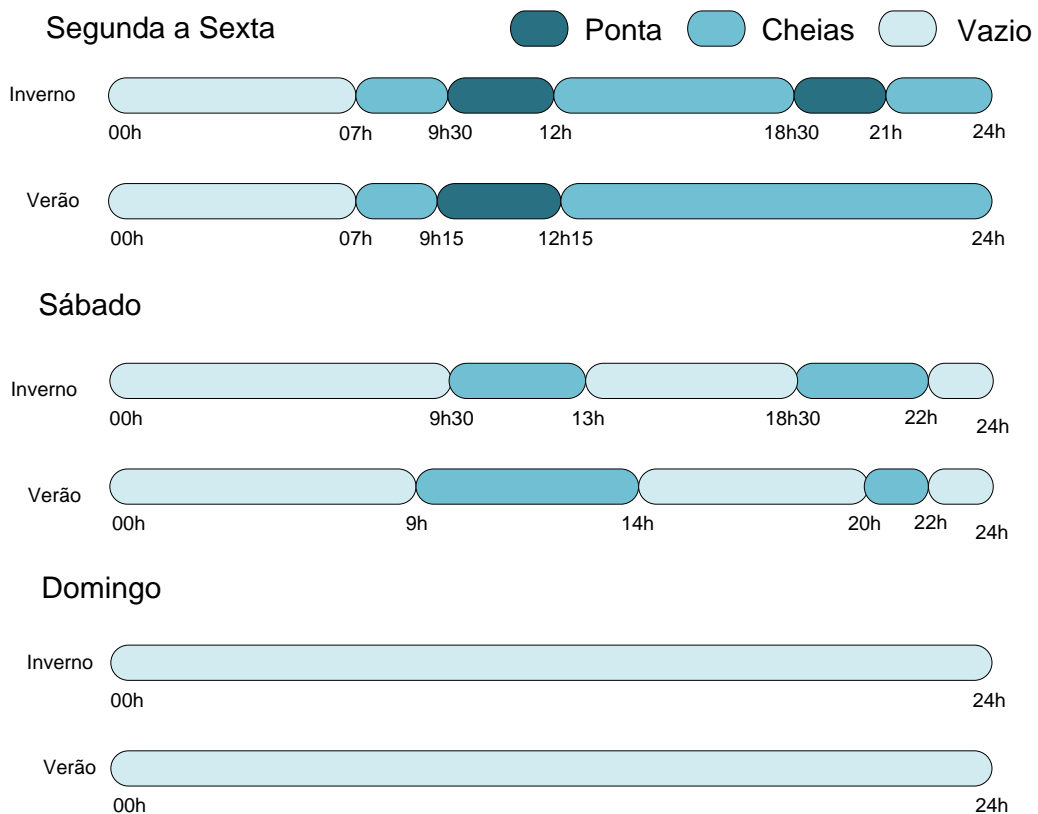


Figura 2.2 – Diferenciação por tempo da tarifa tri-horária. Fonte: (ANEEL, 2010).

No Brasil as tarifas horárias vêm sendo estudadas desde a década de 80, período onde ocorreram estudos para a estruturação de novas tarifas com base no comportamento da carga e custos marginais (LAMIN, 2009).

2.1.2 Contexto Nacional

De acordo com a Norma Técnica nº 362 da ANEEL (2010), os consumidores residenciais são a parcela mais significativa no mercado de BT, em torno de 60%, tornando-se os maiores responsáveis pela ponta do sistema. Com a utilização de tarifas horárias se espera uma melhor modulação de carga, fazendo com que o sistema elétrico trabalhe de forma mais eficiente.

No mercado brasileiro de distribuição e comercialização de energia elétrica, o conceito de tarifas horárias já vem sendo aplicado aos consumidores de média e alta tensão. Devido ao fato de esse conceito ser novo para os consumidores de BT, serão necessárias mudanças regulatórias para que o modelo seja implantado (TOLEDO, 2012).

Lamin (2009) salienta que com a aplicação de tarifas horárias, os consumidores conseguem gerir seus hábitos de consumo e ter uma economia nas faturas. As distribuidoras tem suas vantagens relacionadas à expansão otimizada das redes.

No Brasil, a tarifa horária que será aplicada aos consumidores de BT é a Tarifa Branca. Já existiram projetos pilotos com a Tarifa Amarela, mas ela não está regulamentada. A Tarifa Branca foi um dos temas abordados na Audiência Pública (AP) nº 120 visando o aperfeiçoamento da estrutura tarifária atual, aberta pela ANEEL em dezembro de 2010.

A Tarifa Amarela foi um projeto piloto estudado e implantado por diferentes distribuidoras, tais como Copel, Bandeirante, CPFL, Celpa, Cosern e Cemig, sendo uma tarifação diferenciada em unidades consumidoras de pequeno porte e pertencentes ao grupo B. Ao final dos projetos pilotos algumas distribuidoras solicitaram a ANEEL a implantação da opção tarifária, o que não ocorreu devido à falta de regulamentação (ANEEL, 2010).

A principal característica da tarifa amarela são os preços diferenciados de acordo com as horas do dia. Sendo assim, existem dois postos tarifários, horário de ponta e horário fora ponta, sendo o horário de ponta constituído por três horas diárias consecutivas, determinado pela distribuidora (LAMIN, 2009).

A Companhia Paranaense de Energia (COPEL) iniciou os estudos sobre a tarifa amarela em 1994, utilizando uma amostra de 229 consumidores residenciais de três diferentes faixas de consumo: de 161 a 300 kWh, de 301 a 500 kWh e consumo maior do que 500 kWh. Os consumidores foram separados em dois segmentos de mercado, sendo o primeiro segmento composto por aqueles que obtiveram redução na fatura e outro composto por consumidores que deveriam ter tido aumento com a aplicação da nova tarifa (COPEL, 1998).

Fazendo a comparação dos dados da semana anterior e da primeira semana de aplicação da Tarifa Amarela, constatou-se que dos 229 consumidores, 152 (66%) obtiveram desconto, enquanto 77 (34%) apresentaram acréscimo. Após nove meses, a parcela com desconto era de 45%. O relatório da Copel atribuiu essa redução à diminuição do impacto da mensagem de gerenciamento de demanda nesse período. O que também pode ter contribuído para a redução foi que os consumidores foram informados que sempre pagariam a menor fatura, entre a Tarifa Amarela e a Convencional. O projeto piloto mostrou que 70% dos consumidores realizaram mudanças benéficas de hábitos devido ao custo com energia elétrica.

A Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) aplicou um projeto piloto da Tarifa Amarela a partir de 04 de março de 1998 até 31 de outubro de 1998 e em caráter experimental, no município de Juiz de Fora, Minas Gerais (CARDOSO, 2006). Segundo Cardoso (2006), o piloto obteve excelentes resultados. No entanto, a implementação de um novo modelo tarifário dependia de regulamentação por parte da ANEEL.

Na distribuidora Bandeirante, para a realização do projeto piloto foram substituídos 9500 medidores convencionais por eletrônicos e apenas 2354 consumidores foram faturados com a Tarifa Amarela. O projeto foi desenvolvido em 1998 com consumidores residenciais com consumo igual ou superior a 250 kWh/mês, supridos por uma mesma subestação, no município de Guarulhos, São Paulo (BANDEIRANTE, 1999).

O principal resultado deste projeto piloto refere-se à modulação de carga na ponta. Considerando os 2354 consumidores que foram faturados com a Tarifa Amarela, foi verificada uma demanda reduzida de 1177 kW na ponta (BANDEIRANTE, 1999).

A Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) realizou entre 1989 e 1990, o projeto piloto em Itapira, São Paulo, cidade que possuía uma única subestação de distribuição. Para o piloto foram escolhidos 101 consumidores atendidos em BT. Esses consumidores foram divididos em dois grandes grupos, o primeiro grupo era composto por 51 consumidores, onde o horário de ponta era das 18h às 21h. Para o segundo grupo, de 50 consumidores, o horário de ponta era das 16h às 22h (LAMIN, 2009).

Os resultados mostram que efetivamente ocorreu redução de consumo em horário de ponta, mas o consumo fora de ponta e o consumo total aumentaram, em razão dos consumidores aumentarem o uso de eletrodomésticos aproveitando o custo mais baixo fora da ponta.

Leite (2013) cita que a aplicação de tarifas mais caras na ponta é capaz de reduzir a demanda nesse período. Isso foi observado nos projetos experimentais de aplicação de tarifas horárias em BT no Brasil. A tarifa amarela nunca foi implementada, mas a sua intenção levou aos estudos da Tarifa Branca pela ANEEL, depois de 25 anos (LEITE, 2013).

2.1.2.1 Nova Modalidade Tarifária

De acordo com a Nota Técnica nº 311 da ANEEL (2011), a Tarifa Branca será adicionada às modalidades tarifárias do grupo B. A Tarifa Branca foi proposta com o objetivo de estimular o gerenciamento de energia pelos consumidores de BT nos horários de ponta, ou seja, nos horários de maior carregamento do sistema, para que ocorra um deslocamento do consumo de energia para os horários de menor utilização da rede da distribuidora (FIGUEIRÓ, 2013).

Com a aplicação da Tarifa Branca vêm os custos de implantação de sistemas de medição mais modernos, os medidores eletrônicos ou os medidores bidirecionais, e os benefícios associados à modulação de carga.

A partir disso, Leite e Oliveira (2012) fazem uma análise dos custos e dos benefícios da aplicação das tarifas horárias nos consumidores de BT. Os autores salientam que se tem uma facilidade em estimar os custos, que se devem a instalação do equipamento de medição e o acréscimo no gastos com a leitura, e em

relação aos benefícios tem se a diminuição da demanda máxima do sistema e a redução do consumo de energia elétrica.

O trabalho de Figueiró, Abaide e Bernardon (2013) trata sobre a análise do impacto da Tarifa Branca no consumidor residencial. Para a análise foi considerado que os consumidores não mudariam seus hábitos de consumo com a aplicação da Tarifa Branca havendo um aumento na fatura de cada faixa de consumo. Para que o consumidor consiga obter algum benefício com a nova modalidade tarifária é necessário um consumo de 70% no horário fora de ponta. Diante disso os autores concluem que para que haja uma migração dos consumidores residenciais para a Tarifa Branca serão necessárias campanhas de conscientização e de incentivos governamentais.

Diante disso o presente trabalho propõe a utilização da Tarifa Branca em conjunto com a GD, sem a modificação de hábitos de consumo por parte do consumidor, para avaliar a viabilidade técnica e econômica nos consumidores residenciais de baixa tensão.

Além do impacto nos consumidores residenciais, também se tem o impacto da aplicação da Tarifa Branca no equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras de energia. Neste sentido, Santos et al. (2012) mostram, através de simulações, que a manutenção do caráter opcional da nova modalidade tarifária para BT causará um desequilíbrio financeiro para a concessionária de distribuição de energia elétrica.

A regulamentação da Tarifa Branca vem para beneficiar o consumidor que utiliza energia fora do horário de pico e favorecer a racionalidade do uso do sistema elétrico. Assim, o principal objetivo é reduzir os investimentos em expansão e promover a modicidade tarifária (CAMARGO et al, 2011).

Bueno, Uturbey e Hostt (2013) fazem um estudo sobre os projetos de expansão, no qual a principal questão é sobre a possibilidade e as condições para um adiamento no projeto de expansão por meio da aplicação da Tarifa Branca. É mostrado que deve haver uma elevada aderência à Tarifa Branca para efetivamente adiar os investimentos em expansão no sistema de distribuição.

Ferreira et al. (2013) discutem a concepção e implementação de tarifas horárias no Brasil, destacando as lições aprendidas e os próximos desafios, a partir de uma perspectiva econômica e regulatória.

O capítulo 3 trata da nova modalidade tarifária horária para os consumidores de BT, denominada de Tarifa Branca, onde é apresentada a estrutura tarifária brasileira para os consumidores residenciais, o conceito de tarifa branca e os seus postos tarifários.

2.2 Geração Distribuída em Baixa Tensão

2.2.1 Contexto Mundial

O sistema elétrico Europeu vem sofrendo diversas transformações, passando de uma geração térmica baseada em combustíveis fósseis para o mercado de energia renováveis. Essa transição vem ocorrendo baseada em muitas pesquisas, desenvolvimento tecnológico e incentivos tarifários concedidos pelos governos, além da regulamentação para os produtores em BT, que investem pequenas quantias, geralmente produzindo para o consumo próprio (LIMA et al., 2010).

De acordo com Lima et al. (2010), a Alemanha é uma potência mundial em desenvolvimento e utilização de energias renováveis. Os sistemas de medição alemães funcionam com fluxo bidirecional de informações, devendo existir um medidor pra a geração e outro para o consumo.

A partir de janeiro de 2009, foram renovadas as tarifas para remuneração de geração através de fontes renováveis adotadas na Alemanha. As formas de beneficiamento pelo sistema da tarifa *feed-in (FIT)*, que são tarifas de incentivo às fontes renováveis em cada país, para cada produtor depende principalmente da tecnologia de geração, da forma de instalação e dos níveis de potência.

Outro país que se destaca quanto à implementação da GD é a Dinamarca, país no qual há uma regulamentação para a geração de energia em BT que se aplica a unidades geradoras trifásicas de até 11 kW ou de até 16 A por fase, para geradores monofásicos ou bifásicos. Outro aspecto considerado é a tensão de conexão, que deve ser 230 V para unidades monofásicas, e 230 V/400 V para trifásicas (JENSEN, 2008).

De acordo com LIMA et al. (2010), os incentivos tarifários na Dinamarca são semelhantes à remuneração na Alemanha para algumas fontes primárias, como por

exemplo, a eólica, onde não é adotada o sistema de tarifa *feed-in*. Os investidores lucram através da venda da energia a preços de mercado e de prêmios concedidos.

Já na Espanha, a regulamentação da GD é baseada tanto em normas nacionais como internacionais. A potência máxima dos sistemas fotovoltaicos é de 10 kW e para outras fontes o limite máximo é de 100 kVA ou 50% da capacidade de saída da subestação para a rede na qual a GD estiver conectada (MORENO-MUÑOZ, et al., 2009).

Verifica-se ainda que na Espanha existem duas opções para os investidores, independente da fonte de energia renovável. Há o sistema *feed-in* e a opção pela venda da energia a preço de mercado mais o prêmio concedido pela utilização de fontes alternativas de energia. Assim como na Dinamarca, a Espanha abrange também fontes renováveis pouco utilizadas como geotérmica, maremotriz, energia de ondas e de correntes marítimas (LIMA, et al., 2010).

De acordo com Lima, et al. (2010), Portugal não se apresenta como uma referência em relação às energias renováveis, mesmo possuindo normas sobre a produção de energia em BT. Em 2002 foi aprovado o primeiro decreto-lei que regulamentou a microgeração. Contudo não atingiu uma expressão significativa e deste modo, no ano de 2007, através de um decreto-lei, o país simplificou o licenciamento das unidades de geração para apenas um registro de inspeção de conformidade técnica da instalação.

Jones, Irwin E Izadian (2010) fornecem uma visão geral sobre as políticas de microgeração que Estados Unidos e países da Europa têm desenvolvido, na qual destacam que há muitos incentivos sendo propostos para auxiliar os pequenos empresários a investir em energia renovável. Embora seja um empreendimento caro, os governos de alguns países estão tornando a utilização de fontes renováveis mais atraentes para os consumidores de energia, por meio de políticas públicas de incentivo. Os autores concluem que com muitos países, estados e empresas aderindo à energia renovável, vai haver uma menor preocupação com os recursos naturais que estão se tornando escassos.

2.2.2 Contexto Nacional

Para que haja um aumento de produção de energia elétrica em BT no Brasil, é necessário o estabelecimento de um conjunto de regras e normas adequadas que disciplinem o uso e o acesso às redes de distribuição pelo consumidor (LIMA et al., 2010).

Neste contexto, no Brasil a geração distribuída foi regulamentada pela resolução normativa nº 482 da ANEEL em 17 de abril de 2012, na qual são estabelecidas as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e outras providências.

Para as aplicações de micro e mini geração distribuída, a fonte solar fotovoltaica se apresenta como uma opção interessante para geração de pequeno porte, por se tratar de uma solução renovável com impacto reduzido. Devido a isso Souza e Nerys (2012) fizeram a instalação de um sistema fotovoltaico na envoltória de um dos prédios da Escola de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal de Goiás. O estudo de caso apresenta inviabilidade econômica, mas essa alternativa conseguiu cumprir com o objetivo educacional e de promoção da tecnologia, tendo em vista a importância do assunto de geração distribuída e a conservação do meio ambiente.

Já Albuquerque et al. (2012) realizam uma análise da influência de sistemas fotovoltaicos como geração distribuída em prédios públicos, em razão da instalação pública possuir uma característica própria de consumo de energia ao longo do dia, onde foi verificada uma redução na energia entregue pela concessionária.

Os autores salientam que para que os sistemas fotovoltaicos conectados à rede se tornem mais efetivos para a concessionária de energia quando incorporado a tais edificações, o arranjo mais apropriado é do sistema fotovoltaico gerando potência ativa e compensando potência reativa. Desta maneira, o usuário consegue uma redução significativa no consumo de energia elétrica, resultando num efeito benéfico para a rede de distribuição de energia proveniente do decréscimo no carregamento dos transformadores e cabos, com a consequente redução das perdas elétricas e postergação de investimentos no sistema elétrico.

Já Benetido e Zilles (2011) fazem um estudo sobre os motivos da microgeração distribuída com sistemas fotovoltaicos não ter sido inserida na matriz elétrica brasileira, a despeito dos benefícios dessa tecnologia. Embora o potencial de geração de eletricidade do sistema fotovoltaico conectado à rede seja imenso, os autores acreditam que a utilização em massa dessa tecnologia não está nos planos dos planejadores do governo federal, pelo menos em um horizonte de dez anos. Os autores concluem que diante de um contexto de busca pela modicidade tarifária e de aproximação da paridade tarifária, o sistema de *Net metering* (compensação de energia elétrica), se fosse adotado e devidamente regulado, seria mais adequado para alavancar as tarifas horárias.

Prado e Garces (2013) apresentam uma metodologia para a adequada alocação de unidades de GD com o objetivo de reduzir as perdas ativas, utilizando um algoritmo genético. A metodologia proposta foi aplicada em três sistemas de distribuição. Os autores comprovam que com a alocação ótima de unidades de GD proporciona uma diminuição das perdas e conseqüentemente um acréscimo de tensão nas barras do sistema.

Melo e Leite (2009) apresentam uma forma de otimização da alocação de GD em redes de distribuição de energia elétrica utilizando AGs, salientando que a concessionária deve possuir uma metodologia adequada para alocação de GD de forma otimizada. Diante disso, foi desenvolvida uma ferramenta para ser utilizada na determinação de pontos ótimos de alocação, observando-se, por meio dos resultados obtidos, que as simulações apresentadas reduziram o custo para uma combinação de fontes de GD ao longo do sistema radial de distribuição.

Já Souza, Kagan e Geus (2013) utilizam o algoritmo genético como auxílio no planejamento de circuitos de redes de BT com a inserção de GD, contribuindo para a análise do impacto da inserção de fontes de energia no planejamento operacional de BT e o desenvolvimento de um fluxo de potência que considere a existência de GD. Os autores destacam que a inserção de GD no planejamento de redes de BT é importante e acreditam que sua utilização será adotada e incentivada na geração, transmissão e distribuição de energia.

Para a alocação e dimensionamento ótimo de GD, Lezama e Feltrin (2008) aplicaram a metodologia para um mercado elétrico desregulado baseado em fluxo de potência ótimo. O problema foi formulado para a maximização do benefício social

líquido e a maximização do lucro desde o ponto do proprietário da GD, concluindo-se que a melhor alocação para a GD é a barra que apresente o maior custo marginal local.

Rufato Júnior e Tahan (2012) fazem um estudo sobre a eficácia do sistema de proteção quando da utilização de micro e mini geração distribuída conectadas a rede de baixa tensão a partir do uso de biodigestores.

Araújo, et al. (2013) apresentam um procedimento de proteção contra sobretensões de origem atmosféricas, sendo averiguadas as consequências da incidência de descargas atmosféricas diretas em uma linha de distribuição com situações de conexão e desconexão de geradores distribuídos. No estudo de caso dos autores foi concluído que a introdução de GD promove benefícios ao sistema, como a melhor do perfil da tensão e diminuição das perdas.

O capítulo 4 trata da geração distribuída nos consumidores residenciais de baixa tensão, onde é definido o conceito e são apresentadas as tecnologias de GD utilizadas para as simulações.

2.3 Considerações Finais do Capítulo

Os trabalhos em geral não apresentam uma metodologia de análise do impacto da Tarifa Branca e da GD nos consumidores residências de BT, sendo este um dos diferenciais deste trabalho.

As tarifas horárias já vem sendo utilizadas em alguns países, devido aos horários de maior carregamento do sistema (horário de ponta), sendo que em razão desse carregamento era necessário a realização de altos investimentos. No Brasil a Tarifa Amarela não entrou em vigor devido à falta de regulamentação da mesma.

Em alguns países do mundo já existem regulamentações para a conexão da GD nos consumidores residências de BT, e os consumidores já aderiram a GD em razão dos incentivos dos governos a utilização de fontes renováveis. No Brasil já existe a resolução normativa que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração aos sistemas de distribuição de energia elétrica, sendo que o preço de tais tecnologias ainda é elevado, mas espera-se que com uma maior utilização de fontes renováveis seu preço tenda a diminuir.

3 NOVA MODALIDADE TARIFÁRIA HORÁRIA PARA CONSUMIDORES DE BT

3.1 Introdução

Um sistema elétrico de potência tradicional é mostrado na Figura 3.1, onde o fluxo de energia é unidirecional e os consumidores (cargas) são meros agentes passivos na cadeia produtiva da energia elétrica (CGEE, 2012).

