

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

Valéria Braidá

**AVALIAÇÃO DOS EFEITOS DA TARIFA HORÁRIA PARA
CONSUMIDORES RURAIS UTILIZANDO A GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA E/OU BIOMASSA**

**Santa Maria, RS
2020**

Valéria Braida

**AVALIAÇÃO DOS EFEITOS DA TARIFA HORÁRIA PARA CONSUMIDORES
RURAIS UTILIZANDO A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E/OU BIOMASSA**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência (CEESP), da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Felix Alberto Farret, PhD

**Santa Maria, RS
2020**

Braida, Valéria
AVALIAÇÃO DOS EFEITOS DA TARIFA HORÁRIA PARA
CONSUMIDORES RURAIS UTILIZANDO A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA
E/OU BIOMASSA / Valéria Braida. - 2020.
101 p.; 30 cm

Orientador: Felix Alberto Farret
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2020

1. Tarifa Horária 2. Geração Distribuída 3.
Fotovoltaica 4. Biomassa (Biogás) I. Farret, Felix
Alberto II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

© 2020

Todos os direitos autorais reservados a Valéria Braida. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

E-mail: valeria_braida@hotmail.com

Valéria Braidá

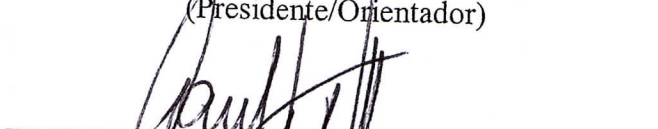
**AVALIAÇÃO DOS EFEITOS DA TARIFA HORÁRIA PARA CONSUMIDORES
RURAIS UTILIZANDO A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E/OU BIOMASSA**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência (CEESP), da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

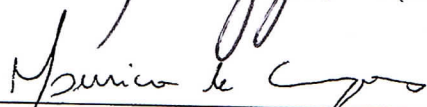
Aprovado em 18 de fevereiro de 2020:



Felix Alberto Farret, PhD. (UFSM)
(Presidente/Orientador)



Frank Gonzatti, Dr. (UFSM)



Maurício de Campos, Dr. (UNIJUI) - Videoconferência

Santa Maria, RS
2020

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por me dar força, coragem e sabedoria para enfrentar os desafios ao longo desta caminhada.

Aos meus pais, Dirlei e Geni, por toda a ajuda, parceria, apoio e amor incondicional. Admiro e amo muito vocês! Obrigada por acreditarem nos meus sonhos e por me ensinarem a “voar”.
À minha irmã Tamira, obrigada pelo apoio e incentivo.

Ao meu amado Renan, por toda a paciência, amor, carinho, dedicação e compreensão. Obrigada por estar ao meu lado, sempre me incentivando, vibrando com as minhas conquistas e não me deixando desanimar.

Agradeço especialmente ao meu orientador, Prof. Felix Alberto Farret, PhD. que desde o início esteve disponível para sanar minhas dúvidas, apoiando, incentivando e sugerindo as orientações que contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho. Obrigada pela cooperação, paciência e confiança.

Agradeço a professora Laura Lisiane Callai dos Santos por transmitir suas experiências e conhecimento profissional, além de informações técnicas importantes que contribuíram para a elaboração de artigos referentes a esta dissertação.

Aos demais professores do Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência – CEESP, pelo conhecimento compartilhado durante as aulas.

Aos meus colegas e amigos do mestrado, pela parceria e amizade.

A todos vocês, o meu especial agradecimento!

“Sem o esforço da luta, é impossível a alegria da vitória”.

Autor Desconhecido.

RESUMO

AVALIAÇÃO DOS EFEITOS DA TARIFA HORÁRIA PARA CONSUMIDORES RURAIS UTILIZANDO A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E/OU BIOMASSA

AUTOR: Valéria Braidá

ORIENTADOR: Felix Alberto Farret, PhD

Os consumidores em Baixa Tensão (BT) são considerados os maiores responsáveis pelo carregamento do sistema elétrico no horário de ponta, acarretando custos na expansão dos sistemas de distribuição. Buscando estimular o uso eficiente da energia elétrica, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu uma nova modalidade tarifária aos consumidores em BT, a Tarifa Branca, em vigor desde janeiro de 2018. A Tarifa Branca é uma Tarifa Horária com três postos tarifários diferentes ao longo do dia. Além dessa nova modalidade tarifária, a ANEEL estabeleceu as condições para o acesso a microgeração e minigeração distribuída desde 2012 por meio da Resolução Normativa (RN) nº 482, buscando incentivar a inserção de Geração Distribuída (GD) em consumidores de BT. Neste sentido, a proposta desta dissertação é apresentar um estudo dos efeitos desta adesão à Tarifa Branca para consumidores rurais utilizando em conjunto fontes de energia fotovoltaica e/ou da biomassa, considerando para tal análise as tarifas de energia vigentes e as curvas de carga típicas para cada faixa de consumo. O programa *Hybrid Optimization Model for Electric Renewables* (HOMER) foi utilizado para realizar as simulações auxiliando na análise econômica e tomada de decisão quanto a adesão ou não à Tarifa Branca em conjunto com a GD. Diversas configurações foram avaliadas sob aspecto econômico e para diferentes regiões (Região Sul, Região Nordeste e Hemisfério Norte). Os resultados permitiram identificar quais as faixas de consumo e regiões que mais se beneficiariam com a adesão à Tarifa Horária em conjunto com a GD. Concluiu-se que dos quinze cenários analisados em apenas nove destes a utilização da Tarifa Horária em conjunto com a GD se tornou economicamente viável, sendo dois cenários para a Região Sul, outros dois para a Região Nordeste e cinco cenários para a Província de Ontário.

Palavras-Chave: Tarifa Horária Branca. Consumidores Rurais. Geração Distribuída. Fotovoltaica. Biomassa.

ABSTRACT

EVALUATION OF HOUR RATE EFFECTS FOR RURAL CONSUMERS USING GENERATION PHOTOVOLTAIC AND/OR BIOMASS

AUTHOR: Valéria Braidá

ADVISOR: Felix Alberto Farret, PhD

Low Voltage (LV) consumers are considered the most responsible for loading the electrical systems during peak hours by, increasing the expansion costs of the distribution system. To stimulate the efficient use of electricity, the National Electric Energy Agency (ANEEL) established a new tariff modality for low voltage consumers, the White Tariff, effective since January 2018. The White Tariff is an hourly rate with three different time schedules throughout a day. In addition to this new tariff modality, ANEEL established the conditions for access to distributed micro-generation and mini-generation since 2012 through the Normative Resolution (RN) No. 482, to encourage the inclusion of Distributed Generation (DG) in Low Voltage consumers. In this sense, the proposal of this dissertation is to present a study of the adhesion effects to the White Tariff for rural consumers using simultaneously photovoltaic and/or biomass energy sources, considering for this analysis the current energy tariffs and the typical load curves for each consumption range. The program Hybrid Optimization Model for Electric Renewables (HOMER) was used to perform the economic feasibility simulations and analysis and to make decisions in adhering or not to the White Tariff in conjunction with DG. Through this analysis, it was hoped to obtain an overview of the advantages and disadvantages that this new charging system compared to the conventional charging for rural consumers and the concessionaire, as well as the consumer's viability to join or not the renewable energy sources for insertion in distributed generation. Several configurations were evaluated under economic aspects and for different regions (Region South, Region Northeast and Northern Hemisphere). The results made it possible to identify which consumption ranges and regions would benefit the most through joining the White Tariff in conjunction with GD. It was concluded that out of the fifteen scenarios analyzed in only nine of these, the use of the Hourly Rate in conjunction with the DG became economically viable, with two scenarios for the South Region, two others for the Northeast Region and five scenarios for the Province of Ontario.