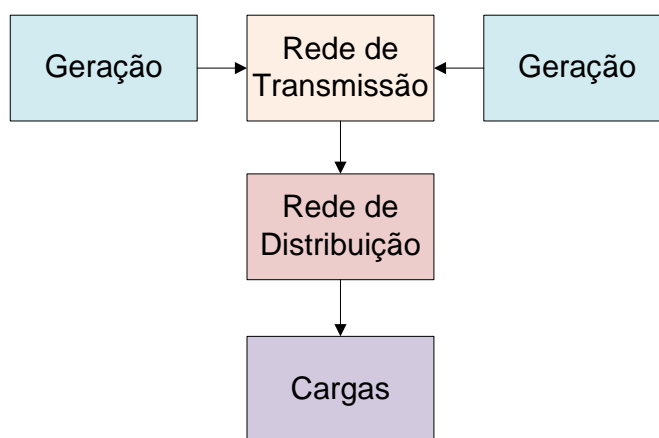


Figura 3.1 – Modelo tradicional de Rede. Fonte: (GRZEIDAK, et al., 2011).

No entanto, percebe-se que a rede elétrica está migrando para um novo modelo, conforme mostra a Figura 3.2. As redes serão suportadas por uma infraestrutura de comunicação bidirecional, de alta velocidade com tecnologias de medição avançada e controle. O modelo central e vertical será substituído por um modelo distribuído e desagregado em que diferentes clientes enfatizam diferentes aspectos da nova rede elétrica de acordo com a sua perspectiva (GRZEIDAK et al., 2011).

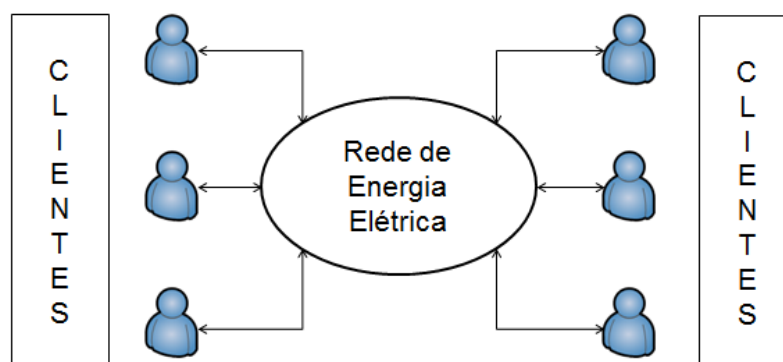


Figura 3.2 – Novo Modelo da Rede. Fonte: (GRZEIDAK et al., 2011).

Esse novo modelo de rede é conhecido pelo termo “*Smart Grid*”, para definir como a nova rede deve se comportar, ou seja, de maneira “esperta” ou “inteligente” (SANTOS, BERNARDON, ABAIDE, 2013).

Smart Grid se caracteriza por integrar uma série de tecnologias, metodologias e procedimentos, com convergência acentuada entre as infraestruturas elétricas, comunicações e tecnologia da informação. O segmento de distribuição de energia elétrica será o mais beneficiado pela tecnologia *Smart Grid*, com a aplicação de medidores inteligentes que permitem monitorar em tempo real os consumidores (SANTOS, BERNARDON e ABAIDE, 2013).

Com a chegada da tecnologia *Smart Grid*, em particular da infraestrutura avançada de medição (*Advanced Metering Infrastructure – AMI*), torna-se viável a oferta de tarifas dinâmicas para os consumidores de BT (TOLEDO, 2012). Na Figura 3.3 é mostrada a estrutura de medição com medidor convencional e com medidor inteligente (AMI).

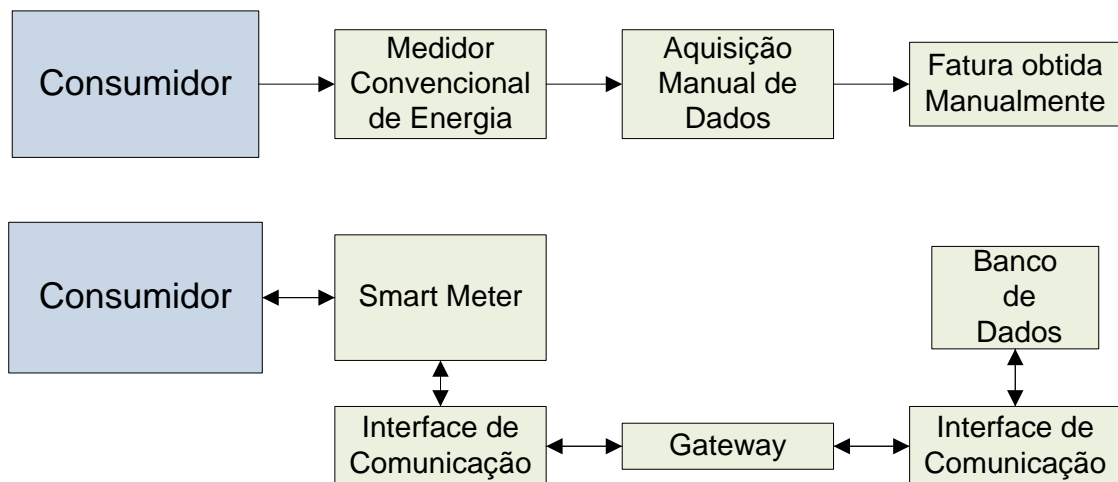


Figura 3.3 – Estrutura de medição com medidor convencional e com medidor inteligente. Fonte: (DEPURU et al., 2011).

Com as novas opções tarifárias (tarifas horárias), cria-se um sinalizador econômico que estimula o consumidor a deslocar o consumo dos horários de ponta, nos quais a energia é mais cara, para os horários em que a energia é mais barata, aliviando a rede de distribuição de energia de maneira a permitir a postergação de investimentos na expansão da rede para o atendimento de novos consumidores (TOLEDO, 2012).

A implantação de um sistema de tarifação horária voltado à otimização dos sistemas elétricos existentes e ao uso racional da energia requer investimentos elevados para o desenvolvimento da tecnologia. No caso do AMI, os investimentos compreendem a substituição dos medidores convencionais, atualmente instalados em residências e estabelecimentos comerciais, por medidores inteligentes, aptos a suportar postos tarifários diferenciados (TOLEDO, 2012).

As mudanças relacionadas às *Smart Grids* ocorrem entre a distribuição e os pequenos consumidores (consumidores de BT), pois as grandes plantas de geração e o sistema de transmissão já possuem grande parte da automatização disponível. E os consumidores de grande porte já participam do mercado de energia (CGEE, 2012).

A Figura 3.4 mostra a curva de carga da distribuidora COPEL, pode-se perceber a grande participação dos segmentos de BT no carregamento total das redes de distribuição (principalmente no horário de pico do sistema).

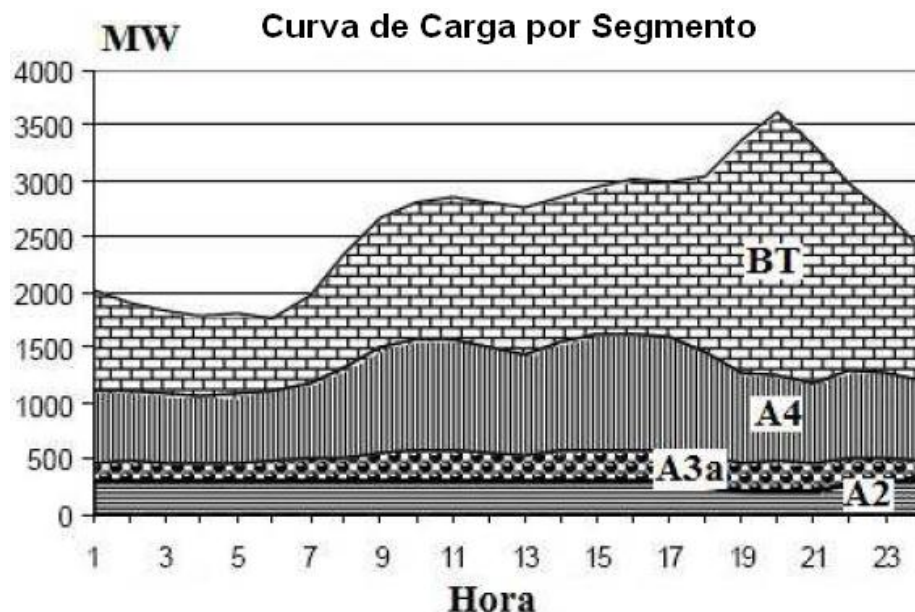
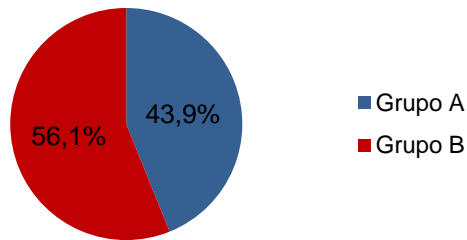


Figura 3.4 – Curva de carga por segmento da concessionária COPEL. Fonte (LAMIN, 2009).

Através da Figura 3.4 observa-se que os segmentos do Grupo A possuem uma maior uniformidade em seu perfil de consumo, devido ao fato de possuírem maiores alternativas de tarifação e modulação de carga do que o segmento de BT. Diante disso, os consumidores de BT podem ser considerados os maiores responsáveis pela formação da ponta do sistema, fazendo com que o sistema torne-se ocioso na maior parte do tempo (FIGUEIRÓ, 2013).

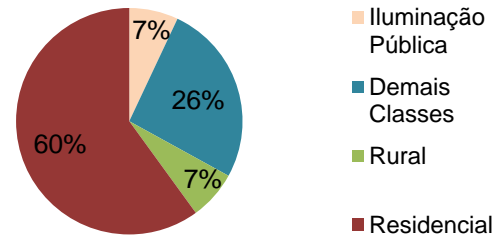
Os consumidores atendidos em BT são responsáveis pela maior demanda de recursos do setor de energia elétrica, como ilustra a Figura 3.5 (a). De acordo com a ANEEL (2010), 60% do mercado de BT é composto pela classe residencial, conforme mostra a Figura 3.5 (b).

Composição do Mercado (MWh)



(a)

Segregação do Mercado de BT



(b)

Figura 3.5 – a) Composição do Mercado e b) Segregação do Mercado de BT. Fonte (ANEEL, 2010).

A Figura 3.6 ilustra a curva de carga dos consumidores residenciais com equipamentos gerenciáveis. A curva é composta pelas cargas de chuveiros elétricos, ar condicionado, ferro, micro-ondas e lavadora de roupas. Observa-se que o maior responsável pela formação da ponta do sistema de distribuição é o chuveiro elétrico (ANEEL, 2010).

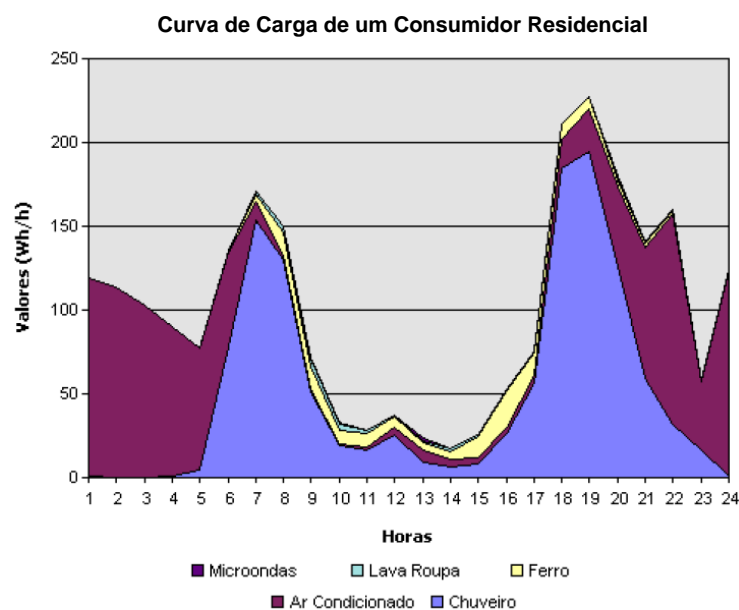


Figura 3.6 – Curva de carga de um consumidor residencial típico considerando cargas gerenciáveis. Fonte: (ANEEL, 2010).

Os consumidores do grupo B não possuem alternativas de tarifação, são faturados de uma única forma, a tarifa linear, sem distinção horária, o que limita a capacidade de resposta do consumidor ao sinal tarifário, fazendo com que não haja uma modulação de carga, como ilustrado na Figura 3.6.

3.2 Estrutura Tarifária Brasileira

No Brasil, a estrutura tarifária atual aplicada ao consumidor residencial consiste na soma de duas componentes tarifárias: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Energia (TE). A primeira é relativa ao faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição pelo uso do mesmo. A segunda refere-se ao faturamento mensal de consumo de energia da unidade consumidora. As duas tarifas são dadas em R\$/MWh (ANEEL, 2011).

Em 22 de novembro de 2011, por meio da Resolução Normativa (RN) nº 464 e da Nota Técnica (NT) nº 311 ficou definida a estrutura tarifária para o Grupo B. A Figura 3.7 ilustra a modalidade convencional e a EP: Energia de Ponta (MWh)

EI: Energia Intermediária (MWh)

EFP: Energia Fora de Ponta (MWh)

E: Energia (MWh)

Figura 3.8 ilustra a Tarifa Branca.

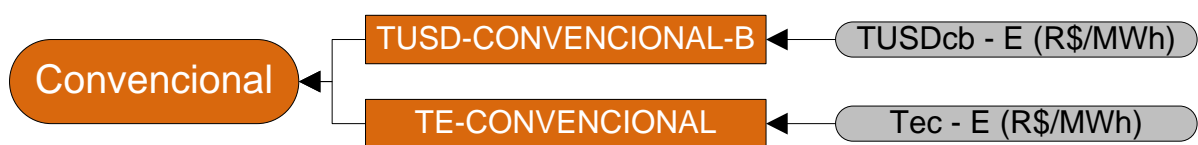


Figura 3.7 - Modalidade Convencional do Grupo B. Fonte: (ANEEL, 2011).



EP: Energia de Ponta (MWh)

EI: Energia Intermediária (MWh)

EFP: Energia Fora de Ponta (MWh)

E: Energia (MWh)

Figura 3.8 - Modalidade Branca do Grupo B. Fonte: (ANEEL, 2011).

Conforme a Figura 3.7 e a EP: Energia de Ponta (MWh)

EI: Energia Intermediária (MWh)

EFP: Energia Fora de Ponta (MWh)

E: Energia (MWh)

Figura 3.8, as modalidades tarifárias para o grupo B são duas (ANEEL, 2011):

- modalidade convencional: monômnia, com um preço de consumo de energia em R\$/MWh sem distinção horária, como já praticado; e
- modalidade branca: monômnia, com três preços de consumo de energia em R\$/MWh de acordo com os postos tarifários.

O consumidor poderá escolher em qual modalidade tarifária ele irá se enquadrar, a partir de 2014. A Tarifa Branca torna-se vantajosa para os consumidores que possuem flexibilidade para alterar seus hábitos de consumo durante os horários de maior carregamento do sistema (ANEEL, 2011).

3.2.1 Conceito de Tarifa Branca

A Tarifa Branca tem a aplicação de tarifas diferenciadas por horário de consumo, oferecendo tarifas mais baratas nos períodos que o sistema é menos utilizado pelos consumidores, outra mais cara no horário em que o consumo de energia atinge o pico máximo e a terceira, intermediária, será entre esses dois horários. Nos finais de semana e feriados, a tarifa mais barata será empregada para todas as horas do dia (ANEEL, 2011). A entrada em vigor da Tarifa Branca está prevista para 2014, mas para que ela entre em vigor é necessário que os medidores estejam devidamente homologados pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro).

Os postos tarifários da Tarifa Branca são denominados de: ponta, intermediário e fora de ponta, detalhados na Figura 3.9. Feriados e finais de semana são considerados período fora de ponta durante todas as horas do dia (ANEEL, 2011):

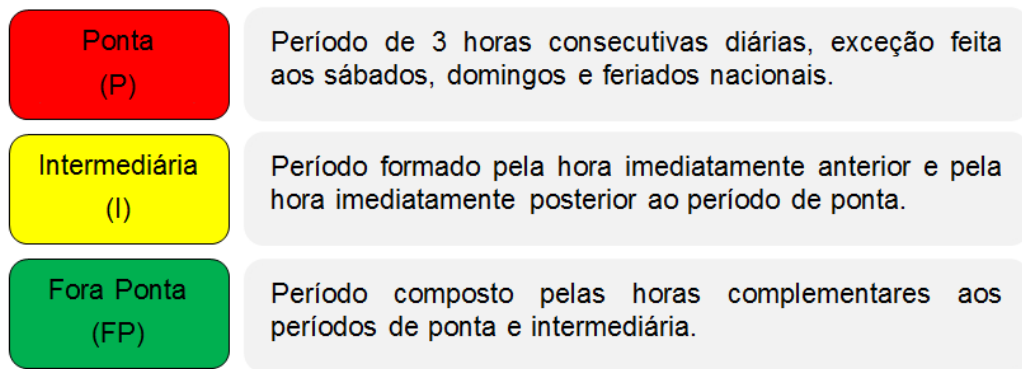


Figura 3.9 - Postos tarifários para o Grupo B. Fonte: (ANEEL, 2011).

O posto intermediário foi criado com o intuito de impedir o deslocamento das cargas para horas de pico potenciais e que, geralmente, são adjacentes às de ponta.

A modalidade tarifária branca terá caráter opcional para todos os consumidores do grupo B, independente da faixa de consumo, exceto Iluminação Pública e subclasse Baixa Renda (ANEEL, 2011).

Para a construção das componentes TUSD e TE, que formam a base de cálculo para a formação da estrutura tarifária aos consumidores, como mostrado na Figura 3.7 e na EP: Energia de Ponta (MWh)

EI: Energia Intermediária (MWh)

EFP: Energia Fora de Ponta (MWh)

E: Energia (MWh)

Figura 3.8, são utilizados fatores que relacionam os postos tarifários. As relações entre os postos ponta e fora ponta e intermediário e fora ponta são mostrados na Tabela 3.1 (ANEEL, 2012a).

Tabela 3.1 – Fatores para Construção da Tarifa.

Fator	Valor
Relação Ponta/Fora de Ponta	5,00
Relação Intermediária/Fora de Ponta	3,00

Fonte: (ANEEL, 2012a).

O fator da TUSD fora ponta da Tarifa Branca é obtido de acordo com a equação (1) (ANEEL, 2012a).

$$\mathbf{TUSD_{foraponta(branca)} = TUSD_{convencional} \times kz} \quad (1)$$

O parâmetro kz é um fator baseado no comportamento típico do consumidor, sendo específico por subgrupo tarifário e por distribuidora (ANEEL, 2012c). O parâmetro kz foi discutido na AP nº 29 em virtude de ter sido considerado na AP nº 120 com um valor médio de 0,55 para todas as concessionárias do Brasil (FIGUEIRÓ, 2013).

Na Figura 3.10 é feito um comparativo entre a modalidade convencional e a Tarifa Branca para dias úteis, sábados, domingos e feriados.

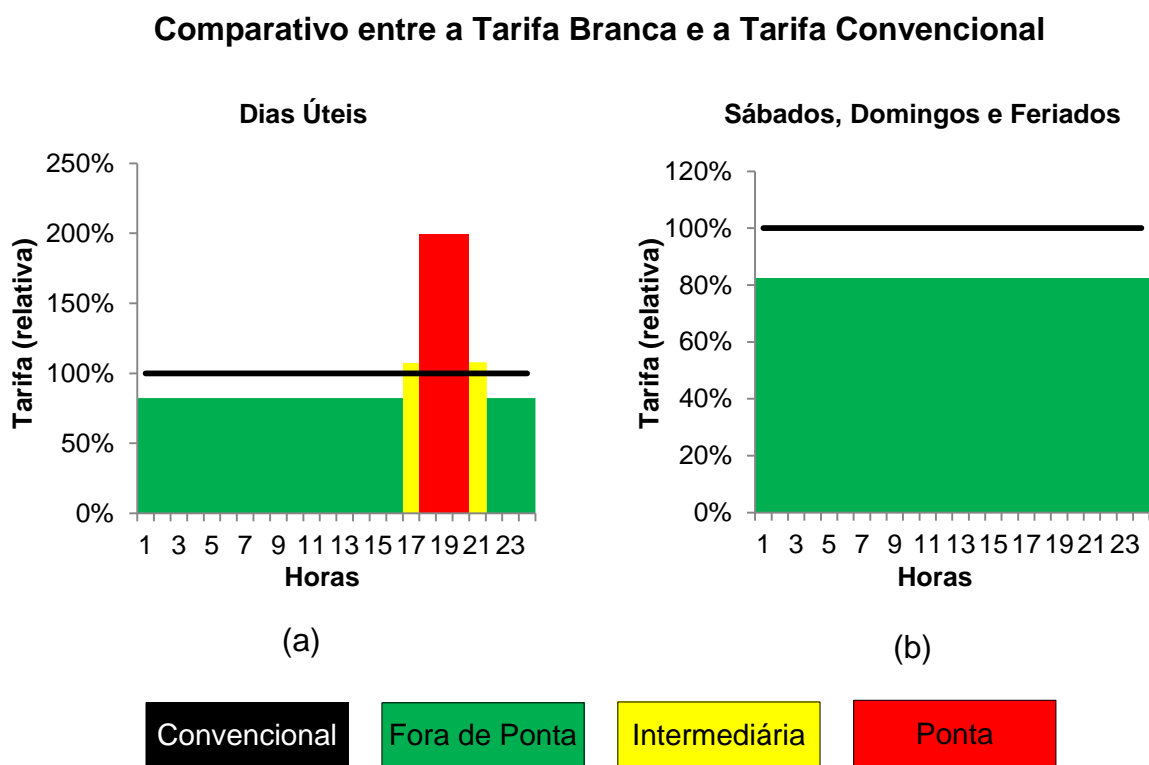


Figura 3.10 – Comparativos entre a Tarifa Branca e a tarifa convencional, a) dias úteis e b) sábados, domingos e feriados. Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2012a).