Keywords: White Time Tariff. Rural Consumers. Distributed Generation. Photovoltaic. Biomass.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1 – Períodos e preços da Time-of-Use na Província de Ontário | 21 |
| Figura 2 – Composição tarifária..... | 25 |
| Figura 3 – Modalidades tarifárias do Grupo B | 26 |
| Figura 4 – Postos tarifários para o Grupo B..... | 31 |
| Figura 5 – Comparação entre a tarifa branca e a tarifa convencional..... | 32 |
| Figura 6 – Sistema Elétrico Convencional..... | 34 |
| Figura 7 – Modelo de Rede Elétrica Inteligente | 35 |
| Figura 8 – Participação de fontes na geração distribuída em 2017..... | 36 |
| Figura 9 – Representação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede | 38 |
| Figura 10 – Biodigestor Modelo Canadense | 44 |
| Figura 11 – Biodigestor Modelo Indiano | 44 |
| Figura 12 – Biodigestor Modelo Chinês | 44 |
| Figura 13 – Etapas do processo de geração de energia elétrica a partir do biogás | 46 |
| Figura 14 – Estrutura da metodologia proposta | 48 |
| Figura 15 – Diagrama do sistema de energia solar fotovoltaica modelado no HOMER..... | 56 |
| Figura 16 – Diagrama do sistema de energia a partir do biogás modelado no HOMER..... | 56 |
| Figura 17 – Perfil de carga rural (dias úteis) para a faixa de 0 a 200 kWh..... | 58 |
| Figura 18 – Perfil de carga rural (finais de semana) para a faixa de 0 a 200 kWh..... | 58 |
| Figura 19 – Perfil de carga rural (dias úteis) para a faixa de 201 a 500 kWh..... | 59 |
| Figura 20 – Perfil de carga rural (finais de semana) para a faixa de 201 a 500 kWh..... | 59 |
| Figura 21 – Perfil de carga rural (dias úteis) para a faixa de 501 a 1000 kWh..... | 60 |
| Figura 22 – Perfil de carga rural (finais de semana) para a faixa de 501 a 1000 kWh..... | 60 |
| Figura 23 – Perfil de carga rural (dias úteis) para a faixa de 1001 a 5000 kWh..... | 61 |
| Figura 24 – Perfil de carga rural (finais de semana) para a faixa de 1001 a 5000 kWh..... | 61 |
| Figura 25 – Perfil de carga rural (dias úteis) com GLD deslocamento de carga | 62 |
| Figura 26 – Perfis de cargas rurais (dias úteis) em diferentes faixas de consumo..... | 63 |
| Figura 27 – Radiação solar em Catuípe | 64 |
| Figura 28 – Radiação solar em Fortaleza..... | 64 |
| Figura 29 – Radiação solar diária na cidade de Fortaleza no mês de Dezembro..... | 65 |
| Figura 30 – Radiação solar em Ontário | 65 |
| Figura 31 – Quantidade média de biogás disponível mensalmente | 66 |
| Figura 32 – Propriedades técnicas e econômicas do painel fotovoltaico YL275D-30b Monocristalino | 67 |
| Figura 33 – Propriedades técnicas e econômicas do painel fotovoltaico CSI CS6P-260P Policristalino | 68 |
| Figura 34 – Propriedades técnicas e econômicas do conversor | 68 |
| Figura 35 – Propriedades técnicas e econômicas da bateria | 69 |
| Figura 36 – Detalhes das propriedades técnicas da bateria..... | 69 |
| Figura 37 – Propriedades técnicas e econômicas do gerador..... | 70 |
| Figura 38 – Detalhes do cronograma do gerador | 71 |
| Figura 39 – Relação de estudos de casos | 73 |

| | |
|--|----|
| Figura 40 – Simulação da tarifa branca para Catuípe, faixa de consumo de 501 a 1000 kWh | 74 |
| Figura 41 – Simulação da tarifa convencional para Catuípe, faixa de consumo de 501 a 1000 kWh | 75 |
| Figura 42 – Análise do sistema elétrico simulado | 75 |
| Figura 43 – Simulação da tarifa convencional para Catuípe, faixa de consumo de 501 a 1000 kWh | 76 |
| Figura 44 – Simulação da tarifa convencional para Fortaleza, faixa de consumo de 501 a 1000 kWh | 76 |
| Figura 45 – Produção média de eletricidade por mês em Fortaleza | 77 |
| Figura 46 – Simulação da tarifa branca para Fortaleza, faixa de consumo de 501 a 1000 kWh | 77 |
| Figura 47 – Simulação da tarifa branca para Fortaleza, faixa de consumo de 501 a 1000 kWh | 78 |
| Figura 48 – Simulação da tarifa horária para Ontário, faixa de consumo de 501 a 1000 kWh | 78 |
| Figura 49 – Simulação da tarifa convencional para Ontário, faixa de consumo de 501 a 1000 kWh | 79 |
| Figura 50 – Simulação da tarifa branca para Catuípe, faixa de consumo de 1001 a 5000 kWh | 80 |
| Figura 51 – Simulação da tarifa convencional para Catuípe, faixa de consumo de 1001 a 5000 kWh | 80 |
| Figura 52 – Simulação da tarifa branca para Catuípe, faixa de consumo de 1001 a 5000 kWh | 81 |
| Figura 53 – Análise do sistema elétrico simulado | 81 |
| Figura 54 – Simulação da tarifa branca para Fortaleza, faixa de consumo de 1001 a 5000 kWh | 82 |
| Figura 55 – Simulação da tarifa convencional para Fortaleza, faixa de consumo de 1001 a 5000 kWh | 82 |
| Figura 56 – Simulação da tarifa horária para Ontário, faixa de consumo de 1001 a 5000 kWh | 83 |
| Figura 57 – Análise do sistema elétrico simulado | 83 |
| Figura 58 – Simulação da tarifa convencional para Ontário, faixa de consumo de 1001 a 5000 kWh | 84 |
| Figura 59 – Simulação da tarifa branca para Catuípe, faixa de consumo de 1001 a 5000 kWh com GLD | 85 |
| Figura 60 – Simulação da tarifa branca para Fortaleza, faixa de consumo de 1001 a 5000 kWh com GLD | 85 |
| Figura 61 – Simulação da tarifa horária para Ontário, faixa de consumo de 1001 a 5000 kWh com GLD | 86 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 1 – Equivalência energética de 1m ³ de biogás em comparação com outros combustíveis..... | 42 |
| Tabela 2 – Produção de biogás a partir de diferentes dejetos de animais..... | 45 |
| Tabela 3 – Valores das tarifas de energia elétrica Ceriluz..... | 50 |
| Tabela 4 – Valores das tarifas de energia elétrica Enel..... | 51 |
| Tabela 5 – Valores das tarifas de energia elétrica Hydro One..... | 51 |
| Tabela 6 – Parâmetros elétricos do modelo YL275D-30b..... | 52 |
| Tabela 7 – Parâmetros elétricos do modelo CSI CS6P-260P..... | 53 |
| Tabela 8 – Estimativa da produção de biogás por faixa de consumo..... | 54 |
| Tabela 9 – Custo do biodigestor incluindo operação e manutenção para o período de dez anos..... | 55 |
| Tabela 10 – Cenários de simulação..... | 73 |
| Tabela 11 – Resultados tarifa convencional para cada faixa de consumo de acordo com a região considerada..... | 87 |
| Tabela 12 – Resultados tarifa horária para cada faixa de consumo de acordo com a região considerada..... | 88 |
| Tabela 13 – Melhor resultado para cada faixa de consumo de acordo com a região considerada..... | 89 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|---------|---|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| AP | Audiência Pública |
| BT | Baixa Tensão |
| BTE | Baixa Tensão Especial |
| BTN | Baixa Tensão Normal |
| CA | Corrente Alternada |
| CC | Corrente Contínua |
| CERILUZ | Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Ijuí LTDA |
| COELCE | Companhia Energética do Ceará |
| EDF | Électricité de France |
| ENEL CE | Companhia Energética do Ceará |
| ERSE | Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos |
| GD | Geração Distribuída |
| GLD | Gerenciamento Pelo Lado da Demanda |
| HOMER | Hybrid Optimization Model for Electric Renewables |
| IBGE | Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística |
| NREL | National Renewable Energy Laboratory |
| PRODIST | Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica |
| PV | Painel Fotovoltaico |
| RN | Resolução Normativa |
| SEP | Sistema Elétrico de Potência |
| SFVCR | Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede |
| SFVI | Sistema Fotovoltaico Isolado |
| TE | Tarifa de Energia |
| TOU | Time of Use |
| TUSD | Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição |
| W | Watt |

SUMÁRIO

| | | |
|-------|---|----|
| 1 | INTRODUÇÃO | 15 |
| 1.1 | OBJETIVOS..... | 17 |
| 1.2 | ESTRUTURA DO TRABALHO | 18 |
| 2 | REFERENCIAL TEÓRICO | 19 |
| 2.1 | SISTEMA DE TARIFICAÇÃO HORÁRIA | 19 |
| 2.1.1 | Cenário Mundial | 19 |
| 2.1.2 | Cenário Brasileiro | 22 |
| 2.2 | FONTES RENOVÁVEIS E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA | 26 |
| 2.2.1 | Cenário Mundial | 26 |
| 2.2.2 | Cenário Brasileiro | 28 |
| 2.3 | CONSIDERAÇÕES FINAIS DESTE CAPÍTULO..... | 29 |
| 3 | TARIFA HORÁRIA BRANCA | 31 |
| 3.1 | Funcionalidade da Tarifa Branca | 31 |
| 3.2 | Cronograma de Implantação | 33 |
| 4 | GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM BAIXA TENSÃO | 34 |
| 4.1 | ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA | 36 |
| 4.1.1 | Células Fotovoltaicas | 37 |
| 4.1.2 | Sistema Conectado à Rede Elétrica | 38 |
| 4.1.3 | Elementos de um Sistema Fotovoltaico | 38 |
| 4.1.4 | Vantagens e Desvantagens de um Sistema Fotovoltaico | 39 |
| 4.2 | BIOMASSA COMO FONTE ALTERNATIVA DE ENERGIA | 40 |
| 4.2.1 | Propriedades Rurais e a Biomassa | 41 |
| 4.2.2 | Biogás..... | 42 |
| 4.2.3 | Biodigestor | 43 |
| 4.2.4 | Geração de Eletricidade Usando o Biogás | 45 |
| 5 | METODOLOGIA PROPOSTA..... | 48 |
| 5.1 | HOMER ENERGY | 49 |
| 5.2 | TARIFAS DE ENERGIA DA REDE DE ENERGIA ELÉTRICA..... | 50 |
| 5.3 | DESCRIÇÃO DE EQUIPAMENTOS..... | 52 |
| 5.3.1 | Painéis Fotovoltaicos | 52 |
| 5.3.2 | Conversor CC-CA..... | 53 |

| | | |
|-------|---|-----------|
| 5.3.3 | Bateria..... | 53 |
| 5.3.4 | Biodigestor | 53 |
| 5.3.5 | Gerador | 55 |
| 5.3.6 | Combinação de equipamentos | 56 |
| 5.4 | DADOS INFORMADOS AO PROGRAMA..... | 57 |
| 5.4.1 | Perfis de Carga | 57 |
| 5.4.2 | Recursos Renováveis | 64 |
| 5.4.3 | Painéis Fotovoltaicos | 66 |
| 5.4.4 | Conversor CC-CA | 68 |
| 5.4.5 | Bateria..... | 69 |
| 5.4.6 | Gerador | 70 |
| 6 | ANÁLISE DE RESULTADOS..... | 72 |
| 6.1 | PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO | 72 |
| 6.2 | ANÁLISE DOS CUSTOS DA TARIFA BRANCA EM CONJUNTO COM A GD..... | 72 |
| | | 73 |
| 6.2.1 | Resultados Faixa de 501 a 1000 kWh | 74 |
| 6.2.2 | Resultados Faixa de 1001 a 5000 kWh | 79 |
| 6.2.3 | Resultados Faixa de 1001 a 5000 kWh com GLD – Deslocamento de carga | 84 |
| 6.3 | COMPARAÇÃO DE RESULTADOS | 86 |
| 6.4 | CONSIDERAÇÕES FINAIS Deste CAPÍTULO..... | 89 |
| 7 | CONSIDERAÇÕES FINAIS | 91 |
| 7.1 | CONSIDERAÇÕES | 91 |
| 7.2 | PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES..... | 94 |
| 7.3 | SUGESTÕES PARA CONTINUIDADE..... | 95 |
| 7.4 | TRABALHOS PUBLICADOS | 95 |
| | REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 96 |

1 INTRODUÇÃO

O uso de energia sob suas mais diversas formas é um dos fatores fundamentais para o desenvolvimento econômico mundial, pois praticamente todos os setores produtivos da sociedade dependem diretamente de algum tipo de energia para a realização de suas atividades. É somente por meio da energia elétrica que é possível manter em funcionamento não só as nossas residências, mas também o nosso ambiente de trabalho bem como hospitais, comércios e indústrias. Verifica-se, portanto, que o desenvolvimento da sociedade moderna está diretamente ligado à garantia de que a energia elétrica esteja disponível para dar suporte à crescente demanda de consumo da sociedade (EIA, 2017).

De acordo com dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), estima-se que até o ano de 2024 o consumo de energia elétrica no Brasil cresça na ordem de 4% (EPE, 2015). Além disso, há uma projeção de que até o ano de 2040 haja um aumento do consumo de energia elétrica de 30% em praticamente todos os países (EIA, 2017).

Atualmente, a participação de fontes renováveis de energia para inserção de Geração Distribuída (GD) tem crescido consideravelmente, tornando-se atrativa pelos benefícios que proporciona ao consumidor, permitindo-o gerar sua própria energia obtendo redução no valor de sua fatura e também ao sistema elétrico uma vez que contribui para a minimização das perdas ocasionadas pelas longas linhas de transmissão, reduz o carregamento das redes, possui baixo impacto ambiental e ainda, reduz a necessidade de investimentos em expansão, evitando a criação de novas e robustas usinas de geração.

No Brasil, a inserção de GD foi flexibilizada através da Resolução Normativa (RN) nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 2012 (ANEEL, 2012a), que estabelece as condições gerais para o acesso à microgeração e a minigeração distribuída junto ou próxima dos centros consumidores, com o objetivo de incentivar a inserção de GD em consumidores de Baixa Tensão (BT).

Em março de 2016 entrou a vigor a RN nº 687 que altera a RN nº 482, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST (ANEEL, 2015a). Essa resolução alterou a potência de geração da microgeração distribuída, fazendo com que essa passasse a ser uma central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW, e a minigeração distribuída uma central geradora de energia elétrica com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2015a).

Apesar de ter vantagens, o aumento da inserção das fontes de GD ocasiona um fluxo bidirecional de energia para os quais o sistema elétrico deverá estar preparado, tornando-se um sistema inteligente, denominado como *Smart Grid* (HEFFNER, 2011).

Smart Grid, ou “rede elétrica inteligente”, são os sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica que foram equipados com tecnologias digitais e de elevado grau de automação de forma a melhorar a confiabilidade do sistema elétrico, aumentando sua eficiência através do gerenciamento em tempo real de informações e do fluxo da energia elétrica que ocorrem de forma bidirecional entre o sistema de distribuição de energia e o consumidor final (HEFFNER, 2011). Dessa forma, a *Smart Grid* proporciona ao consumidor informações sobre seu consumo, tarifa e qualidade do serviço em tempo real. Além disso, o consumidor tem a possibilidade de participar de maneira mais proativa, podendo gerar sua própria energia a partir de fontes renováveis, tornando-se um agente ativo e participante do sistema elétrico (COSTA, 2014).

O segmento da distribuição de energia é o mais beneficiado com a tecnologia *Smart Grid*, pois através desta nova concepção de rede são implantados os medidores inteligentes, capazes de fornecer informações e medições do consumo de energia em tempo real para a distribuidora de energia elétrica e para o consumidor (COSTA, 2014). Com as informações disponibilizadas pelo medidor inteligente torna-se possível considerar a aplicação de tarifas horárias, as quais possuem diferentes valores conforme o dia e o horário de consumo da energia. Além do mais, as tarifas horárias proporcionam melhor aproveitamento da infraestrutura do sistema de transmissão e distribuição, pois incentivam o consumidor a utilizar a energia elétrica nos períodos em que esta é mais barata.