A Figura 3.10 (a) ilustra as modalidades tarifárias nos dias úteis, onde o valor da Tarifa Branca tem três postos: ponta, intermediário e fora de ponta. Na ponta e no intermediário a energia é mais cara, na fora de ponta é mais barata. A Figura 3.10 (b) ilustra as modalidades tarifárias nos feriados e nos finais de semana, onde o valor da Tarifa Branca é sempre o mesmo (fora de ponta).

Se o consumidor adotar hábitos que priorizem o uso da energia fora do período de ponta, diminuindo o consumo no horário de ponta e no intermediário, a

opção pela Tarifa Branca oferece a oportunidade de reduzir o valor pago pela energia consumida à concessionária.

Na Figura 3.11 são apresentados diferentes perfis de consumo de energia. Nos dias úteis há um grande consumo no horário de ponta, decorrente do uso de chuveiro elétrico para um banho no período intermediário e dois banhos no período de ponta. Para este PERFIL 1, não havendo mudança dos hábitos de consumo, é melhor permanecer na Tarifa Convencional. Se este consumidor residencial conseguir deslocar dois banhos para o período de ponta, PERFIL 2 e mantiver apenas um banho no período de ponta, a adesão à Tarifa Branca já se torna vantajosa (ANEEL, 2012d).

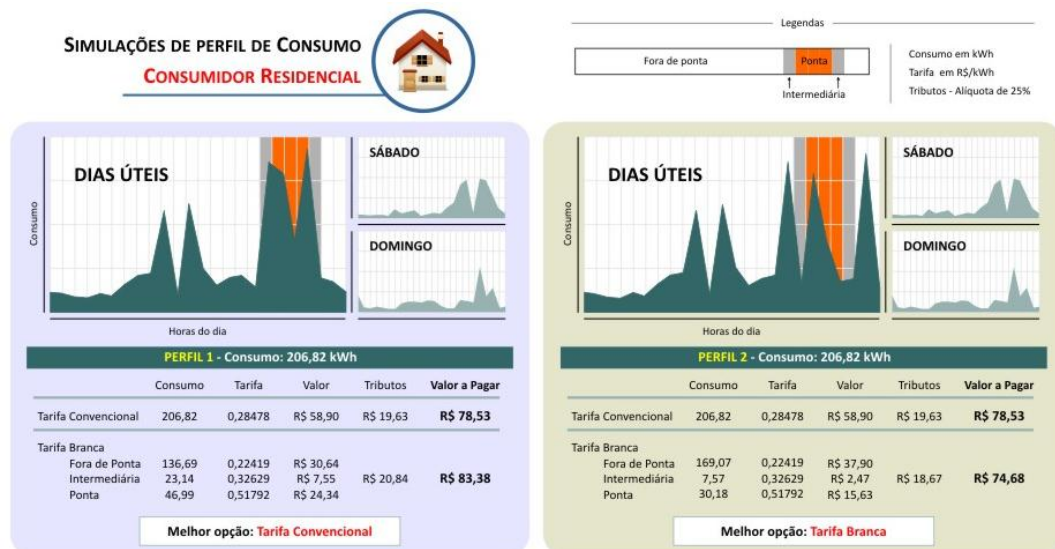


Figura 3.11 – Perfis de consumo de energia elétrica. Fonte: (ANEEL, 2012d).

De acordo com a ANEEL (2012d) o consumidor poderá aderir à Tarifa Branca a partir de março de 2014. A confirmação dessa data depende dos desdobramentos da AP nº 43 e da homologação dos medidores eletrônicos conforme os padrões técnicos definidos em regulamento do Inmetro.

Como a regulamentação dos sistemas de medição de energia elétrica para os consumidores do Grupo B foi aprovada pela ANEEL em abril de 2012, as concessionárias terão um período de 18 meses para adotarem sistemas de medição com requisitos mínimos para a aplicação da Tarifa Branca, como por exemplo, a medição de energia elétrica ativa em pelo menos 4 postos tarifários (ANEEL, 2012e).

A adesão à Tarifa Branca depende da substituição dos medidores atuais por medidores eletrônicos ou medidores inteligentes, que permitam, entre outras funcionalidades, o registro da energia consumida em diferentes períodos do dia.

Para que não haja uma preocupação do consumidor em verificar se poderá ou não utilizar a energia em um determinado horário e ter que modificar seus hábitos de consumo de acordo com as horas do dia, este trabalho propõe associar a Tarifa Branca à GD, visando à redução da conta de energia elétrica em relação a convencional.

4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

4.1 Introdução

Como o propósito deste trabalho é analisar a viabilidade técnica e econômica da implementação da geração distribuída com a Tarifa Branca, neste capítulo são apresentadas as principais fontes utilizadas para atendimento de cargas residenciais, com destaque para a eólica e solar.

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é composto essencialmente de geração, rede de transmissão, rede de distribuição e usuários de energia elétrica. A geração é predominantemente centralizada em grandes usinas conectadas à rede de transmissão, e as redes de distribuição alimentam consumidores industriais, comerciais e residenciais (CGEE, 2012).

A Figura 4.1 apresenta o diagrama básico simplificado de uma rede de energia elétrica convencional. Grandes usinas de geração injetam eletricidade em um sistema de transmissão e subtransmissão que, após a transformação é transportada por meio de um sistema de distribuição para empresas e residências, ou seja, é um sistema unidirecional, principalmente no seguimento de distribuição.

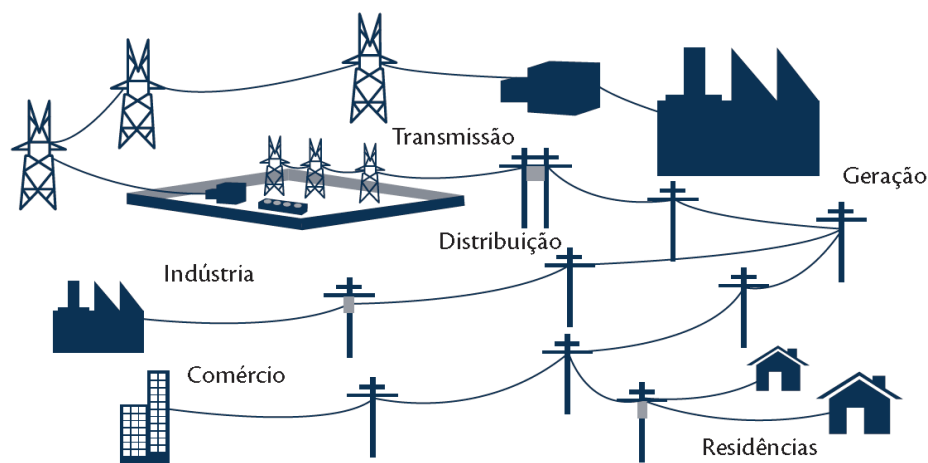


Figura 4.1 – Sistema de Potência Convencional. Fonte (CGEE, 2012).

A Figura 4.2 apresenta uma visão do que será a *Smart Grid*. Ao invés de um diagrama unidirecional, tem-se um multidirecional, com a energia fluindo pela rede em todas as direções, das grandes usinas para os consumidores, das fontes

renováveis distribuídas pela rede para os consumidores e, da geração residencial para a rede.

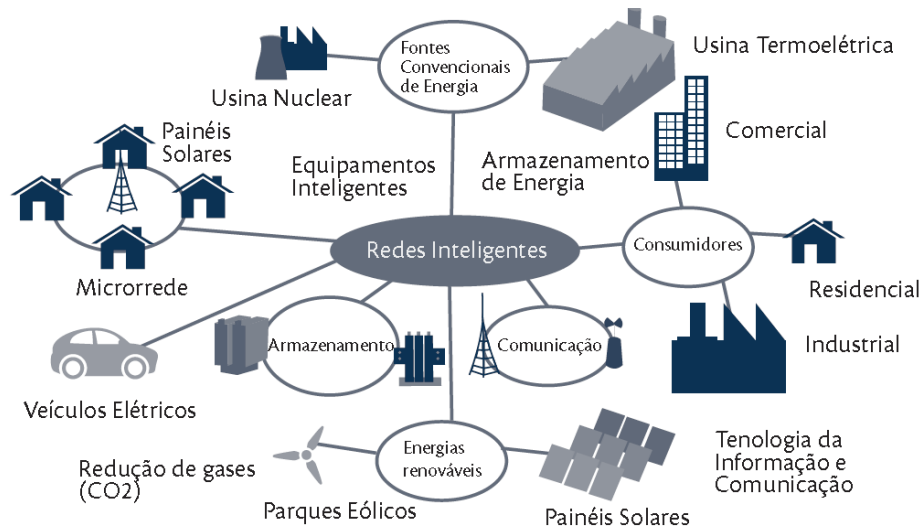


Figura 4.2 – Novo Sistema. Fonte (CGEE, 2012).

Os sistemas de transmissão e distribuição se encontram entrelaçados nesse novo modelo. O consumidor recebe a energia por um sistema de distribuição e também pode utilizá-lo para transportar o excesso de energia gerada e enviá-la de volta para a rede. Desse modo, o sistema de distribuição comporta-se como um sistema de transmissão em pequena escala (GRZEIDAK, et al., 2011).

4.2 Conceito de Geração Distribuída

A GD se caracteriza como uma geração de menor potência localizada próxima à carga, e independe da tecnologia de geração. A GD vai proporcionar uma maior autonomia ao consumidor de energia elétrica, pois o consumidor terá um maior grau de liberdade no gerenciamento da sua conta de energia. Em vez de apenas economizar, ele poderá fornecer energia para rede elétrica e dependendo da quantidade poderá vender essa energia no mercado de energia (CGEE, 2012).

Visando o esclarecimento de alguns conceitos, seguem as descrições de termos associados à GD:

- fontes alternativas de energia: fontes de energia, não utilizadas tradicionalmente e que não produzem energia em grande escala, tais como: energia solar e eólica, células a combustível, biomassa, etc.

- fontes renováveis de energia: não utilizam a queima de combustíveis fósseis para produção de energia elétrica, como é o caso, por exemplo, da energia solar e eólica.
- cogeração: produção simultânea, a partir de uma única fonte primária, de energia mecânica e de calor. A energia mecânica, por exemplo, é convertida em elétrica, enquanto o calor é aproveitado para a climatização de ambientes (SILVA, 2002).

A partir da publicação da RN nº 482 as distribuidoras de eletricidade tiveram um prazo de 240 dias, para adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso dos sistemas de autoprodução de eletricidade às suas redes.

De acordo com a resolução normativa a GD pode ser classificada em microgeração ou minigeração distribuída de acordo com a potência instalada (ANEEL, 2012):

- microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW;
- minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW;

Para o acesso dos sistemas de microgeração e minigeração às redes de distribuição serão necessárias as trocas dos medidores convencionais por medidores bidirecionais, que são capazes de medir simultaneamente o consumo e a geração de eletricidade. O custo da troca do medidor de energia será de responsabilidade do consumidor interessado. Após a troca do medidor, a distribuidora fica responsável pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação em caso de defeito.

4.3 Fontes de Geração Distribuída

De acordo com a RN nº 482/12 da ANEEL, a tecnologia da microgeração e minigeração distribuída inclui fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

No presente trabalho são consideradas como GD, a energia eólica e a energia solar.

4.3.1 Turbinas eólicas utilizadas para uso residencial

Para simulação das turbinas eólicas são utilizados três modelos de turbina, com características específicas, dentre as três, posteriormente será escolhida a melhor delas para a apresentação dos resultados.

O modelo Ista Breeze 500W, da marca Ista Breeze, com uma potência de saída de 500 W, custo de R\$ 1.000,00 (ISTA BREEZE, 2013). Na Figura 4.3 é mostrada a curva de potência de acordo com a velocidade média dos ventos.

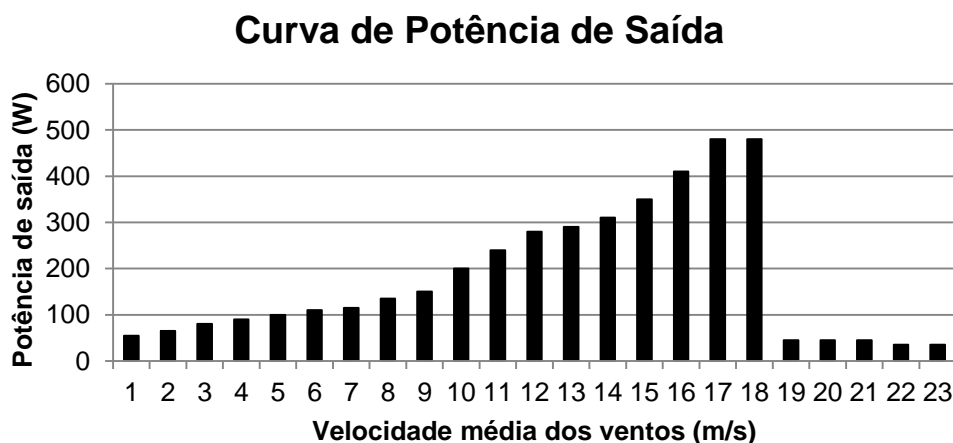


Figura 4.3 – Curva de potência da turbina Ista Breeze 500 W de acordo com a velocidade dos ventos.
Fonte: (ISTA BREEZE, 2013).

O modelo Eolos 450 W, da marca Eolos, potência de saída de 450 W, custo de R\$ 2235,00 (MERKASOL, 2013). Na Figura 4.4 é mostrada a curva de potência de acordo com a velocidade média dos ventos.

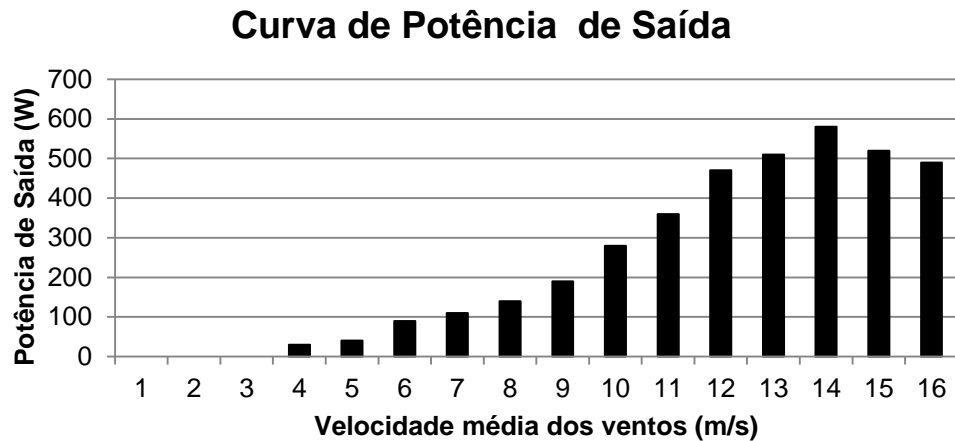


Figura 4.4 – Curva de potência da turbina Eolos 450 W de acordo com a velocidade dos ventos.

Fonte: (MERKASOL, 2013).

O modelo Bee 800 W, da marca Bornay, potência de saída de 800 W, custo de R\$ 9.732,93 (MERKASOL, 2013b). Na Figura 4.5 é mostrada a curva de potência de acordo com a velocidade média dos ventos.

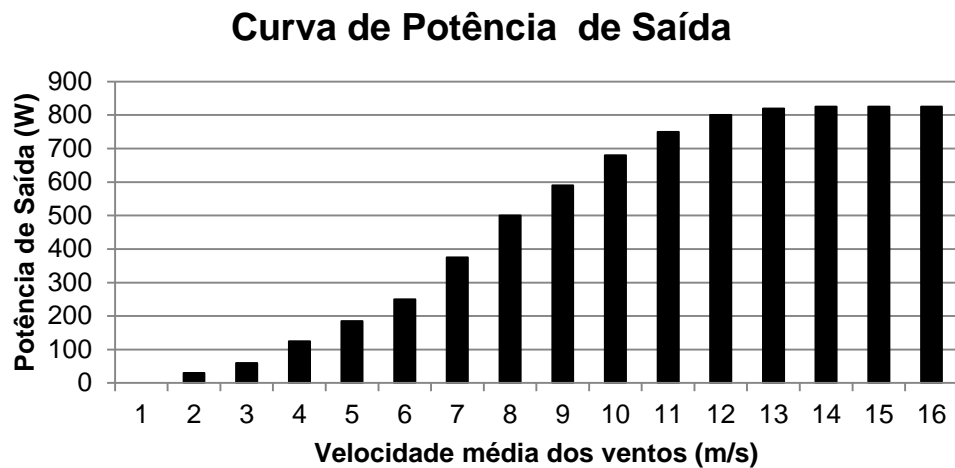


Figura 4.5 – Curva de potência da turbina Bee 800 de acordo com a velocidade dos ventos. Fonte:

(MERKASOL, 2013b).

4.3.2 Painéis fotovoltaicos utilizados para uso residencial

Para simulação dos painéis fotovoltaicos foram utilizados três modelos, com características específicas, onde posteriormente será escolhido o melhor deles para a apresentação dos resultados.

O modelo Mitsubishi 255 W, da marca Mitsubishi Electric Corporation é feito do material silício monocristalino, potência de 255 W, eficiência energética de 14,7%, com uma produção média de energia de 34,74 kWh/mês, vida útil de 35 anos com um custo de 1730,00 reais (ENERGIA PURA, 2013). Na Figura 4.6 é mostrada a curva de características elétricas do modelo Mitsubishi 255 W.

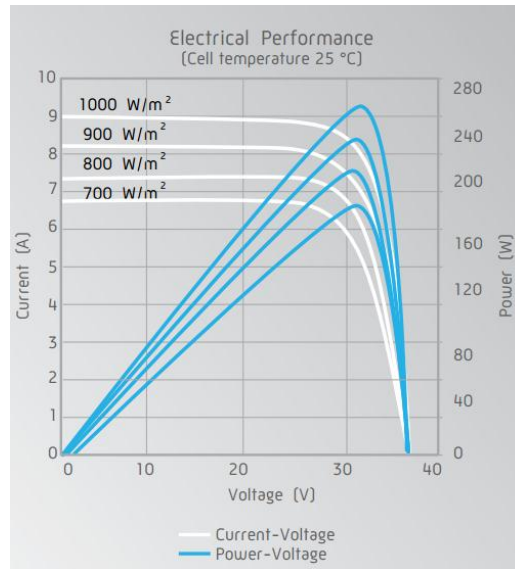


Figura 4.6 – Características elétricas do modelo Mitsubishi 255 W. Fonte: (ENERGIA PURA, 2013).

O modelo JT235PCe, da marca Jetion Solar é feito do material Silício Policristalino, potência de 235 W, eficiência energética de 13,5%, com uma produção média de energia de 27,51 kWh/mês, vida útil de 25 anos com um custo de 999,00 reais (NEOSOLAR, 2013). Na Figura 4.7 é mostrada a curva de características elétricas do modelo JT235PCe.

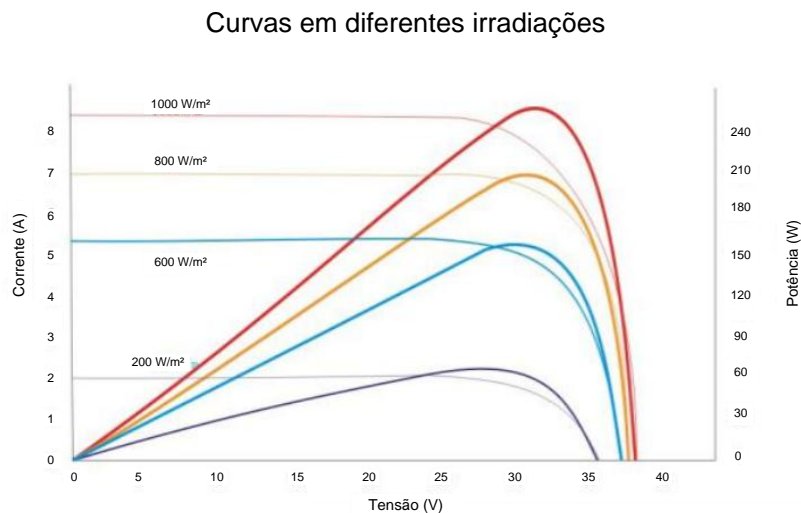


Figura 4.7 - Características elétricas do modelo JT235PCe. Fonte: (NEOSOLAR, 2013).

O modelo YZM230M-60, da marca W. Solar é feito do material Silício Policristalino, potência de 230 W, eficiência energética de 13,8%, com uma produção média de energia de 28,74 kWh/mês, vida útil de 25 anos com um custo de 1050,00 reais (W SOLAR, 2013). Na Figura 4.8 é mostrada a curva de características elétricas do modelo YZM230M-60.

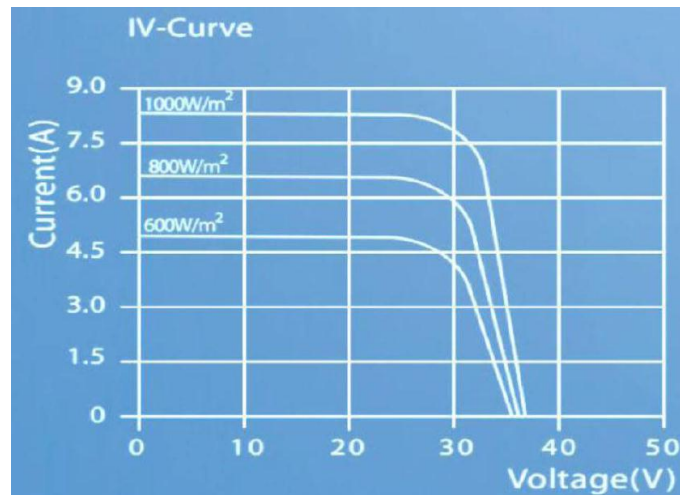


Figura 4.8 - Características elétricas do modelo YZM230M-60. Fonte: (W SOLAR, 2013).

4.3.3 Sistemas de armazenamento

O sistema de armazenamento utilizado neste trabalho é por baterias, o uso de baterias é umas das opções mais interessantes por conta da relação custo-benefício. As baterias são compostas de vários módulos de baixa potência/tensão conectados em paralelo e em série, de modo a atingir as características elétricas desejadas. As baterias são carregadas quando ocorre uma reação química interna a partir de uma potência aplicada a seus terminais e a descarga ocorre uma reação química com entrega de potencial (TOLEDO, 2012).