Diante do quadro descrito acima, uma das primeiras medidas tomadas pela ANEEL explorando essa nova tecnologia, foi a aplicação da Tarifa Branca para os consumidores de Baixa Tensão. A Tarifa Branca apresenta três distintos patamares de tarifação, de acordo com o dia e os horários de consumo. Uma tarifação prevê custo menor para os horários em que o sistema elétrico é menos demandado, outra com valor mais elevado para os horários em que o consumo de energia é maior e atinge o pico máximo e a terceira, intermediária, se dá entre esses dois horários. Já nos finais de semana e feriados, se mantém a tarifa mais barata para todas as horas do dia (ANEEL, 2011a).

A Tarifa Branca pode ser utilizada no Brasil desde janeiro de 2018 para as unidades consumidoras atendidas em BT que tenham um consumo mensal acima de 500 kWh. A partir de janeiro de 2019 ela tornou-se disponível para unidades consumidoras com consumo mensal

acima de 250 kWh e em janeiro de 2020 para todas as unidades consumidoras atendidas em BT (ANEEL, 2016).

Neste contexto, a proposta desta dissertação é realizar um estudo sobre os efeitos da adesão à Tarifa Branca para consumidores rurais utilizando em conjunto sistemas de geração de energia fotovoltaica e/ou biomassa (biogás). Através desta análise, espera-se obter um panorama das vantagens e desvantagens que o sistema de tarifação implantado pela ANEEL irá trazer frente à tarifação convencional para os consumidores rurais, como também a viabilidade deste consumidor em aderir ao uso de fontes renováveis de energia.

Para esta dissertação foram coletadas amostras de curvas de carga típicas para cada faixa de consumo e as tarifas de energia vigentes. De posse destas informações foi feita a configuração do sistema assim obtido no *software* Homer. Neste programa foi possível a realização das simulações que auxiliaram na análise econômica e também na tomada de decisão quanto a adesão ou não à Tarifa Branca em conjunto com a GD. O programa informa qual das configurações foi a mais vantajosa para o consumidor rural através do menor valor presente líquido considerando a mudança ou não dos hábitos de consumo.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo principal desta dissertação é Desenvolver uma metodologia para avaliar os efeitos da adesão do consumidor rural à Tarifa Horária Branca em conjunto com a inserção de Geração Distribuída fotovoltaica e/ou biomassa (biogás). Com isto, consideram-se as variações de carga ao longo do dia através de curvas típicas de carga avaliando a viabilidade econômica desse novo sistema de tarifação em comparação com a tarifa convencional.

Para o cumprimento do objetivo principal, este foi subdividido nos seguintes objetivos específicos:

- Estabelecer a configuração do sistema em estudo no *software* Homer;
- Modelar e avaliar diferentes cenários de utilização da Tarifa Branca e da Tarifa Convencional através das curvas típicas de carga;
- Analisar os resultados que apresentem a alternativa mais econômica e que seja capaz de suprir a demanda de energia elétrica;
- Sugerir configurações que mais se aproximem da realidade dos consumidores rurais.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Esta dissertação está dividida em seis capítulos, conforme segue:

- Capítulo 1: é o capítulo introdutório, contextualizando o tema abordado e a definição dos objetivos;
- Capítulo 2: neste capítulo é apresentada a revisão bibliográfica, abordando conceitos sobre o sistema tarifário Brasileiro para os consumidores rurais. São apresentadas as experiências internacionais com a utilização de tarifas horárias, dando ênfase para a tarifa horária no Brasil. Neste capítulo também é apresentada uma contextualização sobre as fontes renováveis de energia e a geração distribuída no Mundo e no Brasil, onde se apresenta a regulamentação da GD e trabalhos com a utilização da GD no sistema elétrico brasileiro;
- Capítulo 3: neste capítulo é abordada a definição da Tarifa Horária Branca, como esta funciona e a quem se destina, bem como o cronograma de implantação dessa tarifa no Brasil.
- Capítulo 4: neste capítulo é abordada a regulamentação da geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica em BT, tipos de tecnologias utilizadas para minigeração e microgeração, descrição da energia solar fotovoltaica e da biomassa (biogás) para inserção de GD, vantagens e desvantagens e o funcionamento de cada uma delas.
- Capítulo 5: destinado à apresentação da metodologia e como esta foi aplicada através das curvas de carga reais para diferentes faixas de consumo em conjunto com a inserção de geração distribuída solar e/ou da biomassa. A metodologia proposta é aplicada considerando diferentes cenários para análises, todos simulados no *software* Homer;
- Capítulo 6: neste capítulo são apresentados os resultados da metodologia aplicada através de cada cenário que é constituído pela região onde vai ser inserida a GD. É feito um estudo comparativo entre o uso da tarifa convencional com a Tarifa Branca e a inserção da GD, elucidando qual das configurações apresenta os melhores resultados para o consumidor rural, através do menor valor presente líquido;
- Capítulo 7: são apresentadas as conclusões finais desta dissertação, objetivos atingidos bem como as sugestões para sua continuidade.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo é apresentada uma revisão bibliográfica sobre as tarifas horárias, em especial a Tarifa Branca, como também a geração distribuída de energia a partir de fontes renováveis. Basicamente, a abordagem adotada é a apresentação geral do assunto, dando ênfase ao tema principal: avaliação dos efeitos da Tarifa Branca para consumidores rurais utilizando geração fotovoltaica e/ou biomassa.

Na seção sistema de tarifação horária é apresentado o funcionamento deste modelo de tarifação, no cenário Mundial e Brasileiro. O tópico sobre as modalidades tarifárias aplicadas aos consumidores de Baixa Tensão expõe o modelo de tarifa convencional que é aplicado aqui no Brasil para os consumidores de BT e também é apresentada a nova modalidade de tarifa horária, a Tarifa Branca, que entrou em vigor em 2018.

A seção das fontes renováveis e geração distribuída apresentam os principais tipos de fontes renováveis utilizadas para gerar energia elétrica através da inserção de GD em diversos países do mundo dando uma ênfase particular ao Brasil.

No final deste capítulo são apresentadas as considerações que embasam a metodologia proposta nesta dissertação.

2.1 SISTEMA DE TARIFAÇÃO HORÁRIA

2.1.1 Cenário Mundial

As tarifas de energia elétrica seguem modelos diferentes conforme as regulamentações dos órgãos reguladores de cada país. Nota-se que a tarifação horária vem sendo utilizada em alguns países prevendo a aplicação de tarifas diferenciadas para o consumo de energia elétrica de acordo com o horário de utilização do dia. Esta tarifação diferenciada permite que o consumidor possa modificar seus hábitos de consumo, deslocando-os para horários diferentes ao da ponta ou reduzindo o seu consumo em geral (SANTOS, 2014a).

Em alguns países, a tarifa horária é denominada *Time-of-Use* (TOU). Segundo Cunha (2018), este tipo de tarifa consiste na precificação da energia consumida de acordo com os períodos do dia, com o objetivo de estimular o consumidor a gerenciar seu consumo nos períodos do dia em que a tarifação seja menor.

Santos (2008) relata que internacionalmente as TOU são as mais utilizadas para as unidades consumidoras de Baixa Tensão. Conforme o autor, uma pesquisa realizada em 2006,

nos Estados Unidos, com as cinquenta maiores empresas americanas do setor elétrico e outras quinze grandes empresas deste mesmo setor, porém de outros países, verificou-se que 93% destas empresas possuíam algum programa para o gerenciamento da demanda dos consumidores. Ainda conforme Santos (2008), a pesquisa revelou que, dos métodos utilizados para gerenciamento da demanda das unidades consumidoras, a TOU foi a que preponderou, atingindo valores de 78,5% para consumidores residenciais e 96% para consumidores comerciais e industriais.

A empresa ENERGY Austrália possui modalidades TOU mais diversificadas para consumidores de BT, com três postos tarifários que se assemelham à Tarifa Branca. A distribuidora atende Sydney e as regiões de Hunter em New South Wales (ANEEL, 2010a).

No Canadá, a província de Ontário foi a primeira região do mundo a utilizar medidores inteligentes e implantar o sistema de tarifação horária para os consumidores (TOLEDO, 2012). Nos anos de 2006 e 2007 o Canadá iniciou a avaliação de um projeto piloto para implantação da tarifação horária. Essa iniciativa ocorreu através de uma parceria entre o órgão regulador canadense e uma distribuidora de energia elétrica do país. O objetivo era o estudo do comportamento do consumidor mediante a aplicação de uma tarifa horária (BOARD, 2007).

De acordo com Board (2013), o estudo mostrou que aproximadamente 90% dos consumidores alteraram seus hábitos de consumo para se adaptar a aplicação da TOU, obtendo uma economia mensal de 3% a 6% sobre o valor da fatura. A partir dos resultados promissores, a TOU canadense foi regularizada e atualmente é aplicada por diversas distribuidoras do país. (BOARD, 2013).

Assim como a Tarifa Branca, a TOU canadense possui três postos tarifários, no entanto possui um fator de sazonalidade que no Brasil é aplicado somente para o grupo de Alta Tensão. Esse fator de sazonalidade faz com que os três postos tarifários sejam definidos de formas diferentes para o inverno e o verão e para os finais de semana, tal como apresentado na Figura 1 (HYDRO ONE, 2019).

Assim como a Tarifa Branca, a tarifa horária canadense possui três postos tarifários que são definidos em On-Peak, Mid-Peak e Off-Peak. No entanto, a TOU canadense possui um fator de sazonalidade que no Brasil é aplicado somente para o grupo de Alta Tensão. Esse fator de sazonalidade faz com que os três postos tarifários sejam definidos de formas diferentes para o período do inverno e do verão e para os finais de semana, tal como apresentado na Figura 1 (HYDRO ONE, 2019).

Figura 1 – Períodos e preços da Time-of-Use na Província de Ontário



Fonte: (HYDRO ONE, 2019).

Na Itália o uso de tarifas horárias teve seu início em 2010. O trabalho de Torriti (2012) avalia o impacto da adesão às tarifas TOU na província de Trento, no Norte da Itália. Através de uma análise comparativa entre a tarifa convencional e a nova modalidade tarifária verificou-se que houve um significativo deslocamento de carga para os horários onde o preço da tarifa era menor (fora ponta). No entanto, essas mudanças não foram suficientes para solucionar o consumo excessivo na ponta.

Na Espanha, as tarifas são do tipo binômica e diferenciadas pela faixa de demanda contratada (ANEEL, 2010a).

Em Portugal é utilizada a tarifa horária com quatro postos tarifários. Naquele país, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) estabelece duas tarifas para a BT, as tarifas BT especial (BTE) e BT normal (BTN), além de uma tarifa social que não possui diferenciação horária (ANEEL, 2010a). Para a tarifa horária os postos tarifários são chamados de ponta, cheias, vazio normal e super vazio. Assim como no Canadá as tarifas horárias em Portugal contam com um fator de sazonalidade, inverno e verão, além da distinção entre dias da semana e finais de semana (ERSE, 2019).

No Reino Unido, a Octopus Energy lançou em fevereiro de 2018 um modelo de tarifa TOU com o propósito de permitir que seus clientes reajam à mudança de preços e façam uso da energia nos horários em que esta é mais barata. De acordo com a Octopus Energy (2018), os clientes são alertados sobre oportunidades de preço reduzido por meio de mensagens de texto, e-mail ou conta on-line e recebem uma distribuição completa de preços e usos de energia a cada meia hora, uma vez por mês. Estima-se que com o crescimento da Geração Distribuída e o uso de veículos elétricos, futuramente as TOU se tornarão mais frequentes e

propensas a oferecer aos clientes as maiores economias para seu consumo de energia e melhor redistribuição de demanda para as concessionárias. Este será especialmente o caso quando a tecnologia inteligente necessária estiver mais amplamente desenvolvida e disponível de forma a permitir que dispositivos domésticos ou carregadores de armazenamento de baterias reajam automaticamente adaptados as mudanças de preço a cada meia hora, isto é ligando-se quando os preços estão baixos ou desligando quando estão altos.

A França possui um sistema de tarifas TOU que é destinado a pequenas empresas e residências que possuem aquecimento elétrico e ocupação em tempo integral. Conforme IEA (2011), o sistema TOU possui seis taxas de preços que são classificadas através das cores azul, branco e vermelho, que correspondem respectivamente aos preços baixos, médios e altos; e variam conforme os dias e períodos de uso. A cor de cada dia é determinada pela concessionária Électricité de France (EDF) com base na previsão da demanda e os consumidores que aderem a TOU são informados a cada noite sobre a cor do dia seguinte (IEA, 2011).

2.1.2 Cenário Brasileiro

A implantação de modalidades tarifárias horárias incentivam a melhora dos hábitos de consumo e a utilização da energia elétrica de forma mais racional, incidindo sob a redução da demanda de ponta e do consumo total de energia (LAMIN, 2009). Entretanto, no Brasil apesar dos aspectos positivos da aplicação de tarifas horárias para os consumidores de BT, isso só foi possível após uma reestruturação do modelo tarifário aplicado ao Grupo B, pois apenas os consumidores de média e alta tensão possuíam o modelo de tarifação horária. As unidades consumidoras são classificadas em dois grupos tarifários: Grupo A e Grupo B. O Grupo A abrange consumidores atendidos em média e alta tensão, com tensão acima de 2,3 kV e possuem tarifação binômica, ou seja, consideram na tarifação o consumo de energia e a demanda máxima utilizada (ANEEL, 2010b). Os consumidores do Grupo B são atendidos com tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV e possuíam até o ano de 2018 o sistema de tarifação monômica, sendo tarifados apenas pelo consumo de energia (ANEEL, 2010b). Nessa modalidade tarifária encontram-se os consumidores residenciais, rurais, demais classes e iluminação pública.

Em 2010, durante a Audiência Pública (AP) nº 120, a ANEEL iniciou uma discussão sobre a aplicação de uma tarifa horária para os consumidores do Grupo B, a Tarifa Branca.

Através dessa nova modalidade tarifária, em vigor desde janeiro de 2018, os consumidores de BT podem optar em permanecer na tarifa convencional ou migrar para a branca.

Diversos trabalhos têm sido realizados com o propósito de antecipar os resultados da tarifa branca. Santos et al. (2014b) promoveram um estudo da Tarifa Branca para os consumidores do Grupo B através da medição do consumo de energia e pesquisas de posse de hábitos, com o objetivo de traçar um diagnóstico energético que permitirá ao consumidor tomar decisões de optar ou não pela Tarifa Branca. Como resultado, foi verificado que para o consumidor residencial (B1) e consumidor rural (B2), a Tarifa Branca traria vantagens se estes deslocassem seu consumo de energia para o posto tarifário fora ponta. Entretanto, para o consumidor comercial (B3), a Tarifa Branca se mostrou vantajosa devido às características do local, visto que o consumo de energia ocorre predominantemente no posto tarifário fora ponta.

No trabalho de Affonso e Silva (2015), é apresentado o estudo da Tarifa Branca considerando a utilização de baterias para acumular energia durante os períodos de menores preços da Tarifa Branca. Nesse trabalho, os autores explicam como a Tarifa Branca poderá ser vantajosa para o consumidor que utilizar baterias, reduzindo os picos de energia do sistema elétrico pela captação da energia fora desse período e proporcionando o suprimento da energia elétrica aos consumidores durante o horário no qual a Tarifa Branca é mais cara. No entanto, os autores não apresentaram a avaliação dos custos para implantação do sistema de baterias e o tempo necessário para amortizar o investimento.

Para Affonso e Silva (2015), o fato de os consumidores apenas aderirem a implementação da Tarifa Branca, sem gerenciar seus hábitos de consumo, poderá trazer prejuízos aos consumidores. Desta forma, os autores salientam que há a necessidade de mais estudos sobre essa nova modalidade, como também, a conscientização da população em relação ao seu consumo de energia elétrica.