Existem inúmeras tecnologias disponíveis no mercado para aplicação em larga escala. Sendo as baterias chumbo-ácidas consideradas as mais desenvolvidas. Elas podem compor sistemas de armazenamento em massa ou podem ser usadas para rápidas cargas e descargas (TOLEDO, 2012).

4.3.4 Conversor CC/CA - Inversores

O conversor CC/CA é um equipamento que converte corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). Os conversores CC/CA fornecem em suas saídas tensões com frequência fixa, para aplicação como fontes de tensão, com controle da corrente de saída.

O inversor deve fornecer uma tensão ou corrente alternada, com frequência, forma e amplitude definidas por um sistema de controle. A saída do inversor deve ser independente de eventuais alterações na alimentação CC. Devido a grande maioria das cargas serem alimentadas em corrente alternada, a aplicação destes conversores se dá tanto em sistemas isolados quanto nos interligados com a rede (POMILIO, 2013).

4.3.5 Energia Solar para o Aquecimento da Água

A energia solar também pode ser utilizada para fins de aquecimento de água por meio dos coletores solares que são aquecedores de fluidos e são classificados em coletores concentradores e coletores planos em função da existência ou não de dispositivos de concentração da radiação solar. O fluido aquecido é mantido em reservatórios termicamente isolados até o seu uso final. Os sistemas solares térmicos permitem a conversão de energia solar em térmica, para temperaturas abaixo de 90°C, são usados coletores planos e objetiva-se o aquecimento de água para uso doméstico (CEMIG, 2012), na Figura 4.9 é mostrado um sistema solar para aquecimento de água.

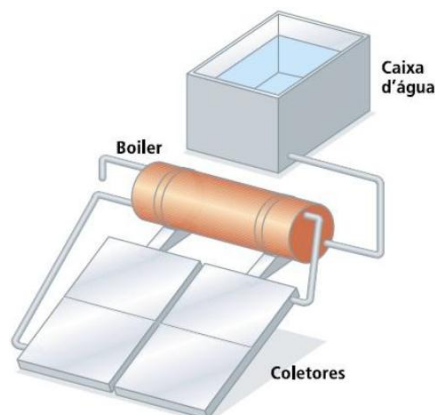


Figura 4.9 – Sistema solar de aquecimento de água. Fonte: (CEMIG, 2012).

5 METODOLOGIA PROPOSTA

A aplicação de uma nova modalidade tarifária para os consumidores residenciais, bem como o advento das *Smart Grids* e a inserção da geração distribuída nos consumidores de BT poderão trazer efeitos desconhecidos tanto para o sistema elétrico, como para os consumidores.

Para o sistema elétrico a presença da GD proporcionará diversos benefícios como a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão, um baixo impacto ambiental se consideradas as fontes de energia alternativa, menor tempo de implantação, redução no carregamento das redes, redução de perdas, melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada, aumento da confiabilidade do atendimento, pois pode permitir a operação ilhada das cargas em caso de falhas nos sistemas de distribuição e a diversificação da matriz energética.

O consumidor poderá obter benefícios se tiver uma participação mais ativa na gestão de sua energia, como a redução de custos com energia elétrica e uma melhoria nos serviços prestados pela distribuidora.

Na Figura 5.1 é apresentado o diagrama esquemático do sistema empregado, sistema de compensação de energia que consiste na medição do fluxo de energia em uma unidade consumidora com pequena geração, por meio de medidores bidirecionais. Ou seja, um único medidor é capaz de registrar a energia consumida e a energia gerada em um ponto de conexão (ANEEL, 2011c).

Dessa forma, se em um período de faturamento a energia gerada for maior que a consumida, o consumidor receberia um crédito de energia (em kWh) na próxima fatura. E, se a energia consumida for maior que a gerada o consumidor pagaria apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada.

Este sistema, Figura 5.1 é adotado em diversos países, tais como: Alemanha, Canadá, Dinamarca, Itália, Japão e em 44 estados americanos (ANEEL, 2011c).

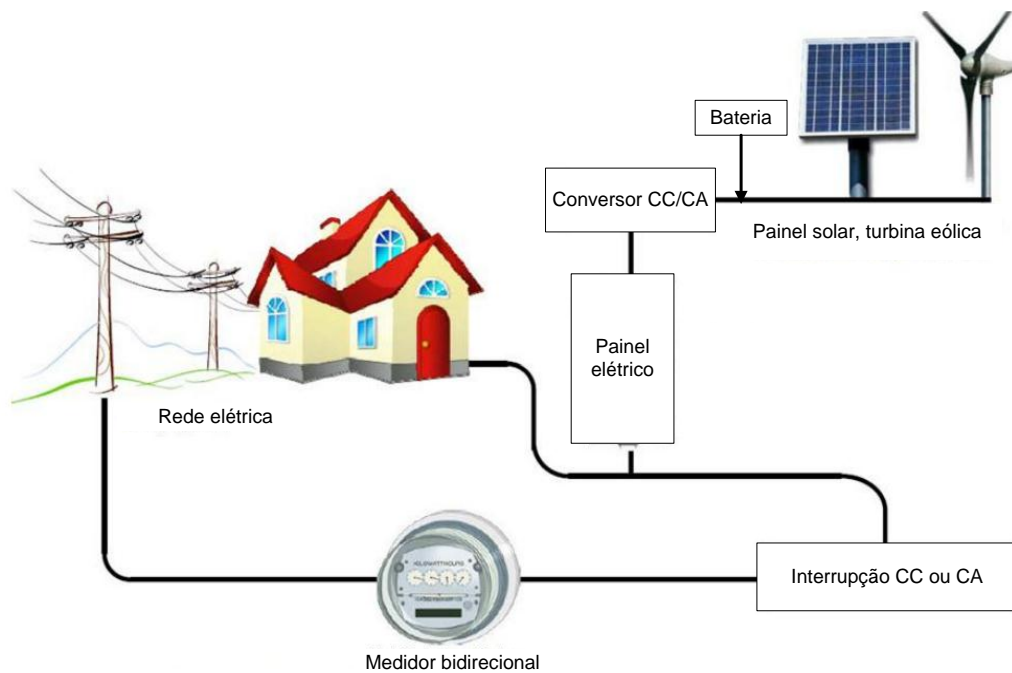


Figura 5.1 – Diagrama esquemático do sistema proposto. Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2011c).

Neste contexto, é aplicada uma metodologia para avaliar os efeitos da aplicação da Tarifa Branca em conjunto com a inserção da geração distribuída (turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos, baterias e conversores) nos consumidores residenciais, mantendo os mesmos hábitos de consumo. É analisada a viabilidade técnica e econômica da instalação da GD nos consumidores, considerando os diferentes preços de tarifa horária e mantendo a mesma curva de carga.

Na Figura 5.2 é apresentada a arquitetura da metodologia proposta, onde são utilizadas as curvas de carga do item 5.3, as tarifas de energia elétrica nas cidades de Santa Maria, Fortaleza e Campo Grande apresentadas no item 5.2, os recursos renováveis para Santa Maria, Fortaleza e Campo Grande, item 5.4, e as tecnologias de GD apresentadas no item 5.5, 5.6, 5.7, 5.8 e 5.9, que são o painel fotovoltaico, turbina eólica, bateria, conversor e aquecedor solar respectivamente.

A utilização da GD é prioridade para o horário de ponta, de modo que o consumo pela rede de energia elétrica se concentre nos horários fora-ponta e intermediário.

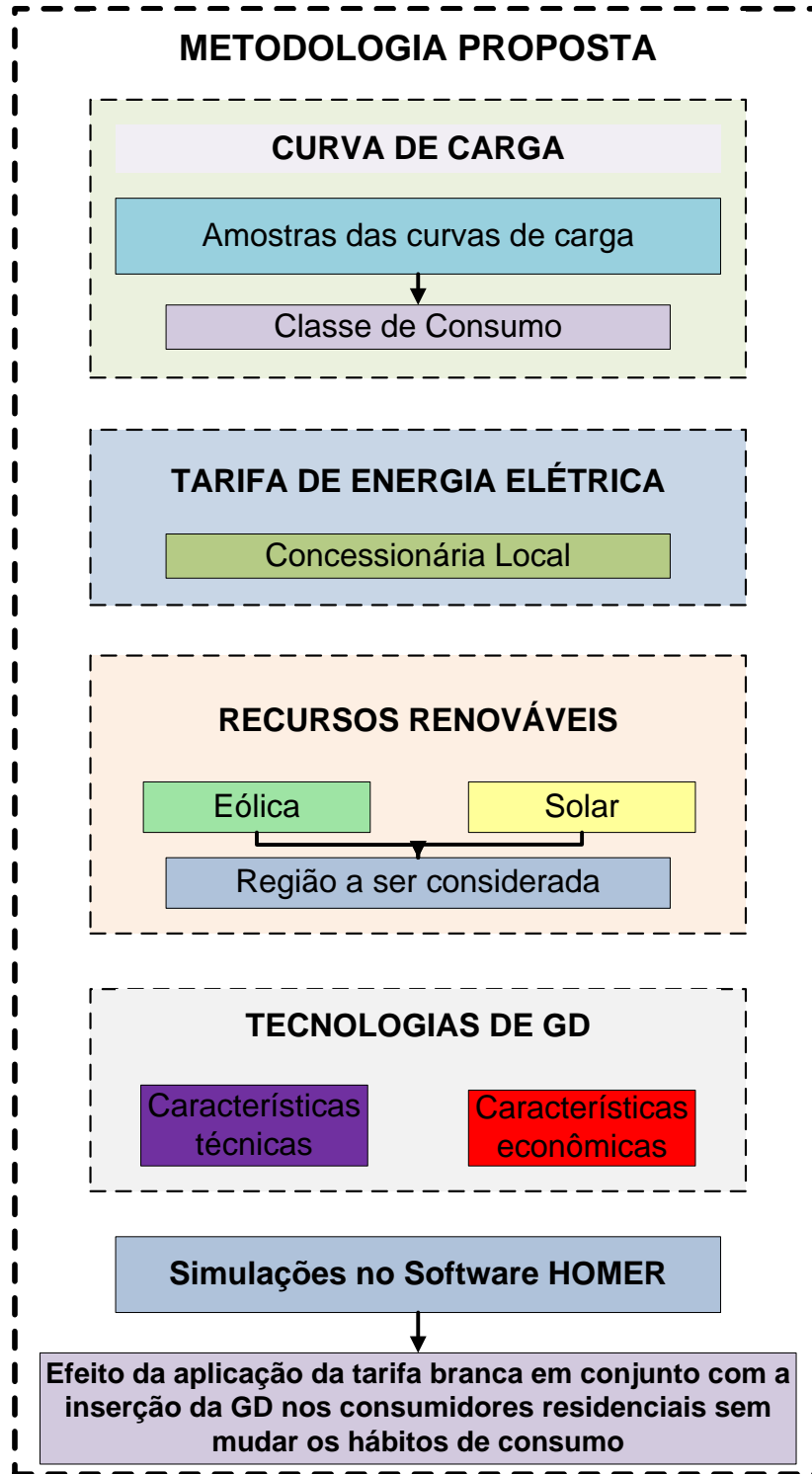


Figura 5.2 – Arquitetura da metodologia proposta.

Para a realização das simulações do sistema em estudo foi utilizado o Software *Hybrid Optimization Model for Electric Renewables* (Homer) desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), para analisar a viabilidade técnica e econômica da utilização da GD com a Tarifa Branca.

5.1 Software Homer

Segundo Almeida e Freire (2008), o software Homer é um modelo de otimização de sistemas híbridos de energia que foi desenvolvido com o objetivo de prever a configuração de sistemas descentralizados, avaliando um grande número de alternativas na busca pela melhor solução. O objetivo é identificar o sistema de menor custo, capaz de suprir a demanda de energia de uma determinada carga.

O software Homer simula a operação do sistema, calculando o balanço energético para cada uma das 8760 horas do ano. Para cada hora, o Homer compara a demanda de energia e a capacidade do sistema em fornecer energia naquela hora, decidindo como vão operar os geradores e as baterias. O sistema de cálculo dos custos engloba os custos de investimento, de reposição dos equipamentos, de combustível e com operação e manutenção. Após a simulação de todas as possíveis configurações, o Homer fornece uma lista de configurações classificadas de acordo com o custo total em valor presente e do custo específico de energia (ALMEIDA e FREIRE, 2008).

O custo total em valor presente é calculado com base na equação (1) (Rodrigues, 2006).

$$C_{NPC} = \frac{C_{ano,tot}}{FRC(i, R_{proj})} \quad (1)$$

Onde: C_{NPC} – custo total em valor presente (net present cost), $C_{ano,tot}$ – custo total anualizado (US\$/ano), FRC – fator de recuperação do capital, i – taxa de desconto (%), R_{proj} – tempo de vida do projeto (anos).

Sendo o fator de recuperação do capital calculado pela equação (2).

$$FRC = i(1 + i)^n \quad (2)$$

Onde: i – taxa de desconto (%), n – número de anos.

O custo total anualizado é estimado a partir da equação (3).

$$C_{ano,tot} = C_{AINV} + C_{AREP} + C_{O\&M} + C_{COMB} \quad (3)$$

Onde: C_{AINV} – custo anualizado do investimento inicial, C_{AREP} – custo anualizado de reposição dos equipamentos, $C_{O\&M}$ – custo anual de operação e manutenção, C_{COMB} – custo anual de combustível.

Sendo o custo anualizado do investimento inicial igual à equação (4).

$$C_{A\,INV} = C_{INV} * FRC \quad (4)$$

O custo da energia, também chamado de índice custo/benefício é calculado pela equação (5).

$$COE = \frac{C_{ano,tot}}{EG} \quad (5)$$

Onde: COE – custo unitário de energia (R\$/kWh), EG – energia anual gerada.

A energia anual gerada é obtida pela equação (6).

$$EG = PI * FC * DI * 8760 \quad (6)$$

Onde: PI – potência instalada, FC – fator de capacidade, DI – fator de disponibilidade.

O primeiro passo do programa é identificar os componentes utilizados na simulação, como mostra a Figura 5.3.

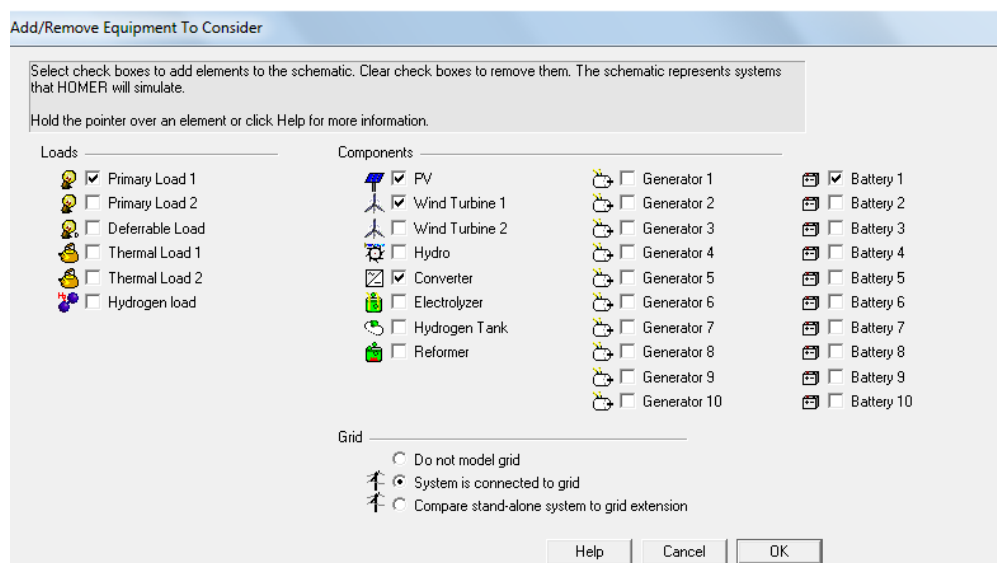


Figura 5.3 – Componentes utilizados na simulação.

O diagrama do sistema em estudo está sendo apresentado na Figura 5.4, composto pela rede elétrica (*grid*), carga (*primary load*), conversores CC-CA (*converter*), painéis fotovoltaicos (PV), geradores eólicos (WM 3.2 – 2 kW) e baterias (H12). Na Figura 5.4 se tem também os recursos solares e eólicos, dados econômicos, sistema de controle.

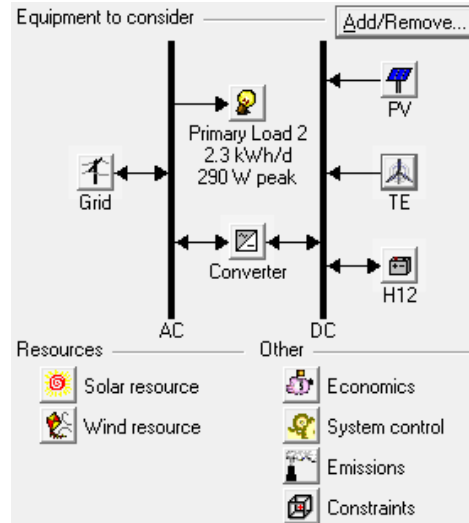


Figura 5.4 – Diagrama do Sistema em Estudo – Utilizando o Software Homer.

Após a identificação dos componentes utilizados o programa delimita quatro classes de entrada:

- tarifas de energia da rede elétrica (*grid*);
- curvas de carga (*Primary Load 2*);
- recursos renováveis (*Resources*);
- tecnologias de geração distribuída (*PV, TE, Converter, H12*);

5.2 Tarifas de energia da rede de energia elétrica

As simulações da metodologia proposta são feitas para as cidades de Santa Maria (RS), Fortaleza (CE) e Campo Grande (MS). As tarifas utilizadas nas simulações da cidade de Santa Maria, Rio Grande do Sul são da AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. que estão sendo apresentadas na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Valor das tarifas de energia elétrica da concessionária AES SUL.

Tarifas	Preço (R\$/kWh)
Convencional	0,2622
Branca Ponta	0,5226
Branca Intermediária	0,2810
Branca Fora Ponta	0,2156

Fonte: ANEEL, 2013.

Observando a Tabela 5.1 nota-se que a Tarifa Branca no posto ponta é 99,31% maior do que a tarifa convencional, a tarifa intermediária é 7,17% maior que a tarifa convencional e a tarifa fora de ponta é 17,77% menor do que a tarifa convencional, concluindo-se que para que haja uma diminuição dos custos com eletricidade, utilizando a Tarifa Branca em comparação com a convencional, o sistema terá que utilizar a GD no horário de ponta e intermediário, e no horário fora ponta utilizar a rede da concessionária.

As tarifas utilizadas nas simulações da cidade de Fortaleza, Ceará são da Companhia Energética do Ceará (Coelce) que são apresentadas na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Valor das tarifas de energia elétrica da concessionária COELCE.

Tarifas	Preço (R\$/kWh)
Convencional	0,3528
Branca Ponta	0,7255
Branca Intermediária	0,4542
Branca Fora Ponta	0,2703

Fonte: ANEEL, 2012f.

As tarifas utilizadas nas simulações da cidade de Campo Grande, Mato Grosso do Sul, são da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul (Enersul) que são apresentadas na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Valor das tarifas de energia elétrica da concessionária Enersul.

Tarifas	Preço (R\$/kWh)
Convencional	0,3264
Branca Ponta	0,6523
Branca Intermediária	0,4099
Branca Fora Ponta	0,2561

Fonte: ANEEL, 2013a.

Para a entrada dos valores de tarifa no software Homer é só clicar na *grid* e colocar os valores.

5.3 Curvas de Cargas

Cada tipo de consumidor apresenta um tipo de carga padrão. Os consumidores residenciais apresentam um comportamento de consumo relativamente uniforme durante o dia e durante o período da noite o consumo cresce consideravelmente, esse período é denominado de pico do sistema.

Para obtenção das curvas de cargas residenciais foram utilizadas amostras reais de cada faixa de consumo, obtendo-se cinco perfis de carga, um para cada classe de consumo.

5.3.1 Carga para classe de 31 a 100 kWh

A curva de carga da classe de 31 a 100 kWh é representada pela média horária de 44 amostras reais, que resultaram no perfil típico diário para os dias úteis, mostrado na Figura 5.5 e o perfil típico diário para sábados, domingos e feriados, mostrado na Figura 5.6.

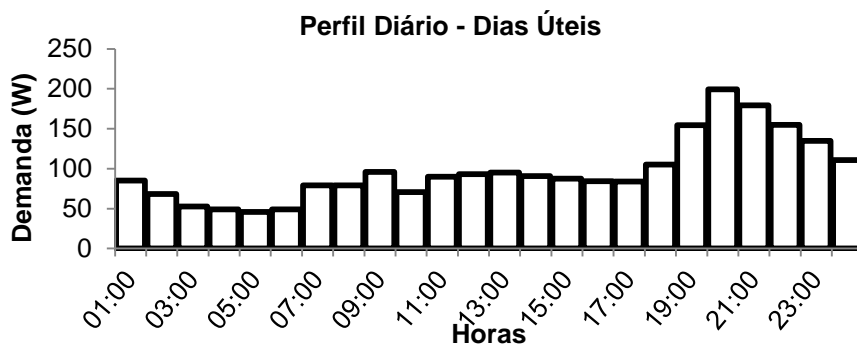


Figura 5.5 – Perfil diário (dias úteis) para classe de 31 a 100 kWh.

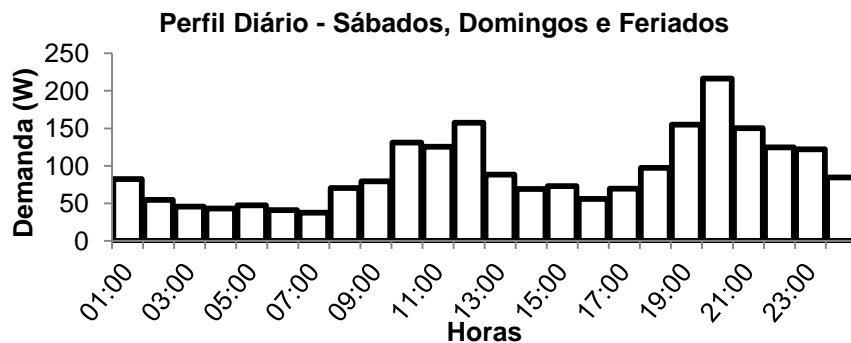


Figura 5.6 – Perfil diário (sábados, domingos e feriados) para classe de 31 a 100 kWh.

5.3.2 Carga para classe de 101 a 160 kWh

Para a classe 101 a 160 kWh foram utilizadas 40 amostras reais, que resultaram no perfil típico diário para os dias úteis, mostrado na Figura 5.7 e o perfil típico diário para sábados, domingos e feriados, mostrado na Figura 5.8.

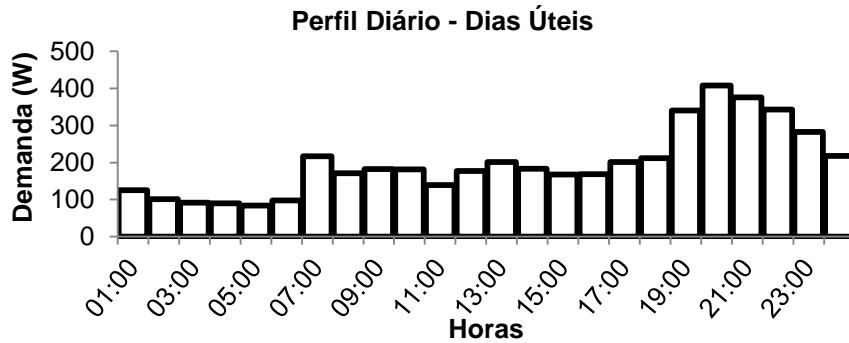


Figura 5.7 – Perfil diário (dias úteis) para classe de 101 a 160 kWh.

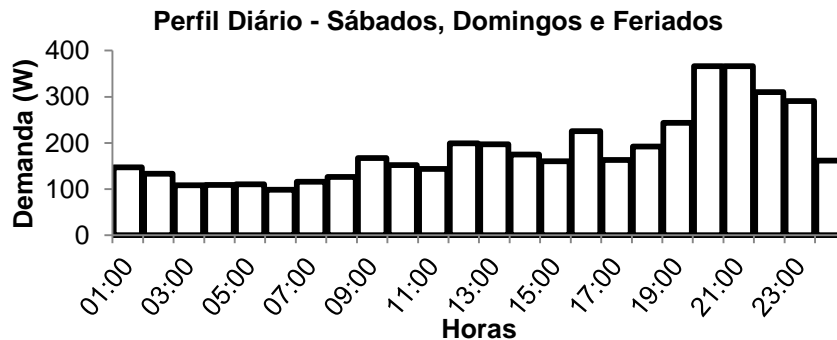


Figura 5.8 – Perfil diário (sábados, domingos e feriados) para classe de 101 a 160 kWh.

5.3.3 Carga para classe de 161 a 300 kWh

A curva de carga da classe de 161 a 300 kWh é representada pela média horária de 25 amostras reais, que resultaram no perfil típico diário para os dias úteis, mostrado na Figura 5.9 e o perfil típico diário para sábados, domingos e feriados, mostrado na Figura 5.10.

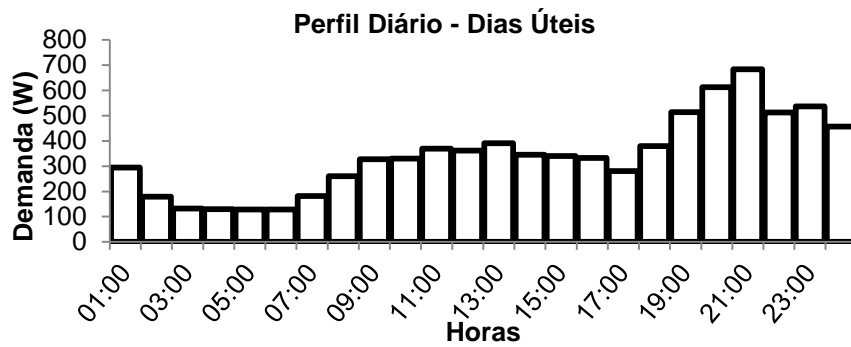


Figura 5.9 – Perfil diário (dias úteis) para classe de 161 a 300 kWh.

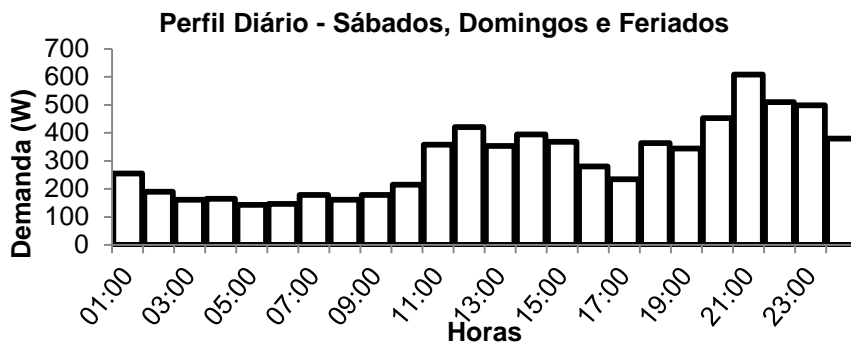


Figura 5.10 – Perfil diário (sábados, domingos e feriados) para classe de 161 a 300 kWh.

5.3.4 Carga para classe de 301 a 500 kWh

Para classe 301 a 500 kWh foram utilizadas 23 amostras reais, que resultaram no perfil típico diário para os dias úteis, mostrado na Figura 5.11 e o perfil típico diário para sábados, domingos e feriados, mostrado na Figura 5.12.

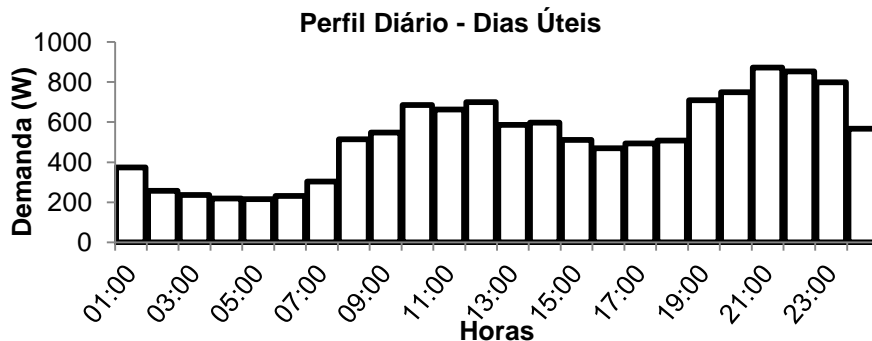


Figura 5.11 – Perfil diário (dias úteis) para classe de 301 a 500 kWh.

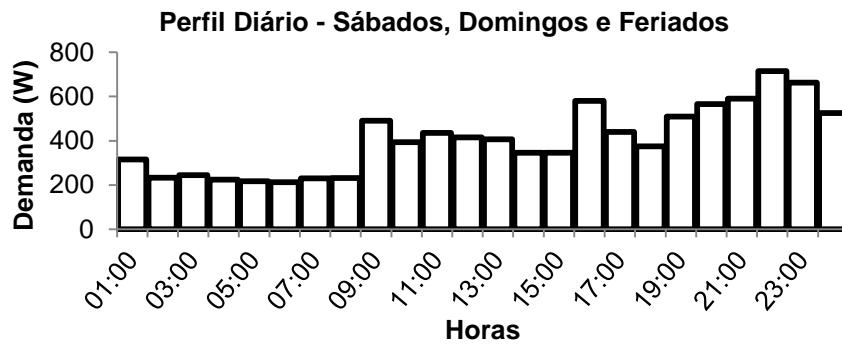


Figura 5.12 – Perfil diário (sábados, domingo e feriados) para classe de 301 a 500 kWh.

5.3.5 Carga para classe acima de 500 kWh

Para classe acima de 500 kWh foram utilizadas 16 amostras reais, que resultaram no perfil típico diário para os dias úteis, mostrado na Figura 5.13 e o perfil típico diário para sábados, domingos e feriados, mostrado na Figura 5.14.

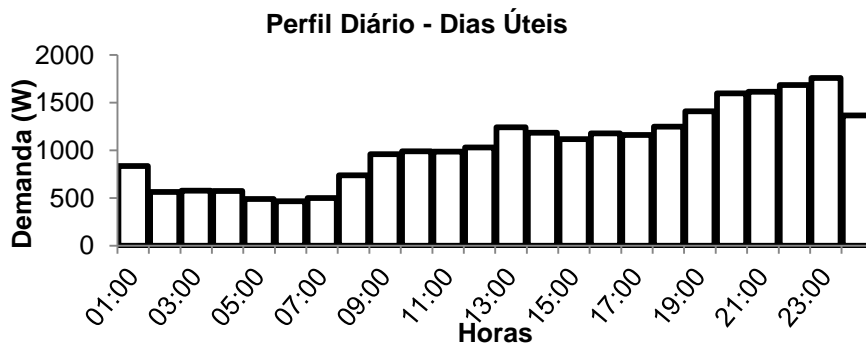


Figura 5.13 – Perfil diário (dias úteis) para classe acima de 500 kWh.

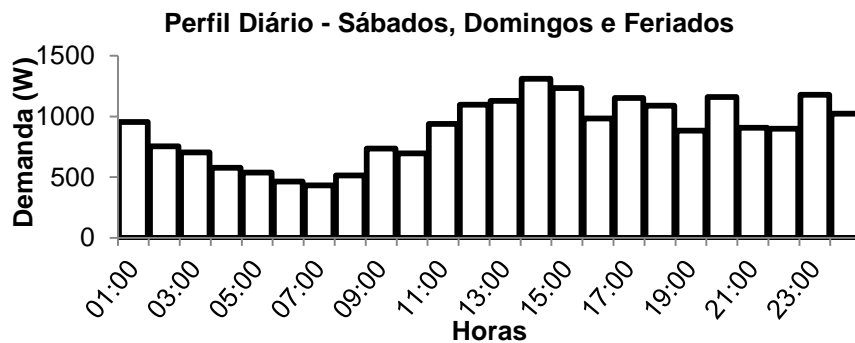


Figura 5.14 – Perfil diário (sábados, domingos e feriados) para classe acima de 500 kWh.

Percebe-se que todas as curvas de carga apresentadas têm um comportamento de consumo mais uniforme durante o dia e durante o período de pico, o consumo cresce consideravelmente.

5.3.6 Carga utilizando coletores solares

Para obtenção da curva de carga utilizando coletores solares, foi utilizada a faixa de consumo de 161 a 300 kWh, onde houve uma diminuição da carga nos horários de ponta do sistema, como é mostrado na Figura 5.15 e Figura 5.16.

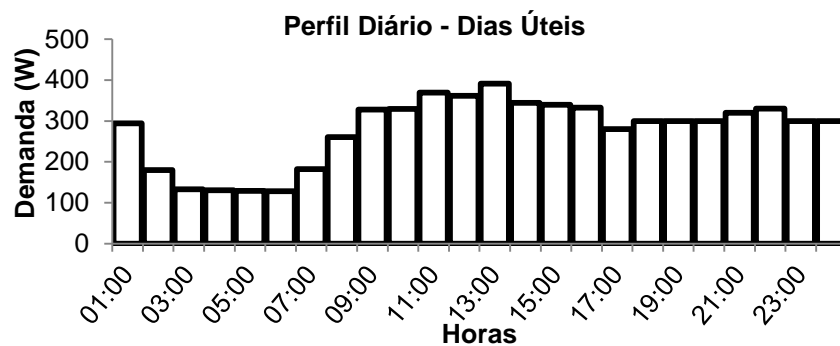


Figura 5.15 - Perfil diário (dias úteis) para carga utilizando coletores solares.

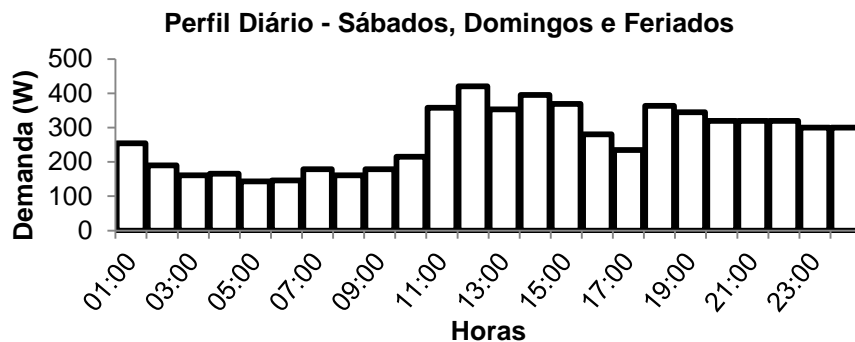


Figura 5.16 - Perfil diário (sábados, domingos e feriados) para carga com coletores solares.

5.4 Recursos Renováveis

Os dados de radiação solar foram obtidos através do próprio software Homer, o programa se destina ao cálculo da irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional a partir dos dados de latitude e longitude.

Os recursos solares foram utilizados para três regiões do Brasil: (a) Santa Maria, Rio Grande do Sul, mostrado na Figura 5.17 (b) Fortaleza, Ceará, mostrado na Figura 5.19 (c) Campo Grande, Mato Grosso do Sul mostrado na Figura 5.20.

Na Figura 5.18 está sendo apresentada a radiação solar diária na cidade de Santa Maria no mês de janeiro, através dos valores de entrada de radiação solar por mês o software Homer calcula a radiação solar diária, através de uma constante atribuída do próprio software.

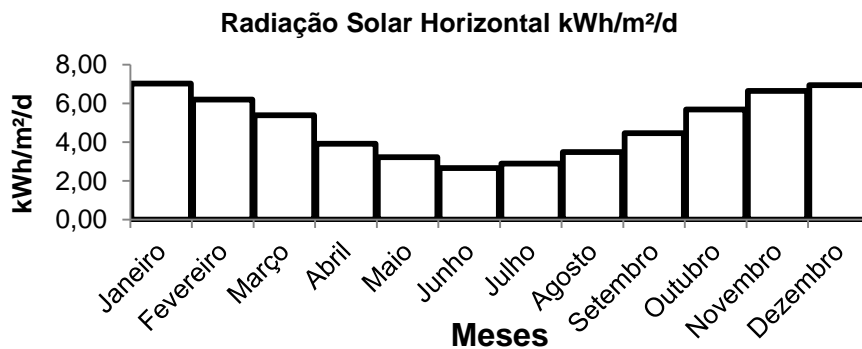


Figura 5.17 - Radiação solar em Santa Maria. Fonte: (HOMER, 2013).

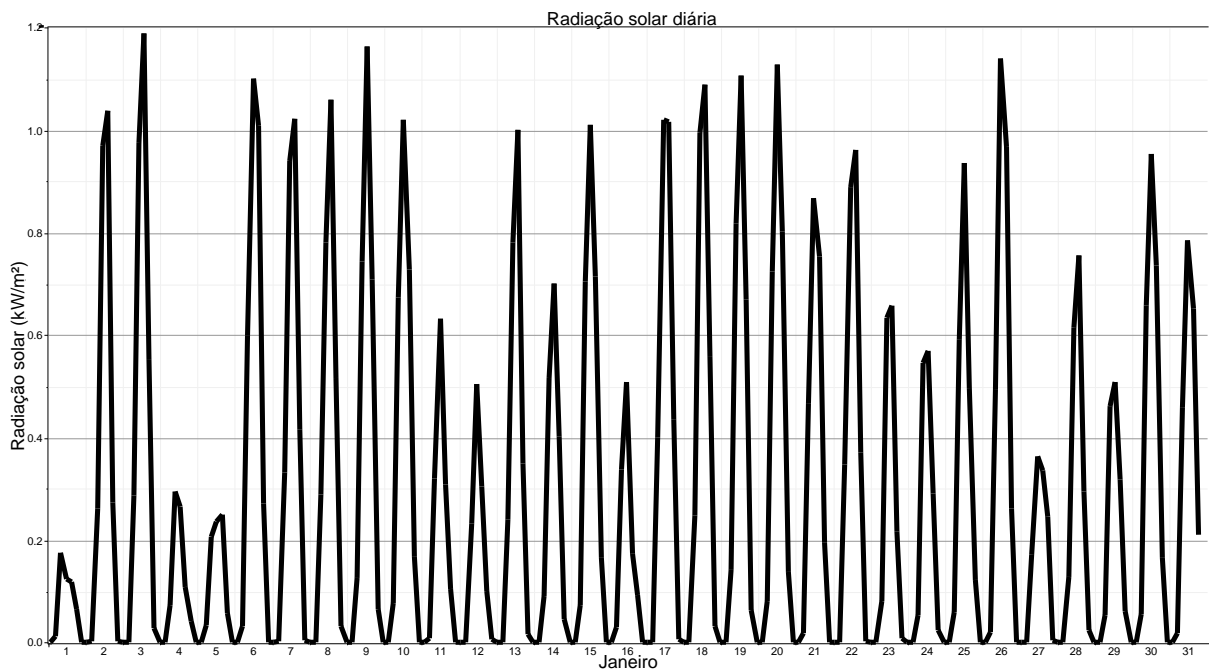


Figura 5.18 – Radiação solar diária na cidade de Santa Maria no mês de Janeiro

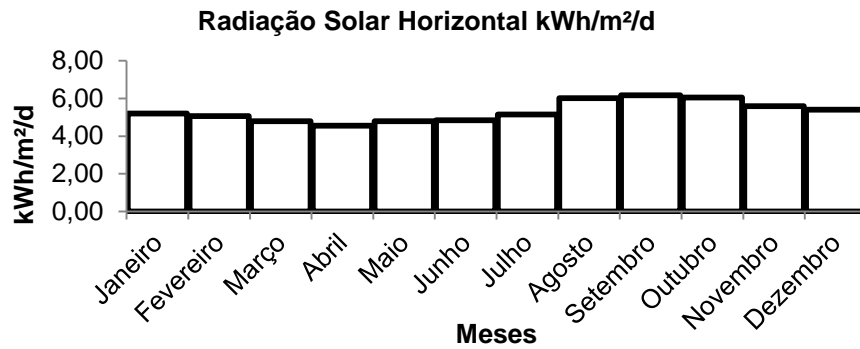


Figura 5.19 - Radiação solar em Fortaleza, Ceará. Fonte: (HOMER, 2013).

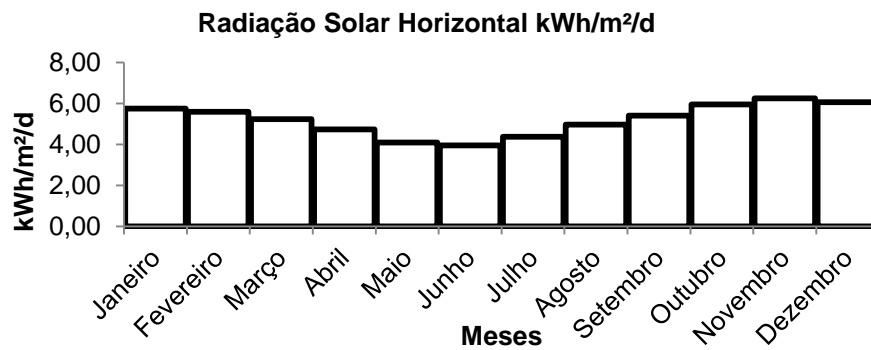


Figura 5.20 - Radiação Solar em Campo Grande, Mato Grosso do Sul. Fonte: (HOMER, 2013).

Pela análise da Figura 5.17, Figura 5.19 e Figura 5.20, percebe-se que o nível de radiação solar diária varia bastante de uma região do país para outra. Na região sul o nível de radiação é maior nos meses de outubro a maio, já na região nordeste e na região centro-oeste o nível de radiação solar diária permanece bem uniforme.

Os dados referentes aos recursos eólicos levaram em consideração as mesmas regiões que os recursos solares, sendo que para a obtenção da velocidade média dos ventos foi utilizado o Windfinder. O Windfinder é especializado em observações e previsões de vento, ondas, marés e condições meteorológicas relacionadas ao vento (WINDFINDER, 2013). Na Figura 5.21, Figura 5.23 e Figura 5.24 são apresentadas as velocidades médias dos ventos para Santa Maria, Fortaleza e Campo Grande respectivamente.

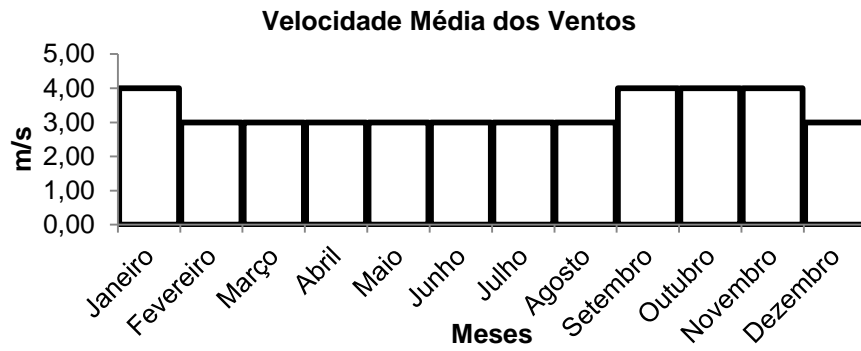


Figura 5.21 – Velocidade média dos ventos em Santa Maria, Rio Grande do Sul. Fonte: (WINDFINDER, 2013).

Na Figura 5.22 está sendo apresentada a velocidade média dos ventos na cidade de Santa Maria no mês de novembro, através dos valores de entrada de velocidade média dos ventos por mês, o software Homer calcula a velocidade diária dos ventos, através de uma constante atribuída do próprio software.