O trabalho de Leite (2013) destaca que a minimização de investimentos no sistema de distribuição ocorre somente quando a demanda é reduzida. Dessa forma, as tarifas horárias e mais caras nos horários de ponta estão diretamente relacionadas com a redução do consumo nesse período, mas indiretamente com a redução da demanda. Nesse sentido, o autor esclarece que se todos os consumidores adeptos à tarifa horária sejam incentivados a utilizar a energia por menos tempo nos horários em que esta é mais cara, isso diminuirá a probabilidade do consumo simultâneo entre as unidades consumidoras e, conseqüentemente, reduzirá a demanda total vista pelo sistema.

Boeira e Kamada (2011) realizam a avaliação dos possíveis resultados que a tarifa branca pode resultar. Para isso os autores simulam diferentes preços para a tarifa

convencional e para a tarifa branca no posto tarifário fora ponta. O objetivo dos autores é identificar o quanto haverá de economia quando o consumo de energia ocorrer fora do posto tarifário ponta e intermediário. Os autores destacam que quanto menor for a diferença entre os valores da tarifa convencional e da branca no posto fora ponta, menor serão os benefícios econômicos para o consumidor e, conseqüentemente, menor a aderência deste à tarifa branca.

Oliveira (2014), por sua vez, descreve sobre a precificação da energia elétrica. O autor ressalta que com a chegada das *Smart Grids* e dos medidores inteligentes será possível aplicar-se uma variedade maior de preços à tarifa de energia e dessa forma, se aproximar do custo real, reduzindo-se os preços cobrados aos consumidores.

O trabalho de Limberger (2014) utiliza as curvas típicas de carga disponibilizadas pela Companhia Energética do Ceará (COELCE). O objetivo do autor é avaliar o consumo mensal e fornecer sugestões sobre a mudança de hábitos de consumo, para que os consumidores possam obter resultados satisfatórios com a implantação da tarifa branca.

Para Ferreira et al. (2013), a tarifa branca traz dúvidas para as concessionárias de energia. O autor destaca que a ANEEL protegeu o consumidor ao definir que, caso ocorra a desistência da tarifa branca, o mesmo tem garantido seu direito de retorno à tarifa convencional. No entanto, para as concessionárias de energia essa situação gera grandes riscos, principalmente econômicos já que são as concessionárias as responsáveis pela compra de medidores inteligentes, necessários para a leitura das tarifas horárias, mas que demandam grande investimento econômico para sua aquisição.

Por se tratar do tema principal desta dissertação, a Tarifa Branca será explorada em detalhes no capítulo 3. A título de conhecimento, a ANEEL (2010a) informa que já houve projetos para implantação de tarifas horárias aos consumidores de BT, a Tarifa Amarela. Sua concepção era baseada no período de consumo, noturno e diurno, das 22:00 às 07:00 horas e foi discutida anos antes do surgimento da Tarifa Branca. No entanto, por falta de regulamentação, a tarifa amarela não foi consolidada, mas colaborou para os estudos da Tarifa Branca pela ANEEL (LEITE, 2013).

2.1.2.1 Modalidades Tarifárias para Consumidores de Baixa Tensão no Brasil

Para cumprir o compromisso de fornecer energia elétrica aos consumidores, as distribuidoras possuem custos envolvidos desde a geração até a distribuição, que podem ser classificados de modo geral em três categorias, conforme ilustra a Figura 2. A energia gerada é adquirida pela distribuidora. O transporte dela é dividido em duas seções: transmissão e

distribuição. A transmissão entrega a energia a distribuidora e, a distribuidora por sua vez leva a energia ao usuário final (ANEEL, 2016). A parcela de encargos setoriais não é determinada pela ANEEL, e sim, instituída por leis.

Figura 2 – Composição tarifária



Fonte: Adaptado de ANEEL (2016).

Para os consumidores do Grupo B, a tarifa de energia elétrica aplicada no Brasil é cobrada através da soma das componentes: a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE). De acordo com ANEEL (2010b), TUSD é a parcela referente aos investimentos realizados pelas distribuidoras para entregar energia elétrica até as unidades consumidoras. A TE é o valor monetário que recupera os investimentos realizados pelas distribuidoras durante a compra de energia através de leilões para revenda ao consumidor (ANEEL, 2010b).

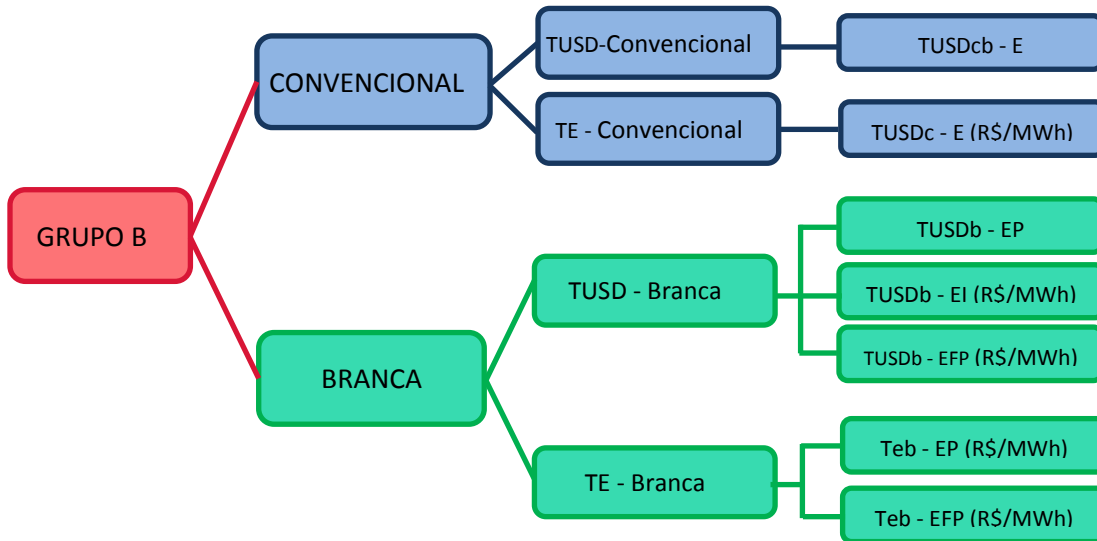
Em relação à modalidade tarifária, existem as que possuem preços fixos e outras que possuem preços dinâmicos. Para os consumidores do Grupo B têm-se a tarifa convencional, caracterizada por possuir preços fixos, ou seja, o valor da tarifa é definido independentemente da hora ou dia de utilização (ANEEL, 2010b). De acordo com Limberger (2014), a tarifa fixa é benéfica para o consumidor, pois este não precisa gerenciar seus hábitos de consumo, já que o preço é fixado, o que proporciona maior segurança aos usuários.

Além da tarifa convencional, há também a tarifa dinâmica que se caracteriza por ter seu valor ajustado de acordo com o custo da energia ou pelas análises de séries históricas de preços (LIMBERGER, 2014). A tarifa dinâmica que compõe o Grupo B é a Tarifa Branca.

Em 2012, através da Resolução Normativa nº 479 da ANEEL (ANEEL, 2012b), foi estabelecida a Tarifa Branca para os consumidores de Baixa Tensão, que se caracteriza por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, conforme as horas de utilização do dia.

Na Figura 3 são apresentadas as modalidades tarifárias, convencional e a branca.

Figura 3 – Modalidades tarifárias do Grupo B



Fonte: Adaptado de ANEEL (2011b).

Com base na Figura 3 verifica-se que a tarifa convencional é composta pela TUSD com apenas um valor e pela TE, enquanto que a Tarifa Branca possui três valores distintos para a TUSD e para a TE, de acordo com cada posto tarifário.

2.2 FONTES RENOVÁVEIS E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.2.1 Cenário Mundial

O aumento da demanda mundial por energia elétrica aliada as restrições técnico-econômicas para a construção de novas usinas, além da conscientização em relação às questões ambientais trouxeram a necessidade de diversificação da matriz energética. E é nesse sentido que a geração distribuída proveniente das fontes renováveis tem crescido e contribuído para a redução da emissão de gases poluentes, minimizando a dependência de usinas a base de combustíveis fósseis, carvão e gás natural (DESCATEAUX et al., 2016). Associado a isso, diversos países tem incentivado o uso de fontes renováveis para geração de energia e evitado o uso de fontes poluentes que causam severos impactos ao meio ambiente (BERGEK; MIGNON, 2017).