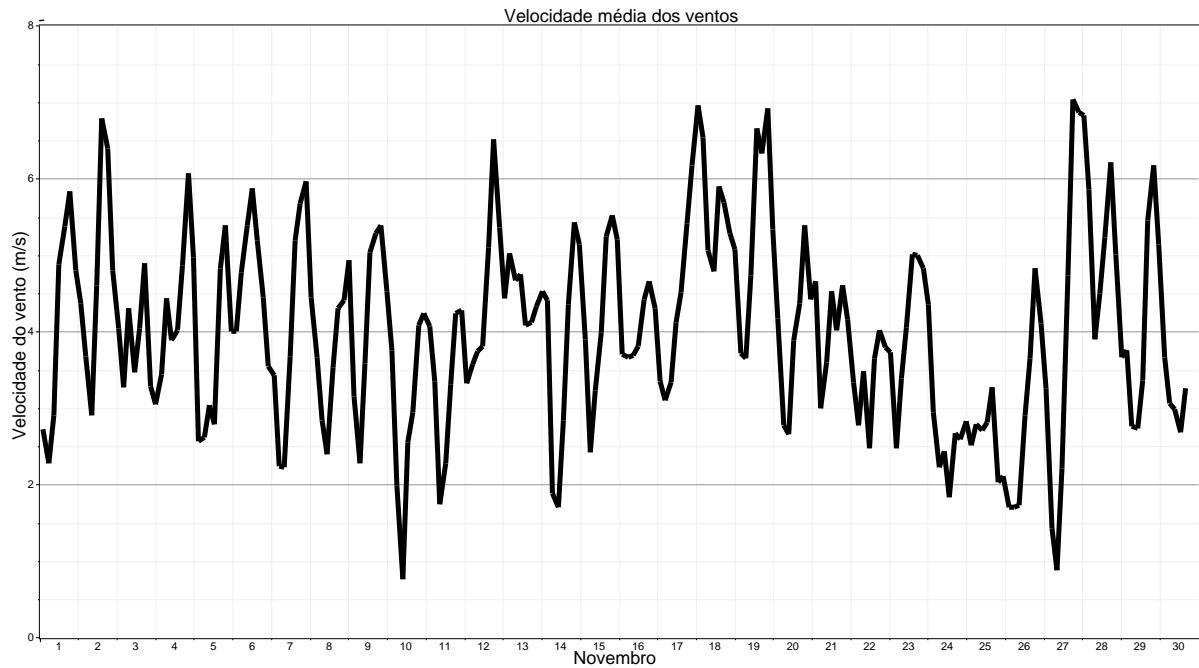


Figura 5.22 – Velocidade média dos ventos diária em Santa Maria no mês de novembro.

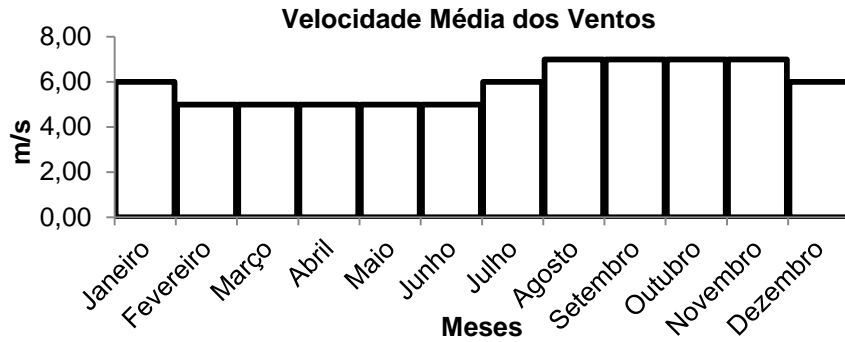


Figura 5.23 – Velocidade média dos ventos em Fortaleza, Ceará. Fonte: (WINDFINDER, 2013).

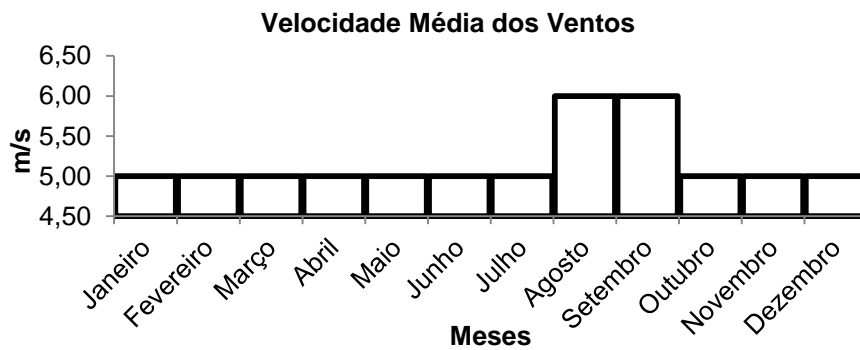


Figura 5.24 – Velocidade média dos ventos em Campo Grande, Mato Grosso do Sul. Fonte: (WINDFINDER, 2013).

Pela análise da Figura 5.21, Figura 5.23 e Figura 5.24 percebe-se que a diferença de velocidade dos ventos pelos meses do ano difere de uma região para outra, sendo que a maior média anual é encontrada em Fortaleza, Ceará e a menor média em Santa Maria, Rio Grande do Sul.

5.5 Painel Fotovoltaico

Para as análises experimentais, dentre os três painéis utilizados nas simulações e apresentados no item 4.3.2.6, foi escolhido o painel JT235PCe, da marca Jetion Solar. Este painel apresenta melhor desempenho em relação ao perfil de carga utilizado nas simulações.

O Software Homer propicia uma modelagem adequada do painel, com a possibilidade de cadastrar suas propriedades técnicas e econômicas. Nas simulações considerou-se uma quantidade de 0 a 10 painéis, para que o Homer

escolha a melhor dentre as opções, e vida útil de 25 anos, conforme é apresentado na Figura 5.25.

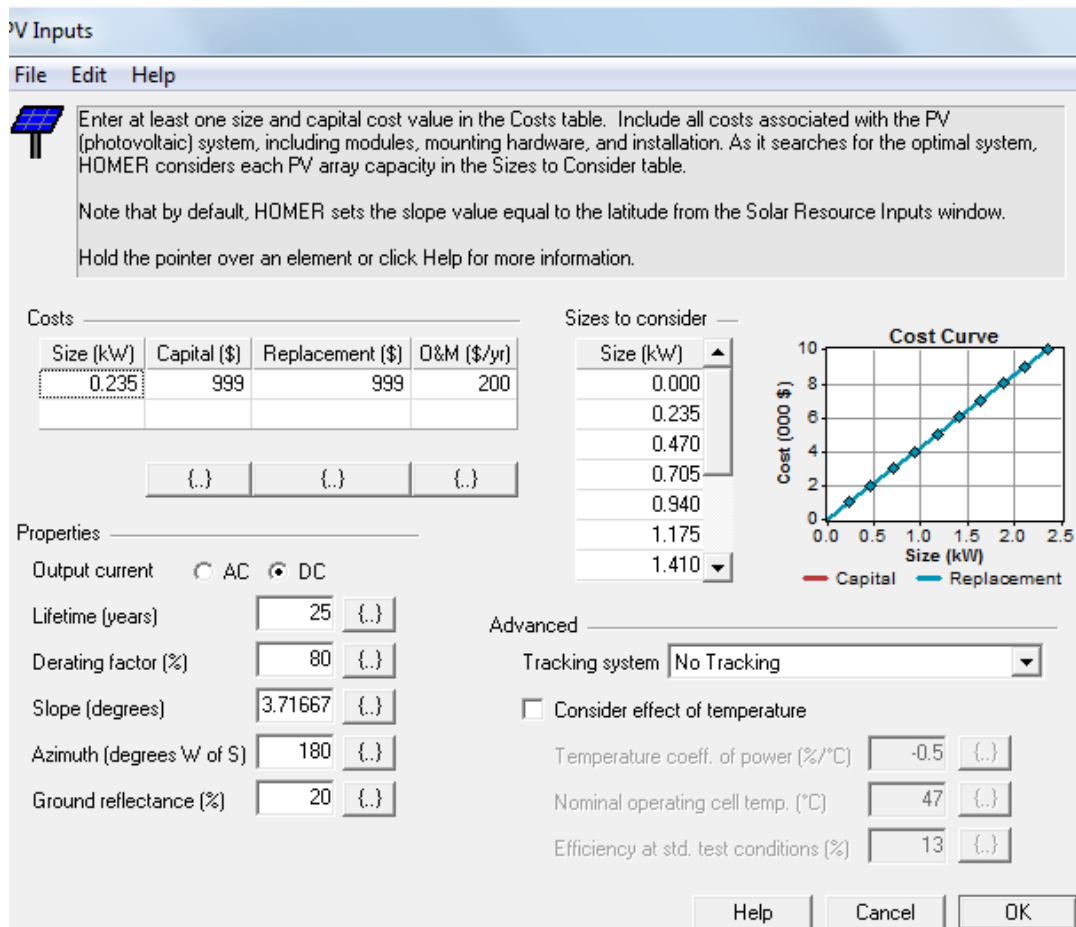


Figura 5.25 – Propriedades técnicas e econômicas do painel utilizado

5.6 Turbina Eólica

Para as análises experimentais escolheu-se a turbina Ista Breeze 500 W, da marca Ista Breeze, dentre as apresentadas no item 4.3.1.5. Tal escolha deu-se em razão dessa turbina apresentar melhor desempenho em relação ao perfil de carga utilizado nas simulações.

O Software Homer propicia uma modelagem adequada da turbina eólica, com a possibilidade de cadastrar suas propriedades técnicas e econômicas. Nas simulações considerou-se uma quantidade de 0 a 12 turbinas, para que o Homer escolha a melhor dentre as opções, e vida útil de 25 anos, conforme é apresentado na Figura 5.26.

Wind Turbine Inputs

File Edit Help

Choose a wind turbine type and enter at least one quantity and capital cost value in the Costs table. Include the cost of the tower, controller, wiring, installation, and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each quantity in the Sizes to Consider table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Turbine type: **TE** Details... New... Delete

Turbine properties

Abbreviation: Eólic (used for column headings)
 Rated power: 0.5 kW DC
 Manufacturer:
 Website:

Costs

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1	1000	1000	100
	{.}	{.}	{.}

Other

Lifetime (yrs) 25 {.
 Hub height (m) 10 {.

Sizes to consider

Quantity
0
1
2
3
4
5
6

Power Curve

Cost Curve

Help Cancel OK

Figura 5.26 – Propriedades técnicas e econômicas da turbina utilizada

5.7 Bateria

Com relação as análises experimentais foi escolhida a bateria estacionária Moura Clean 12MF220 (220AH), em razão da sua capacidade nominal e do preço ser mais atrativo.

O Software Homer propicia uma modelagem adequada da bateria, com a possibilidade de cadastrar suas propriedades técnicas e econômicas. Nas simulações considerou-se uma quantidade de 0 a 10 baterias, para que o Homer escolha a melhor dentre as opções, e vida útil de 4 anos, conforme é apresentado na Figura 5.27. Na Figura 5.28 são apresentados os detalhes das propriedades técnicas da bateria.

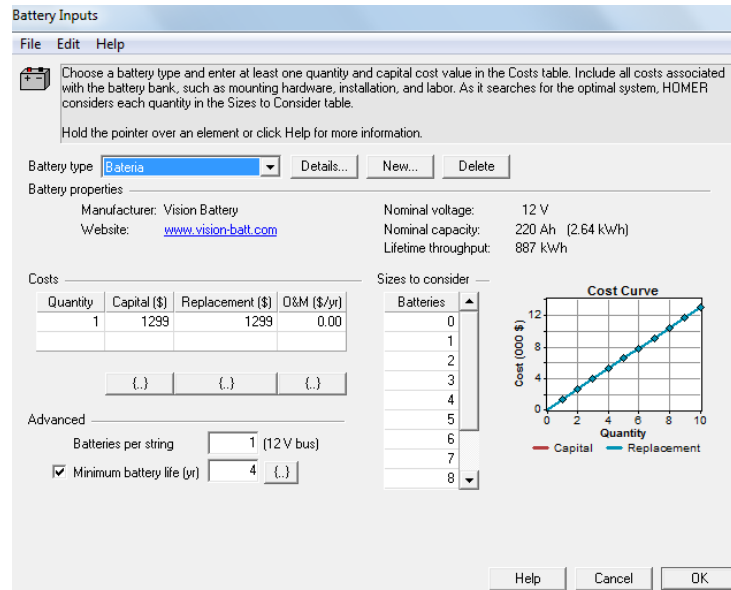


Figura 5.27 - Propriedades técnicas e econômicas da bateria

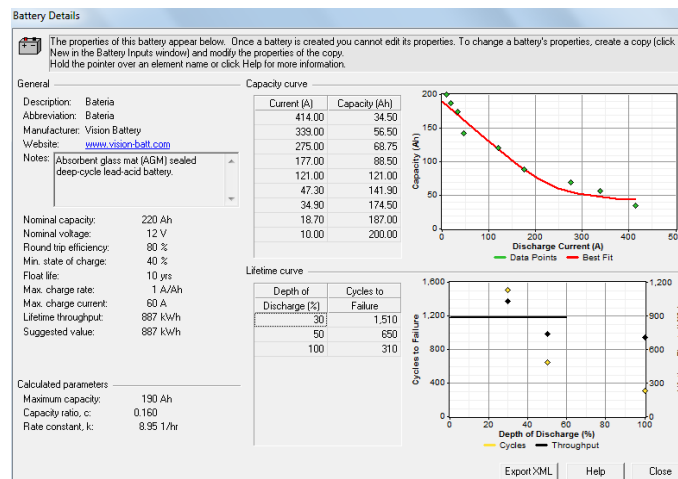


Figura 5.28 – Detalhes das propriedades técnicas da bateria

5.8 Conversor CC/CA – Inversor

Para as análises experimentais escolheu-se o conversor Hayonik 12Vcc/220Vca – 1000 W.

Verifica-se que o software Homer propicia uma modelagem adequada do conversor, com a possibilidade de cadastrar suas propriedades técnicas e econômicas. Nas simulações é considerada uma quantidade de 0 a 10 conversores, para que o Homer escolha a melhor dentre as opções, e vida útil de 15 anos, conforme é apresentado na Figura 5.29.

Converter Inputs

File Edit Help

A converter is required for systems in which DC components serve an AC load or vice-versa. A converter can be an inverter (DC to AC), rectifier (AC to DC), or both.

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the converter, such as hardware and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each converter capacity in the Sizes to Consider table. Note that all references to converter size or capacity refer to inverter capacity.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Costs			
Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1.000	539	539	0
(.)	(.)	(.)	(.)

Sizes to consider

Size (kW)
0.000
1.000
2.000
3.000
4.000
5.000
6.000

Cost Curve

Cost (000 \$)

Size (kW)

Capital Replacement

Inverter inputs

Lifetime (years) 15 (.)

Efficiency (%) 90 (.)

Inverter can operate simultaneously with an AC generator

Rectifier inputs

Capacity relative to inverter (%) 100 (.)

Efficiency (%) 85 (.)

Help Cancel OK

Figura 5.29 - Propriedades técnicas e econômicas do conversor

5.9 Aquecedor Solar

O propósito do trabalho é também analisar o sistema de GD juntamente com a utilização do aquecedor solar independente para aquecimento de água. Desta forma, tem se uma alteração no perfil de carga pela redução ou não uso do chuveiro elétrico.

O aquecedor solar utilizado foi o Belosol, o aquecedor possui um kit com capacidade de fornecimento de água com um reservatório de 200 litros, preço de R\$ 769,00. Na Figura 5.30 está sendo mostrado o aquecedor solar Belosol com reservatório térmico e duas placas coletoras.

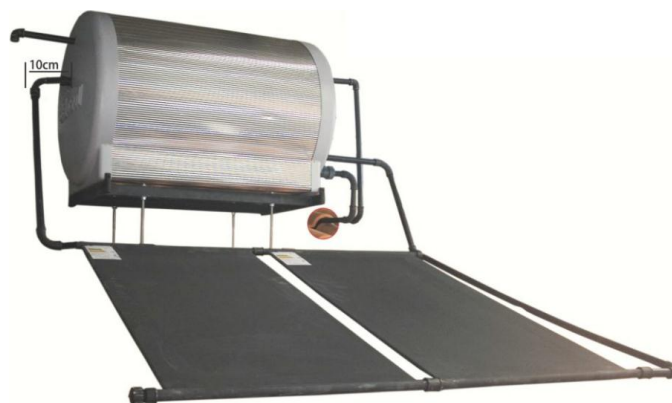


Figura 5.30 – Aquecedor solar Belosol com reservatório térmico e duas placas coletoras. Fonte: (BELOSOL, 2013).

6 ANÁLISE DE RESULTADOS

Como estudos de caso consideraram-se vários cenários analisando os custos da Tarifa Branca e a inserção de GD, sem a mudança de hábitos de consumo por parte dos consumidores. Os modelos de carga, geração e tarifa utilizados nas simulações são os apresentados no capítulo 5.

A proposta é verificar se há vantagem econômica na utilização da Tarifa Branca em conjunto com a GD para três regiões do Brasil, analisando diferentes faixas de consumo. A Figura 5.4 ilustra a configuração dos sistemas utilizados nas simulações.

6.1 Parâmetros da simulação

Primeiramente foi feita uma relação de estudos de casos, analisando os parâmetros da simulação e os tipos de análise, os parâmetros são os dados econômicos: vida útil do projeto de 25 anos, recursos naturais: recursos eólicos e solares para a região escolhida e tecnologias de GD: tipo de painel, turbina, bateria, conversor e coletor solar, foram feitos quatro tipos de análise: 1) rede e a tarifa branca, 2) rede e a tarifa convencional, 3) rede, tarifa branca e a GD e 4) rede, tarifa convencional e a GD. O Software Homer faz as simulações e trás como melhor resultando aquele que atende a carga e tem o menor VPL (valor presente líquido) para os 25 anos de projeto. Na Figura 6.1 está sendo apresentada a relação de estudos de casos.

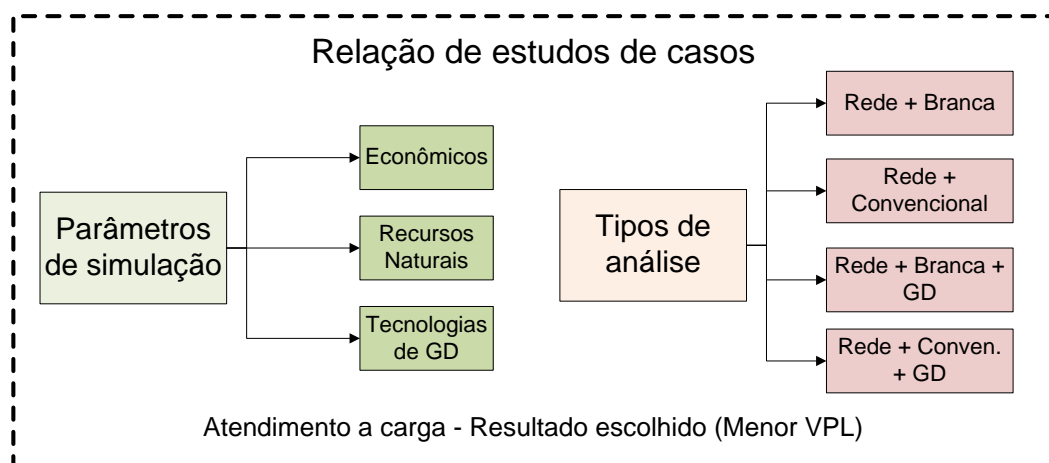


Figura 6.1 – Relação de estudos de casos.

6.2 Análise de custos da utilização da Tarifa Branca em conjunto com a inserção de GD

Para análise de custos da utilização da Tarifa Branca em conjunto com a GD são feitas 18 simulações de acordo com as faixas de consumo e as regiões consideradas. As curvas de cargas utilizadas são apresentadas no item 5.3 e os recursos solares e eólicos no item 5.4. A Tabela 6.1 apresenta as simulações para cada faixa de consumo de acordo com a região considerada.

Tabela 6.1 – Simulações para cada faixa de consumo de acordo com a região considerada.

Faixas de Consumo	Cidades
31 a 100 kWh	Santa Maria, Fortaleza e Campo Grande
101 a 160 kWh	Santa Maria, Fortaleza e Campo Grande
161 a 300 kWh	Santa Maria, Fortaleza e Campo Grande
301 a 500 kWh	Santa Maria, Fortaleza e Campo Grande
Acima de 500 kWh	Santa Maria, Fortaleza e Campo Grande
161 a 300 kWh utilizando coletor solar	Santa Maria, Fortaleza e Campo Grande

A Tabela 6.1 mostra as faixas de consumo consideradas nas simulações, bem como as cidades.

Para um melhor entendimento será abordado os resultados para faixa de 301 a 500 kWh e para faixa de 161 a 300 kWh utilizando coletor solar, em Santa Maria, Fortaleza e Campo Grande.

6.2.1 Faixa de 301 a 500 kWh

Para faixa de consumo de 301 a 500 kWh foi utilizada a curva de carga para dias úteis, Figura 5.11, e a curva de carga para sábados, domingos e feriados, Figura 5.12. Para esta faixa de consumo foram feitas simulações para a cidade de Santa Maria, Fortaleza e Campo Grande.

6.2.1.1 Santa Maria, Rio Grande do Sul

Para as simulações na cidade de Santa Maria foram utilizados os recursos solares apresentados na Figura 5.17 e a velocidade média dos ventos apresentada na Figura 5.21. Esses dados são inseridos no “resources” do software Homer. Após inserir as tecnologias de GD, seu preço e a quantidade de cada um, se calcula a melhor alternativa. Na Figura 6.2 está sendo apresentada a configuração do sistema utilizando a Tarifa Branca, bem como os melhores resultados.