Na Suécia, o governo criou a *Feed-in tariff* através de políticas de compensação que consistem na redução de juros em financiamentos para instalação de geração distribuída a partir de fontes renováveis (em geral painéis fotovoltaicos). Este país adotou o sistema de compensação de energia elétrica em forma de crédito, termo conhecido por *Net Metering*

(NYHOLM et al., 2017). Além do *Net Metering*, a Suécia e a Noruega desde 2015 adotaram um modelo de certificado de energia renovável para aqueles consumidores que utilizam GD de fonte solar fotovoltaica. A finalidade do certificado é incentivar os consumidores a inserirem GD. Para isso, o certificado permite a redução de taxa de juros de financiamentos bancários para implantação e expansão de sistemas de GDs que utilizem fontes renováveis. Com esses incentivos, a Suécia vem dobrando anualmente o número de instalações de GD fotovoltaica (NYHOLM et al., 2017).

O governo australiano também vem incentivando a inserção de sistemas de GDs fotovoltaicos. Para isso, reduziu os juros para financiamento bancários para implantação de GD, adotou políticas de compensação (*Feed-in tariff*), e vem colaborando com as indústrias de células fotovoltaicas, através de incentivos fiscais que resultam na queda de preço dos painéis (OLIVA, 2017).

De acordo com Camilo et al. (2017) a Alemanha tem reduzido o uso de centrais nucleares e implantado o uso de GD a partir das fontes renováveis; também é uma das maiores produtoras de energia solar do mundo, perdendo apenas para a China. A Austrália já possui 15% de suas residências com geração distribuída fotovoltaica e nos Estados Unidos verifica-se grande aumento da geração fotovoltaica (CAMILO et al., 2017).

Em seu relatório anual, a *International Energy Agency* (IEA) citou as previsões para os próximos anos até 2022, e destacou que a energia solar fotovoltaica cresceu em 50% no ano de 2017, quando comparado ao ano anterior, sendo a China o país que mais contribuiu para esse crescimento (IEA, 2017).

Ainda de acordo com o IEA (2017), a produção de energia solar fotovoltaica no ano de 2017 teve seu crescimento superior ao do carvão. Estima-se ainda que em 2022 o uso das energias renováveis atinja 1.000 GW, o equivalente a metade da produção atual das centrais térmicas. Quanto à produção de eletricidade, espera-se que a geração de energia renovável global cresça em mais de um terço até o ano de 2022, superando 8.000 TW/h, o equivalente ao consumo de energia da China, Índia e Alemanha juntas.

A Índia é outro país com perspectivas de crescimento na utilização de geração distribuída. Estima-se que até o ano de 2022, a Índia dobre sua capacidade atual de produção de energia renovável fotovoltaica (IEA, 2017).

Assim como a fonte solar, a GD voltada à geração de energia elétrica com biogás vem apresentando destaque nos últimos anos. Atualmente, os Estados Unidos são os maiores produtores de biogás, oriundo da coleta de gás de aterros sanitários. Na Europa a produção de

biogás predomina mais na digestão anaeróbia de resíduos agrícolas, incluindo dejetos de animais e restos de alimentos recuperados (SVENSSON, 2016).

A Alemanha, desde 2001, vem desenvolvendo incentivos para a geração de energia através do biogás. Nessa perspectiva, foi fundada a *Erneuerbare Energien-Gesetz*, legislação de energias renováveis que promove, através do pagamento de tarifas e bônus, a produção de energia elétrica a partir de biogás. Assim, a Alemanha estima que até o ano de 2020 atingirá cerca de 40.000 instalações voltadas à produção de energia elétrica, o equivalente a mais de 12 GW instalados por meio de instalações agrícolas individuais, ou pequenas associações de agricultores (RENEWABLE ENERGY GERMANY AGENCY, 2009).

Na África, os resíduos agrícolas e municipais são utilizados para a produção de biogás. Na República do Quênia, o primeiro sistema de geração de energia elétrica a partir do biogás foi instalado em uma fazenda e produz em torno de 2 MW de energia elétrica, cujo excedente é suficiente para fornecer energia para 5.000 a 6.000 casas rurais (REN21, 2017).

2.2.2 Cenário Brasileiro

O governo brasileiro tem investido em políticas de incentivo à geração distribuída. Tais incentivos se justificam pelos potenciais benefícios que a GD pode proporcionar, pois aumentam o uso das fontes renováveis, permitem postergar a necessidade dos investimentos em expansão, minimizam problemas causados pelas longas linhas de transmissão e distribuição, além de possuírem baixo impacto ambiental e aumentarem a diversificação da matriz energética brasileira (WANDERLEY, 2017). Para os consumidores, a justificativa é poderem gerar sua própria energia a partir da inserção de GD, terem maior autonomia em seu consumo e uma maior economia com as contas de energia que estão com tarifas cada vez mais altas.

Nesse sentido, uma das políticas de incentivo promovidas pelo governo brasileiro para uma maior adoção de GD pelos consumidores é o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), criado pelo Ministério de Minas e Energia, em 2015. Com previsão de investimentos de R\$ 100 bilhões, suas principais metas é expandir as ações de estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores em suas residências, comércios, indústrias e no setor agrícola (WANDERLEY, 2017).

Além do ProGD, há também a RN nº 687 da ANEEL, que tem como objetivo reduzir barreiras e estabelecer as condições gerais para acesso à micro e minigeração distribuída, como também o sistema de compensação de energia. O sistema de compensação permite o

consumidor gerar sua própria energia e injetar o excedente na rede elétrica para posteriormente ser compensado através de sua fatura de energia, tornando-se um prossumidor (ANEEL, 2015a).

Atualmente, a geração distribuída mais utilizada pelos consumidores de Baixa Tensão no Brasil é a microgeração fotovoltaica (EPE, 2018). Isso ocorre em função da facilidade de instalação deste sistema através dos incentivos governamentais e também pelo grande potencial de irradiação solar que o país possui.

Apesar de a geração fotovoltaica ser a mais implantada pelos consumidores de BT, há um grande potencial para a inserção da geração a partir da biomassa, principalmente em zonas rurais. Gomes et al. (2013) destaca o grande potencial da geração de energia elétrica a partir de usinas de biomassa. Segundo o autor, o Rio Grande do Sul é um dos estados com vasta produção de biomassa vegetal e animal resultantes das intensas atividades florestais e agrícolas que poderiam ser utilizadas para gerar energia elétrica mediante implantação de pequenas usinas termoelétricas à biomassa com capacidade de geração de 1 MW, distribuídas em diferentes localidades.

O autor faz ainda uma análise considerando como combustível para geração de energia elétrica a biomassa da casca de arroz. Segundo Gomes et al. (2013), no Brasil são desperdiçadas aproximadamente 2,9 milhões de toneladas de casca de arroz anualmente. Desse total, só o Rio Grande do Sul poderia gerar em torno de 68 MW de energia elétrica com a queima da casca de arroz em pequenas usinas termoelétricas.

De acordo com a ANEEL (2015a), para implantação de micro e minigeração distribuída podem ser inseridas fontes com base em energia solar, eólica e biomassa, além da cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição local.

Nesta dissertação são consideradas como geração distribuída, a energia solar e a biomassa (biogás) de dejetos bovinos.

2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DESTE CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentados diversos trabalhos que contribuem para o desenvolvimento desta Dissertação. Apesar disso, tais trabalhos em geral não apresentam uma metodologia para analisar os efeitos de adesão à Tarifa Branca em conjunto com a GD em consumidores rurais de BT, que é o propósito desse trabalho.

As tarifas horárias já são aplicadas em diversos países com o objetivo de reduzir o consumo de energia nos horários em que o sistema elétrico é mais demandado (horário de

ponta), evitando assim altos investimentos no sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica.