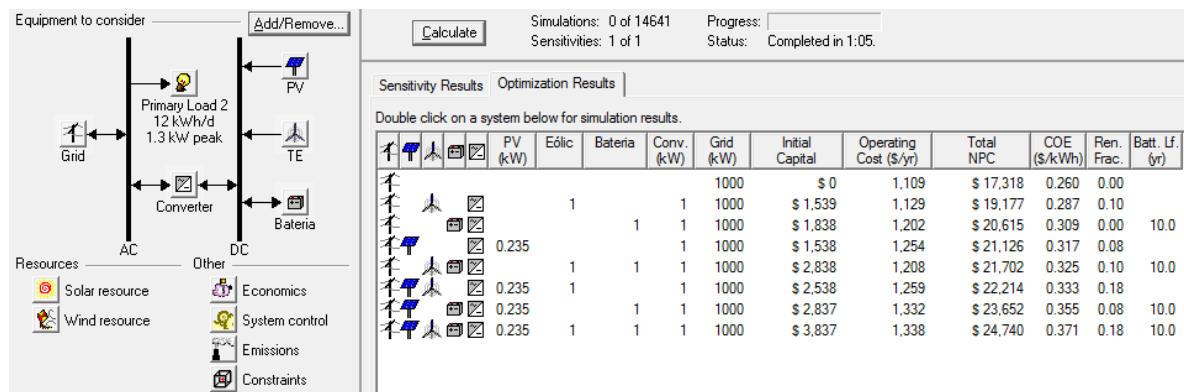


Figura 6.2 – Simulação da tarifa branca para Santa Maria, faixa de consumo de 301 a 500 kWh.

O software Homer faz as simulações para todas as quantidades de equipamentos e apresenta os melhores resultados. Pela análise da Figura 6.2, o melhor resultado só utiliza a rede de energia elétrica (1000 kW), pois é o que tem o menor valor total (R\$ 17.318,00) para os 25 anos de projeto. O segundo melhor resultado utiliza a rede de energia elétrica (1000 kW), turbina eólica (1) e o conversor (1 kW), capital inicial de R\$ 1539,00, custo de operação de R\$ 1129,00 e um custo total de R\$ 19176,00.

Neste caso, a GD em conjunto com a Tarifa Branca não se torna vantajosa, a utilização apenas da rede de energia elétrica apresenta os menores custos. Fazendo a comparação com a tarifa convencional, para este perfil de carga na cidade de Santa Maria, o custo com a tarifa convencional é de R\$ 17.492,00.

6.2.1.2 Fortaleza, Ceará

Para a cidade de Fortaleza, os recursos solares utilizados são os apresentados na Figura 5.19 e os recursos eólicos na Figura 5.23. A Figura 6.3

apresenta a configuração do sistema com a tarifa branca, bem como os melhores resultados.

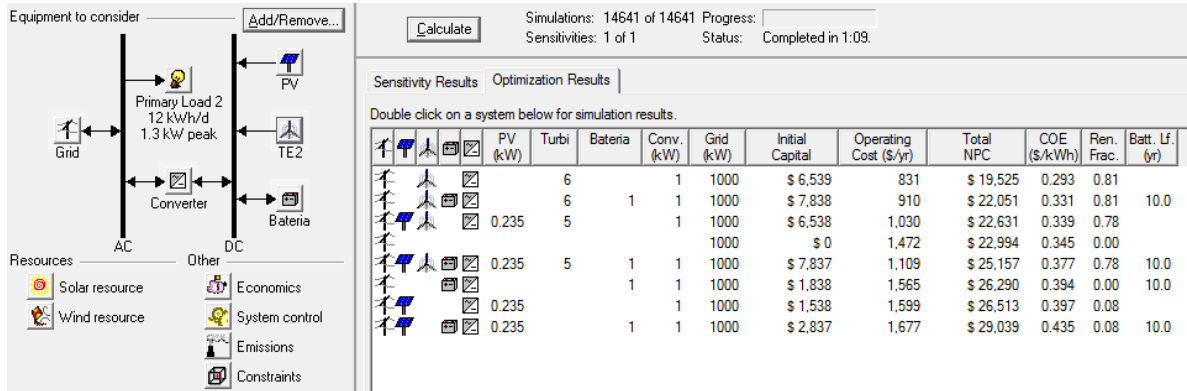


Figura 6.3 - Simulação da tarifa branca para Fortaleza, faixa de consumo de 301 a 500 kWh.

A Figura 6.3 apresenta o melhor resultado a utilização da rede de energia elétrica (1000 kW), turbina eólica (6) e conversor (1 kW), com um capital inicial de R\$ 6539,00, custo de operação de R\$ 831,00 e um custo total de R\$ 19.525,00. Fazendo a comparação com a tarifa convencional para este perfil de carga, na cidade de Fortaleza, o custo com a tarifa convencional em conjunto com a GD é de R\$ 20.144,00.

A Figura 6.4 ilustra o resumo do fluxo de caixa para este cenário.

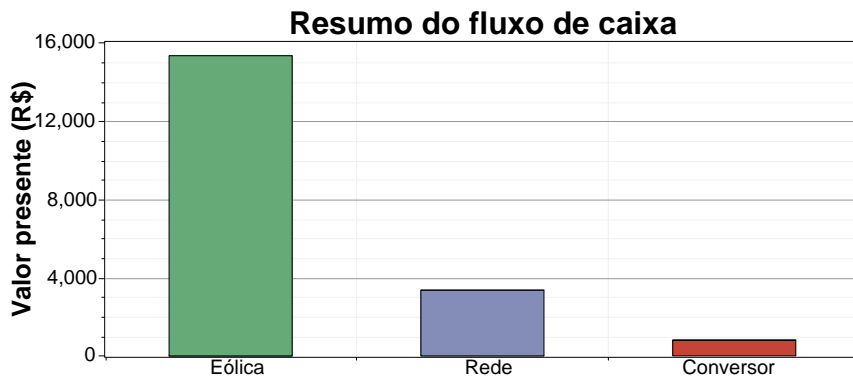


Figura 6.4 – Resumo do fluxo de caixa para faixa de consumo de 301 a 500 kWh em Fortaleza

Conforme se verifica, Figura 6.4, o maior custo é com as turbinas eólicas, a rede de energia elétrica ficou com o segundo maior custo, seguida do conversor. Já a Figura 6.5 apresenta o fluxo de caixa para os 25 anos de projeto.

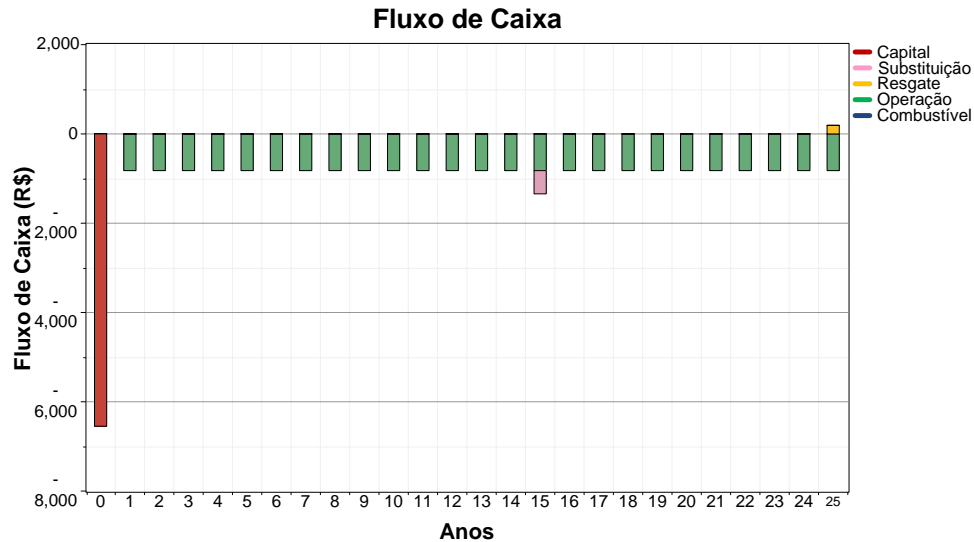


Figura 6.5 – Fluxo de caixa para faixa de consumo de 301 a 500 kWh em Fortaleza

Pela análise da Figura 6.5 se percebe que o custo com capital só é feito no primeiro ano, valor em torno de R\$ 6.539,00, o custo de operação (R\$ 831,00) tem do segundo ano até o último, no ano 15 tem o custo de substituição do conversor (R\$ 539,00), já que este tem vida útil de 15 anos.

Na Figura 6.6 está sendo apresentada a produção média de eletricidade por mês para faixa de consumo de 301 a 500 kWh na cidade de Fortaleza.

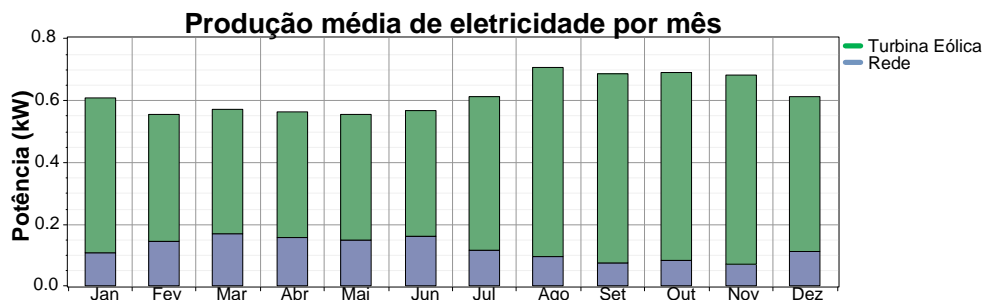


Figura 6.6 – Produção média de eletricidade por mês para faixa de consumo de 301 a 500 kWh em Fortaleza

Na Figura 6.6, se verifica que os meses que houve uma maior utilização da rede de energia elétrica foram os meses de fevereiro a junho, em razão da velocidade média dos ventos ser menor nestes meses.

Na Figura 6.7 está sendo apresentado o comportamento dos componentes do sistema no mês de julho para faixa de consumo de 301 a 500 kWh na cidade de Fortaleza, em preto é a carga, em verde a turbina eólica e em azul a rede de energia elétrica.

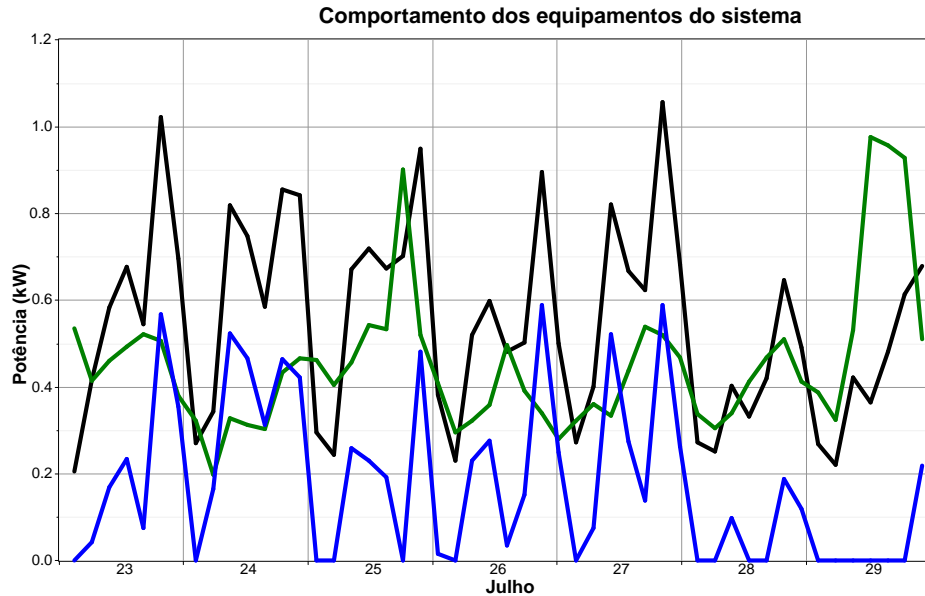


Figura 6.7 – Perfil de geração e perfil de carga para faixa de consumo de 301 a 500 kWh na cidade de Fortaleza

A Figura 6.7 apresenta o atendimento a carga (preto) pela rede de energia elétrica (azul), bem como da turbina eólica (verde).

6.2.1.3 Campo Grande, Mato Grosso do Sul

Para a cidade de Campo Grande, os recursos solares utilizados são os apresentados na Figura 5.20 e os recursos eólicos na Figura 5.24. A Figura 6.8 apresenta a configuração do sistema com a tarifa branca, bem como os melhores resultados.

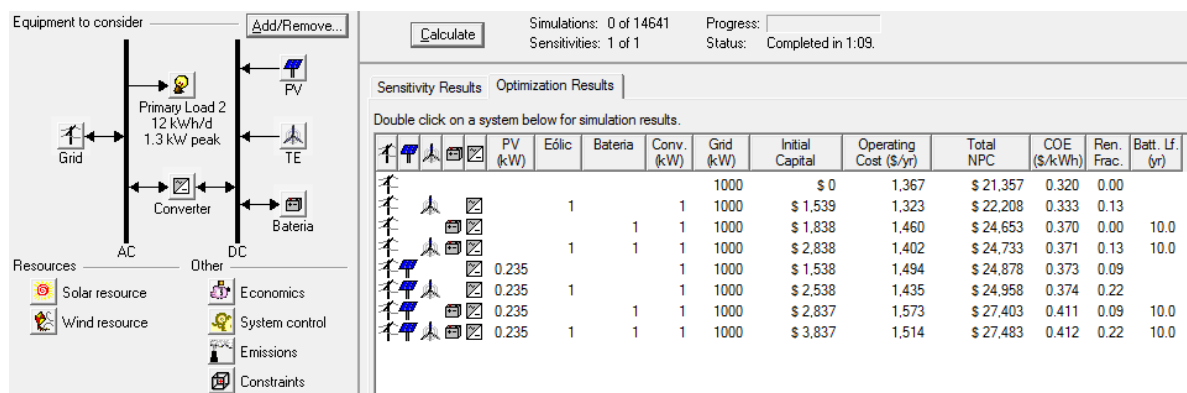


Figura 6.8 - Simulação da tarifa branca para Campo Grande, faixa de consumo de 301 a 500 kWh.

A Figura 6.8 trás como melhor resultado só a utilização da rede de energia elétrica com a tarifa branca, com um custo total de R\$ 21.357,00. Como segunda

opção se tem a utilização da rede de energia elétrica, turbina eólica (1) e conversor (1 kW), com um custo total de R\$ 22.208,00. Fazendo a comparação com a tarifa convencional, para este perfil de carga na cidade de Campo Grande, o custo com a tarifa convencional é de R\$ 21.775,00.

6.2.2 Carga utilizando coletores solares

A proposta do trabalho é também verificar o uso da GD juntamente com o sistema independente de aquecimento de água. Para demonstrar esta análise foi escolhida a faixa de 161 a 300 kWh. Para esta simulação foi utilizada a curva de carga para dias úteis, Figura 5.15, e a curva de carga para sábados, domingos e feriados, Figura 5.16.

Nas simulações com o coletor solar é necessário atribuir o valor do coletor nas simulações, como um custo fixo, neste caso de R\$ 769,00.

6.2.2.1 Santa Maria, Rio Grande do Sul

Com a utilização do coletor solar na cidade de Santa Maria, para faixa de consumo de 161 a 300 kWh, na Figura 6.9 está sendo apresentado o resultado com a Tarifa Branca.

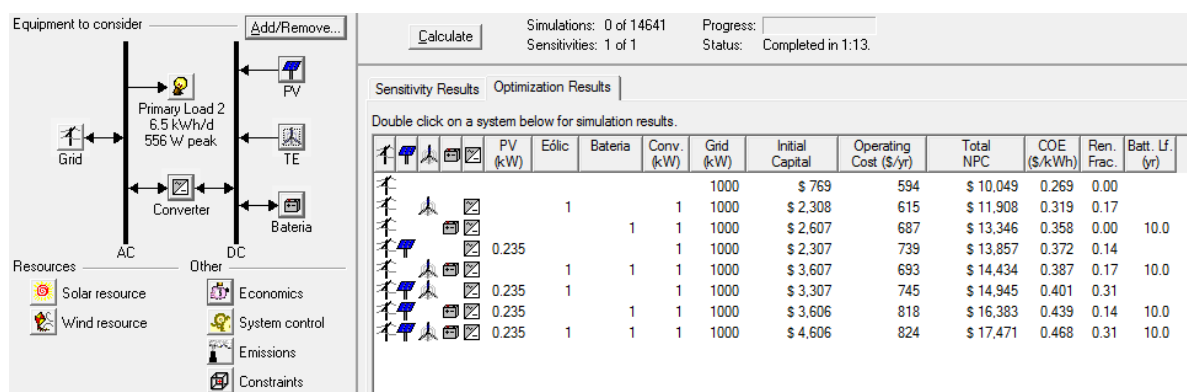


Figura 6.9 – Resultado da Tarifa Branca para Santa Maria, utilizando coletor solar.

Pela Figura 6.9 se observa que o melhor resultado é a utilização apenas da rede de energia elétrica utilizando a Tarifa Branca, com um custo de R\$ 10.049,00. Com a tarifa convencional esse custo é de R\$ 10.539,00.

6.2.2.2 Fortaleza, Ceará

Para as simulações na cidade de Fortaleza utilizando coletor solar, para faixa de consumo de 161 a 300 kWh, na Figura 6.10 está sendo apresentado os resultados com a Tarifa Branca.

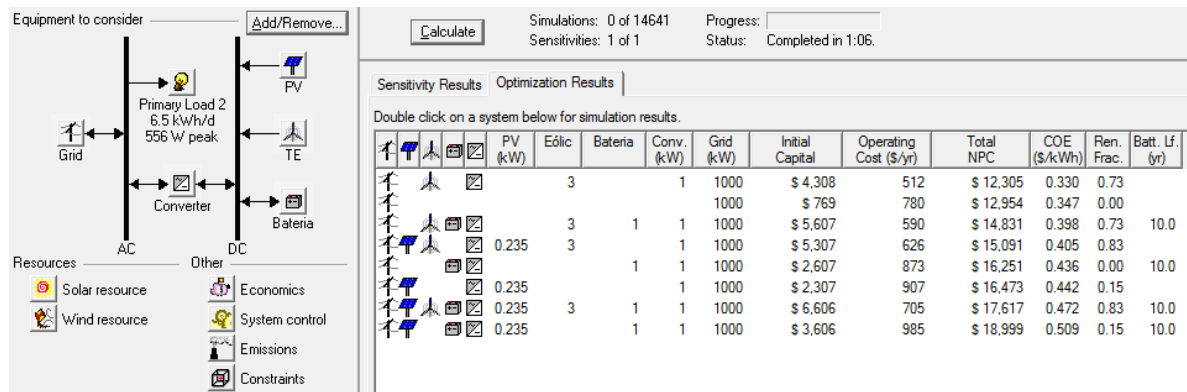


Figura 6.10 – Resultado da tarifa branca para Fortaleza, utilizando coletor solar.

Pela análise da Figura 6.10 se tem que o melhor resultado é a utilização da rede de energia elétrica (1000 kW), turbina eólica (3) e conversor (1 kW), com custo de R\$ 12.305,00. Utilizando a tarifa convencional o custo é de R\$ 12.457,00.

6.2.2.3 Campo Grande, Mato Grosso do Sul

Para as simulações na cidade de Campo Grande utilizando coletor solar, para faixa de consumo de 161 a 300 kWh, na Figura 6.11 está sendo apresentado os resultados com a Tarifa Branca.

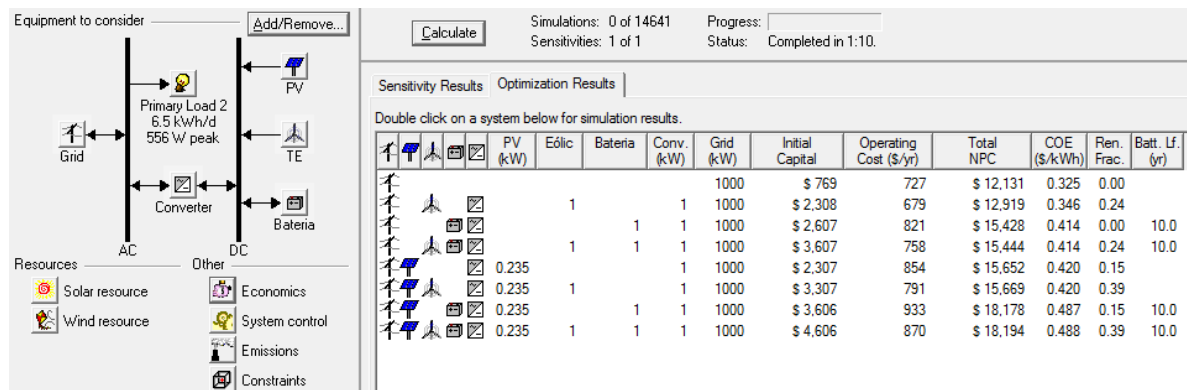


Figura 6.11 – Resultado da Tarifa Branca para Campo Grande, utilizando coletor solar.

Na Figura 6.11, o melhor resultado é só com a utilização da rede de energia elétrica com um custo de R\$ 12.131,00. Utilizando a tarifa convencional o preço é de R\$ 12.926,00.

6.3 Comparação de resultados

Na Tabela 6.2 está sendo apresentado o melhor resultado para cada faixa de consumo de acordo com a região considerada.

Tabela 6.2 – Melhor resultado para cada faixa de consumo de acordo com a região considerada

	Santa Maria	Fortaleza	Campo Grande
Faixa de 31 a 100 kWh	Convencional (R\$ 3.439,00)	Branca (R\$ 4.625,00)	Convencional (R\$ 4.281,00)
Faixa de 101 a 160 kWh	Convencional (R\$ 6.937,00)	Branca + GD (2 turbinas eólicas e 1 conversor) (R\$ 9.266,00)	Convencional + GD (3 turbinas eólicas e 1 conversor) (R\$ 8.462,00)
Faixa de 161 a 300 kWh	Convencional (R\$ 11.796,00)	Branca + GD (4 turbinas eólicas e 1 conversor) (R\$ 13.759,00)	Convencional + GD (5 turbinas eólicas e 1 conversor) (R\$ 13.640,00)
Faixa de 301 a 500 kWh	Branca (R\$ 17.318,00)	Branca + GD (6 turbinas eólicas e 1 conversor) (R\$ 19.525,00)	Branca (R\$ 21.357,00)
Faixa acima de 500 kWh	Branca (R\$ 35.572,00)	Branca + GD (11 turbinas eólicas e 2 conversores) (R\$ 39.932,00)	Convencional + GD (11 turbinas eólicas e 1 conversor) (R\$ 43.794,00)
Coletor solar - 161 a 300 kWh	Branca (R\$ 10.049,00)	Branca + GD (3 turbinas eólicas e 1 conversor) (R\$ 12.305,00)	Branca (R\$ 11.362,00)

Conforme apresentado na Tabela 6.2 dos 18 cenários analisados sem redução de custo da GD, apenas quatro deles tem o melhor resultado como sendo a Tarifa Branca com GD, estes quatro cenários são na cidade de Fortaleza, onde a velocidade média dos ventos é maior.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

7.1 Principais contribuições

A ANEEL regulamentou duas resoluções normativas relacionadas às redes elétricas inteligentes (*Smart Grid*), uma delas é a nova modalidade tarifária para os consumidores residenciais de BT, denominada de Tarifa Branca, e a outra resolução é a conexão da GD nos sistemas de distribuição de energia elétrica. A primeira foi criada com o objetivo de aliviar o sistema elétrico no horário de maior carregamento do mesmo, para que haja uma postergação nos investimentos da rede de distribuição, e a segunda foi criada com o objetivo de que os consumidores pudessem ser agentes ativos no sistema de distribuição, com a utilização das fontes renováveis.

As duas resoluções normativas vão impactar nos consumidores residenciais de BT. Estes consumidores não possuem uma tarifa com distinção horária de consumo de energia elétrica, eles são faturados por uma única tarifa, acarretando em elevados custos em função de um maior carregamento do sistema em horários específicos do dia, apresentando assim, um comportamento típico de carga com valores elevados no horário de ponta, o que resulta em custos de expansão do sistema de distribuição para atendimento de pequenos períodos de ponta.

O maior desafio da utilização da Tarifa Branca é o gerenciamento da demanda, visto que não é só uma dificuldade por razões culturais, mas também da grande necessidade em utilizar a energia elétrica no período de ponta do sistema. Em relação à GD, o grande desafio é a viabilidade econômica quando se utiliza a tarifa convencional, pelo fato da tarifa possuir o mesmo valor de tarifa independente das horas do dia. Uma alternativa aos consumidores é a utilização da GD em conjunto com a Tarifa Branca, a GD seria utilizada nos horários de maior carregamento do sistema, fazendo com que haja uma redução de custos com energia elétrica para o consumidor, além dos benefícios para o sistema elétrico, tais como a postergação de investimentos em expansão no sistema de distribuição e transmissão, redução no carregamento das redes e melhoria no nível de tensão.

Deste modo, através dos dados reais de uma concessionária, foram obtidas curvas de carga dos consumidores residenciais por faixa de consumo, os recursos naturais utilizados foram à radiação solar, que foi obtida através do software Homer, a partir dos dados de latitude e longitude o software faz o cálculo da irradiação solar diária média mensal e para a velocidade média dos ventos foi utilizado o Windfinder que é um serviço especializado em observações e previsões de vento, ondas, marés e condições meteorológicas relacionadas ao vento, de acordo com os recursos naturais foram escolhidas as tecnologias de GD (painéis fotovoltaicos, micro turbinas eólicas, conversores e baterias), analisando suas características técnicas e econômicas, com esta base de dados em conjunto com o software Homer foram simulados diversos cenários com o objetivo de analisar a viabilidade técnica e econômica quanto a utilização da geração distribuída explorando a Tarifa Branca.

Assim, de acordo com cinco faixas de consumo e as cidades consideradas na simulação, foram obtidos quinze resultados através da utilização do software Homer, sendo que em apenas quatro destes a utilização da Tarifa Branca em conjunto com a GD se tornou economicamente viável, estes resultados são encontrados na cidade de Fortaleza, onde a velocidade média dos ventos e o valor das tarifas de energia elétrica são mais elevados, quando comparada com a cidade de Santa Maria e Campo Grande.

Além da utilização das cinco faixas de consumo, foram simulados três cenários com a utilização de coletores solares, em Fortaleza a Tarifa Branca com inserção de GD se torna a melhor alternativa, já em Santa Maria e Campo Grande a melhor alternativa é só com a utilização da Tarifa Branca.

Para regiões onde os recursos naturais não são abundantes a utilização da GD não se torna viável, porém, é natural que com o aumento significativo de inserção de GD nos sistemas de distribuição e, conseqüentemente, o aumento de fornecedores, os preços tendem a se reduzir tornando sua utilização viável em curto e médio prazo.

Finalizando, a metodologia apresentada obteve um panorama da aplicação da modalidade tarifária branca em conjunto com a inserção de GD nos consumidores residenciais de BT, sem haver a mudança de hábitos de consumo por parte destes. Os resultados obtidos variam de região para região, havendo um melhor resultado

para regiões do país onde os recursos naturais são mais abundantes e onde o valor da tarifa é mais alto.

7.2 Sugestões de trabalhos futuros

Há uma série de aspectos que podem ser estudados e inseridos na metodologia proposta, as simulações podem compreender outras regiões do Brasil, podem ser escolhidas outras tecnologias de GD, como por exemplo, a biomassa e outras curvas de cargas, como por exemplo, para consumidores comerciais.

Este trabalho, também pode servir de base aos consumidores que desejam colocar GD em suas residências, visando à criação de uma ferramenta que possa ser utilizada com o intuito de obter a melhor solução de acordo com a curva de carga do consumidor e da região onde se pretende inserir a GD.

Além disso, pode ser feito um estudo da geração distribuída contemplando o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS).

7.3 Trabalhos publicados

Ao longo deste trabalho foram publicados e apresentados 3 artigos científicos, em eventos nacionais e internacionais, cuja relação segue:

- **ISGT – LA’13 – II IEEE Power Energy Society Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America.**

Título do trabalho: “Impact of New Policies of Microgeneration and Electricity Tariff for Residential Consumers in LV Network”.

Data/Local: 15 a 17 de abril de 2013. São Paulo, Brasil.

- **CBQEE’13 – X Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica.**

Título do trabalho: “Impacto de Microgeração e Tarifa Branca nos Sistemas de Baixa Tensão”.

Data/Local: 24 a 28 de junho de 2013. Araxá, Minas Gerais – Brasil.

- **SNPTEE'13 – XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.**

Título do trabalho: “Impacto da Tarifa Branca e da Geração Distribuída nos Consumidores Residenciais”.

Data/Local: 13 a 16 de outubro de 2013. Brasília, Distrito Federal – Brasil.

REFERÊNCIAS

ALBUQUERQUE, F. L. et al. **Análise da Curva de Carga em Prédios Públicos com Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Dotados de Compensação de Potência Reativa**. IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2012. Disponível em: <<http://www.swge.inf.br/anais/sbse2012/PDFS/ARTIGOS/96699.PDF>> Acesso em: 09 de set. 2013.

ALMEIDA, S. C. A.; FREIRE, R. L. **Geração de Energia Elétrica através de um Sistema Híbrido Diesel-Eólico para um Hospital**. Congresso Internacional sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rural (AGRENER GD), 2008.

AMÊNDOLA, C. A. M. **Contribuição ao estudo de aerogeradores de velocidade e passo variáveis com gerador duplamente alimentado e sistema de controle difuso**. 2007. 216 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica – Área de Concentração Sistemas Elétricos de Potência) – Escola Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2007.

ANEEL, Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 2. ed. – Brasília: ANEEL, 2005.

_____. **ANEEL Tarifa Branca**. ANEEL, 2012d. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=781&idPerfil=4>>. Acesso em: 09 out. 2013.

_____. **Nota Técnica nº 362/2010**. Estrutura Tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica - Sinal econômico para a baixa tensão. ANEEL, 2010. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_362_2010_sre-srd-aneel.pdf>. Acesso em: 17 de set. 2012.

_____. **Nota Técnica nº 311/2011**. SRE-SRD/ANEEL - Estrutura tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica. ANEEL, 2011. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/nren2011464.pdf>>. Acesso em: 23 de out. 2012.

_____. **Nota Técnica nº 0025/2011**. SRD-SRC-SRG-SCG-SEM-SRE-SPE/ANEEL -. ANEEL, 2011c. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/042/documento/nota_tecnica_0025_gd.pdf>. Acesso em: 04 de out. 2012.

_____. **Nota Técnica nº 197**. Tarifa Horária Branca - Baixa Tensão Parâmetro kz. ANEEL, 2012c. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/029/resultado/nota_tecnica_-_tarifa_branca_-_resultado_ap_29.pdf>. Acesso em: 07 de out. 2013.

_____. **Resolução Homologatória nº 1300**. Homologia resultado da terceira revisão tarifária COELCE. ANEEL, 2012f. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/002/resultado/reh20121300_revisao_coelce.pdf>. Acesso em: 25 de nov. 2013.

_____. **Resolução Homologatória nº 1514.** Homologia resultado da terceira revisão tarifária AES SUL. ANEEL, 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20131514.pdf>>. Acesso em: 12 de ago. 2013.

_____. **Resolução Homologatória nº 1505.** Homologia resultado da terceira revisão tarifária ENERSUL. ANEEL, 2013a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20131505.pdf>>. Acesso em: 12 de ago. 2013.

_____. **Resolução Normativa nº 464,** de 22 de novembro de 2011. ANEEL, 2011b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011464.pdf>>. Acesso em: 14 de out. 2013.

_____. **Resolução Normativa nº 502.** Regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B. ANEEL, 2012e. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012502.pdf>>. Acesso em: 14 de out. 2013.

_____. **Resolução Normativa nº 482,** de 17 de abril de 2012. ANEEL, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 03 set. 2012.

_____. **Submódulo 7.1 e 7.2.** Procedimentos Gerais (PRORET). ANEEL, 2012a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=702>>. Acesso em: 02 out. de 2013.

ARAÚJO, M. A. et al. **Protection of the distribution lines against lightning overvoltages by surge arrester in the context of distributed generation and smart grids.** Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On , vol., no., pp. 1,7, 15-17 April 2013.

BELOSOL, Aquecedor solar para banho. Disponível em: <<http://www.thermosystem.com.br/-repositorio/Manuais/manual-aquecedor-belosol-rev3.pdf>>. Acesso em: 30 de nov. 2013.

BANDEIRANTE - Bandeirante Energia S.A. (1999). **“Programa anual de combate ao desperdício de energia elétrica - Ciclo 1998/1999”.** Relatório Final. Brasil.

BENEDITO, R. S. **Caracterização da geração distribuída por meio de Sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnicos econômicos e regulatórios.** 2009. 108 f. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

BENEDITO, R.; ZILLES, R. **O problema da inserção da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos em unidades consumidores de baixa tensão no Brasil.** Avances en Energias Renovables Y Medio Ambiente, 2011. Disponível em: <<http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2011/Artigos%20de%20Periodicos/beneditoproblema.pdf>> Acesso em: 17 de set. 2013.

BOARD, Ontario Energy. **Ontario Smart Price Pilot,** 2007. Disponível em: <www.ontarioenergyboard.ca>. Acesso em: 10 de set. 2013.

BUENO, E. A. B.; UTUBEY, W.; HOSTT, R. R. **Evaluating the Effect of the White Tariff on a Distribution Expansion Project in Brazil**. Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On , vol., no., pp. 1,8, 15-17 April 2013.

CAMARGO, I. et al. **Os Motivadores Brasileiros para as Redes Inteligentes**. Metering International Latin America, 11-13.

CARDOSO, A. D. **Gerenciador de consumo e demanda de energia elétrica em baixa tensão**. 2006. 74 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Guaratinguetá, 2006. Disponível em: <http://www.athena.biblioteca.unesp.br/exlibris/bd/beg/33004080027P6/2006/cardoso_ad_me_guara.pdf>. Acesso em: 11 de jun. 2013.

CARVALHO, K. J. S. **Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos Integrados à Rede Elétrica: Condições de Operação e seus Impactos**. 2012. 113 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

CASTRO, R. M. G. **Energias Renováveis e Produção Descentralizada – Introdução a Energia Eólica**. Universidade Técnica de Lisboa, vol. 2003, edição 1.

CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. **Redes Elétricas Inteligentes: Contexto Nacional**. Brasília, DF: Corporate Financial Center, 2012.

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais. **Alternativas Energéticas: uma visão Cemig**. Belo Horizonte: Cemig, 2012.

COPEL – Companhia Paranaense de Energia. **Tarifa Amarela - Estruturação e Implantação, Avaliação do Projeto Piloto – Relatório Final**. 1998.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Potencial Energético**. 1993. Disponível em: www.cresesb.cepel.br. Acesso em: 21 de nov. 2013.

DEPURU, S.S.S.R., et al. **Smart meters for power grid — Challenges, issues, advantages and status**. Power Systems Conference and Exposition (PSCE), IEEE/PES. 2011.

ENERGIA PURA, Painel Fotovoltaico Mitsubishi 255 W. Disponível em: <http://www.mitsubishielectricsolar.com/images/uploads/documents/specs/MLU_spec_sheet_250W_255W.pdf> Acesso em: 20 de nov. 2013.

FERREIRA, R. S. et al. **Time-of-Use Tariffs in Brazil: Design and Implementation Issues**. Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On , vol., no., pp. 1,8, 15-17 April 2013.

FIGUEIRÓ, I. C. **A tarifa horária para os consumidores residenciais sob o foco das Redes Elétricas Inteligentes – REI**. 2013. 127 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2013.

FIGUEIRÓ, I. C.; ABAIDE, A. R.; BERNARDON, D. P. **Smart Grid and the Challenges of the Application of an Hourly Rate for Residential Consumer in Brazil**. Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On , vol., no., pp. 1,5, 15-17 April 2013.

FREIRE, Wagner. Indefinição sobre tributação é mais uma barreira para a microgeração. **Jornal da energia**. São Paulo, 15 abr. 2013. Disponível em: http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=13195&id_secao=17. Acesso em: 29 de out. 2013.

GRZEIDAK, E., et al. **Qualidade de energia elétrica no contexto de smart grid**. O Setor Elétrico. Disponível em: <http://www.osetoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed68_fasc_smart_grid_s_cap4.pdf>. Acesso em: 10 de set. 2013.

ISTA BREEZE, Istabreeze I500 Windrad 12V generator marine. Disponível em: <https://www.istabreeze.com/online/index.php?route=product/product&product_id=50>. Acesso em: 20 de nov. 2013.

JENSEN, A. N. et al. **Technical Regulation for Electricity- generating Facilities of 11 kW or lower**. Jun. 2008. Disponível em: <https://selvbetjening.preprod.energinet.dk/NR/rdonlyres/E47CD323-DE77-46BF-BDB7-890E5B5B98A1/0/GridCodeTF321_v101June2008.pdf> Acesso em: 20 de set. 2013.

JONES, A. E.; IRWIN, M.; IZADIAN, A. **Incentives for Microgeneration Development in the U.S. and Europe**. IECON 2010 - 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society On , vol., no., pp. 3018,3021,

LAMIN, H. **Medição Eletrônica em Baixa Tensão: Aspectos Regulatórios e Recomendações para implantação**. 2009. 184 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília, Brasília, 2009. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Dissertacao_Hugo_Lamin.pdf>. Acesso em: 29 de ago. 2013.

LEITE, D. R. V. **Medidores Eletrônicos: Análise de viabilidade econômica no contexto das Redes Inteligentes**. 2013. 81 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília, Brasília, 2013. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Dissertacao_Davi_Rabelo.pdf>. Acesso em: 16 de set. 2013.

LEITE, D. R. V.; OLIVEIRA, M. A. G. **Análise de Custos e Benefícios da Aplicação de Tarifas Horárias em Baixa Tensão**. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2010.

LEVA, F. F. et al. **Modelo de um Projeto de um Sistema Fotovoltaico**. Uberlândia, MG, Brasil, 2004. Disponível em: <<http://www.feagri.unicamp.br/energia/agre2004/Fscommand/PDF/Agrener/Trabalho%2042.pdf>>. Acesso em: 06 de nov. 2013.

LIMA, C. F. P. et al. **Regulamentação para a Geração Distribuída em Baixa Tensão**. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2010.

LIMA, R. M R. **Estudo e Implementação de Sistema Híbrido de microgeração**. 2012. 241 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade do Minho, Braga, Portugal, 2012.

LÓPEZ-LEZAMA, J. M.; PADILHA-FELTRIN, A. **Alocação e Dimensionamento Ótimo de Geração Distribuída em Sistemas com Mercados Elétricos**. XXII Congresso Brasileiro de Automática (CBA), 2008. Disponível em: <http://www.labplan.ufsc.br/congressos/CBA2008/textos/CBA_2008_Artigos/41135.pdf> Acesso em: 01 de out. 2012.

MATTOS, F. C. **Contribuição ao estudo de um sistema solar fotovoltaico monofásico de um único estágio**. 2011. 143 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2011.

MELO, M. L.; LEITE, P. T. **Alocação de Unidades de Geração Distribuída na Rede Elétrica**. II_SIC_UFABC, 2009. Disponível em: <http://ic.ufabc.edu.br/II_SIC_UFABC/resumos/paper_5_282.pdf> Acesso em: 12 set. 2013.

MERKASOL Energias Renovables, Win Turbine Eolos 450 12 V. Disponível em: <<http://www.merkasol.com/Win-Turbine-Eolos-450-12V>> Acesso em: 20 de nov. 2013.

MERKASOL Energias Renovables, turbinas eólicas Bee 800 de 12 V 5 lâminas com regulador. Disponível em: <http://www.merkasol.com/epages/62387086.sf/pt_PT/?ObjectPath=/Shops/62387086/Products/aerog031> Acesso em: 21 de nov. 2013.

MORENO-MUÑOZ A. et al. **Grid interconnection of Distributed Generation: the Spanish normative**. Clean Electrical Power, 2009 International Conference On , vol., no., pp. 466,470.

MOTA, H. S. **Análise Técnico Econômica de Unidades Geradoras de Energia Distribuída**. 2011. 96f. Dissertação (Mestrado em Ciências na Área de Tecnologia Nuclear) – Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, Autarquia Associada à Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

NEOSOLAR energia, Painel Solar Fotovoltaico Jetion JT235PCE (235WP). Disponível em: <<http://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar-fotovoltaico-jetion-jt235pce-235wp.html>>. Acesso em: 19 de nov. 2013.

OFGEM – Office of Gas and Electricity Markets (2006). “Domestic Metering Innovation”. Consultation. Londres. Inglaterra.

PRADO, I. F.; GARCES, L. P. **Chu-Beasley Genetic Algorithm Applied to the Allocation of Distributed Generation**. Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On , vol., no., pp. 1,7, 15-17 April 2013.

PIZZALI, L. F. O. **Desempenho de Redes de Distribuição com Geradores Distribuídos**. 2006. 172f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Ilha Solteira, 2006.

POMILIO, J. A. **Eletrônica de Potência para Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013.

RODRIGUES, A. F. **Análise da viabilidade de alternativas de suprimento descentralizado de energia elétrica a comunidades rurais de baixa renda com base em seu perfil de demanda**. 2006. 156 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

RUFATO JÚNIOR, E.; TAHAN, C. M. V. **Requisitos de Proteção para Conexão de Mini e Micro Geração na Rede de Baixa Tensão Testes e Procedimentos Caso COPEL**. XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI), 2012.

SANTOS, P. E. S. et al. **Simulação do impacto da aplicação das Tarifas Brancas no equilíbrio econômico financeiro das Distribuidoras de Energia Elétrica**. XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI), 2012.

SANTOS, L. L. C.; BERNARDON, D. P.; ABAIDE, A. R.; **Impact of New Policies of Microgeneration and Electricity Tariff for Residential Consumers in LV Network**. Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On , vol., no., pp. 1,7, 15-17 April 2013.

SEGUEL, J. I. L. **Projeto de um Sistema Fotovoltaico Autônomo de Suprimento de Energia Usando Técnica MPPT e Controle Digital**. 2009. 222 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009.

SILVA, J. C. B. **Otimização de Sistema de Distribuição Utilizando Geração Distribuída**. 2002. 211 f. Tese (Doutorado em Engenharia – Área de Concentração Sistemas de Potência) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

STANO JÚNIOR, Ângelo. **Energias Renováveis**. Ângelo Stano Júnior e Geraldo Lúcio Tiago Filho; organizado por Geraldo Lúcio Tiago Filho; revisão Ângelo Stano Júnior e Adriana Barbosa; colaboração Camila Rocha Galhardo; editoração e arte-final Adriano Silva Bastos. Itajubá, MG: FAPEPE, 2007.

SOUZA, B. X.; NERYS, J. W. **Estudo de Caso de Geração Distribuída Fotovoltaica de Pequeno Porte Conectada à Rede de Distribuição**. IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2012. Disponível em: <<http://www.swge.inf.br/anais/sbse2012/PDFS/ARTIGOS/97049.PDF> > Acesso em: 04 de set. 2013.

SOUZA, A. A. A.; KAGAN, N.; GEUS, K. **Impacto f Distributed Generation on the Operational Planning of Low Voltage Distribution Networks Using Genetic**

Algorithms. Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On , vol., no., pp. 1,7, 15-17 April 2013.

TOLEDO, F. **Desvendando as redes elétricas inteligentes.** Coordenador Geral Fabio Toledo - Vários colaboradores. Rio de Janeiro : Brasport, 2012.

TORRITI, J. **Price-based demand side management: Assessing the impacts of time-of-use tariffs on residential electricity demand and peak shifting in Northern Italy.** Energy, Volume 44, Issue 1, 2012, Pag. 576-583.

XINGHUO YU; CECATI, C.; DILLON, T.; SIMOES, M.G. **The New frontier of smart grids.** Industrial Electronics Magazine, IEEE, v.5, n.3, p.49-63, set. 2011.

WINDFINDER. Previsão de vento. Disponível em: <<http://www.windfinder.com/>>. Acesso em: 30 de nov. 2013.

W SOLAR. 230 W Solar Module. Disponível em: <https://www.energiapura.com/download/wsolar230w_energiapura.pdf>. Acesso em: 18 de nov. 2013.