De acordo com a pesquisa realizada neste trabalho, a aplicação das tarifas horárias no cenário mundial está funcionando positivamente. Além disso, há países que conseguiram fazer com que os consumidores começassem a gerenciar seus hábitos de consumo, contribuindo assim para a implantação da *time-of-use* como é o caso do Canadá, onde aproximadamente 90% dos consumidores alteraram seus hábitos de consumo para se adaptarem a aplicação da TOU, obtendo uma economia mensal de 3% a 6% sobre o valor da fatura.

No Brasil, muitos anos antes da implantação da Tarifa Branca, já havia sido proposta a aplicação da tarifação horária, conhecida na época por tarifa amarela, a qual não entrou em vigor por falta de regulamentação.

Com relação às regulamentações para inserção de GD, tanto internacionalmente quanto nacionalmente, já há incentivos governamentais aos consumidores que buscam ter acesso a inserção de GD a partir de fontes renováveis, sendo a geração distribuída de fonte solar a mais utilizada. Espera-se que com tantos incentivos, inovações tecnológicas e com o passar dos anos, que os preços para o acesso à micro e minigeração distribuída se tornem cada vez mais acessíveis aos consumidores.

3 TARIFA HORÁRIA BRANCA

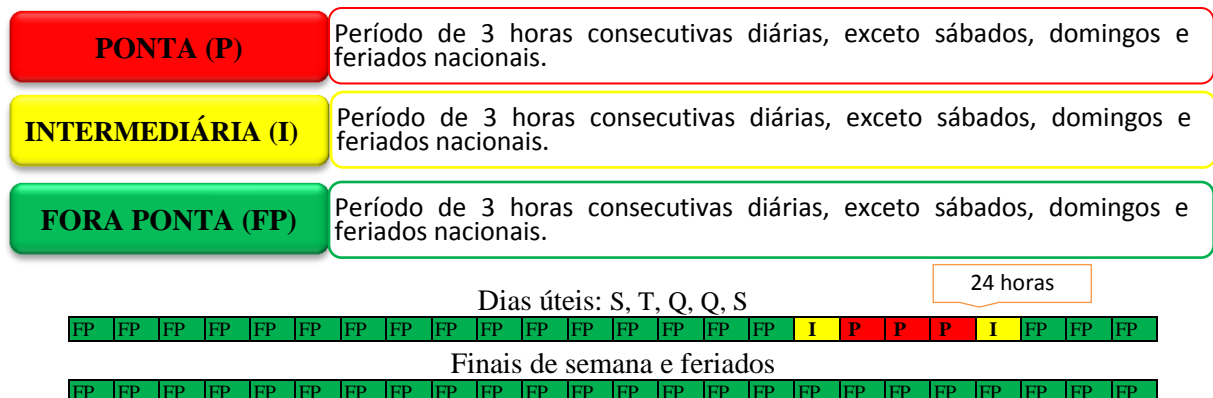
A modalidade tarifária definida no Brasil como Tarifa Branca é semelhante ao modelo *Time-of-Use* e caracteriza-se pela variação do preço da energia elétrica conforme o dia e o horário de consumo (ANEEL, 2011b). A adesão é opcional, ou seja, o consumidor pode escolher se deseja aderir ou não a Tarifa Branca, além de poder desistir e retornar para a tarifa convencional, caso não tenha mais interesse. Entretanto para aderir à Tarifa Branca há a necessidade da substituição do medidor convencional pelo medidor bidirecional (ANEEL, 2011b).

A Tarifa Branca tornou-se disponível para adesão desde 1º de janeiro de 2018, conforme regulamentado na RN ANEEL nº 733 (ANEEL, 2016) e segue desde então, um cronograma iniciado com unidades consumidoras com média anual de consumo mensal superior a 500 kWh e para novas ligações (ANEEL, 2015b). Entre os benefícios trazidos pela Tarifa Branca, a ANEEL (2011b) destaca que ela irá estimular o gerenciamento do consumo de energia elétrica por parte do consumidor para os horários fora ponta, onde o carregamento do sistema de distribuição é menor, minimizando a necessidade de expansão de rede, perdas elétricas na distribuição e investimentos pela distribuidora, refletindo em tarifas mais baixas.

3.1 FUNCIONALIDADE DA TARIFA BRANCA

A modalidade tarifária branca é direcionada aos consumidores de BT, com exceção da classe residencial de baixa renda e a classe de iluminação pública (ANEEL, 2011b). Os consumidores que solicitarem a adesão à TB receberão sua fatura de energia elétrica com os valores de consumo registrados em cada posto tarifário, detalhados na Figura 4.

Figura 4 – Postos tarifários para o Grupo B

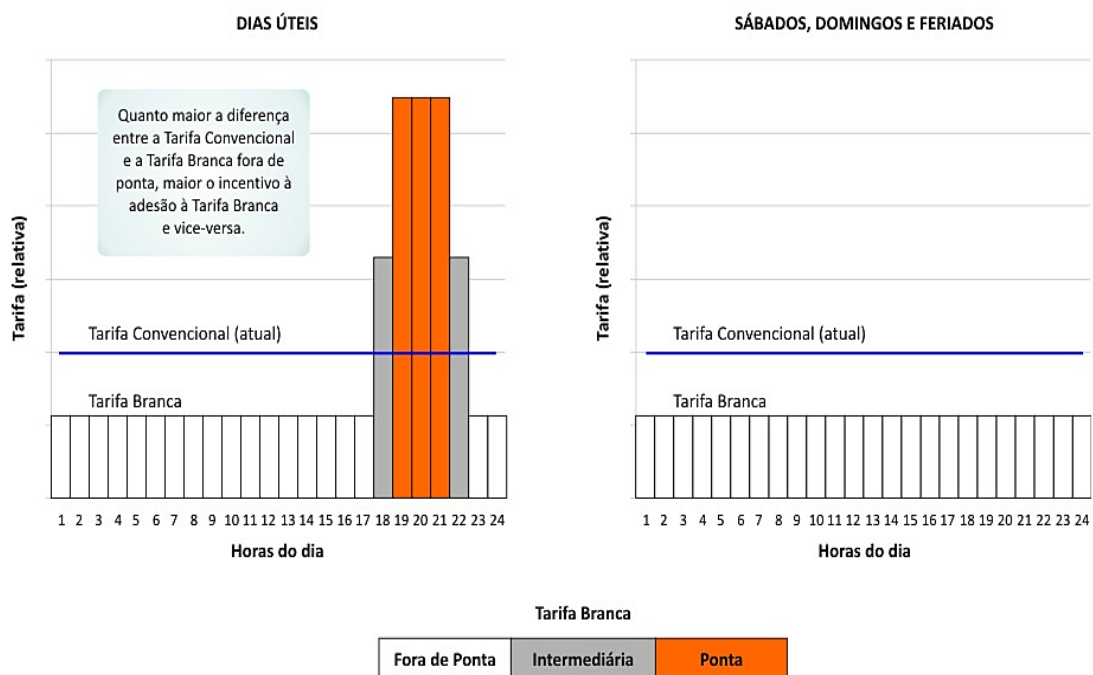


Fonte: Adaptado de ANEEL (2011b).

O posto intermediário foi criado com a finalidade de evitar o deslocamento das cargas para horas de pico potenciais que geralmente são adjacentes à ponta (ANEEL, 2011b). É importante destacar que o valor da tarifa branca é maior que a tarifa convencional nos horários de ponta e intermediário e menor que a tarifa convencional no horário fora ponta.

Na Figura 5 é exposto um comparativo entre os valores das tarifas nas modalidades convencional e branca. Nesta figura é possível visualizar-se que a tarifa convencional mantém o valor da tarifa constante ao longo do dia, enquanto a tarifa branca possui, na maior parte do dia, um valor de tarifa menor que o valor da tarifa convencional. Contudo, a tarifa branca possui dois períodos (ponta e intermediário) nos quais a tarifa de energia fica bem mais cara que o valor da convencional. Dessa forma, a tarifa branca será mais vantajosa para os consumidores que conseguirem modificar seus hábitos de consumo, concentrando o uso da energia elétrica nos períodos em que esta é mais barata (fora ponta).

Figura 5 – Comparação entre a tarifa branca e a tarifa convencional



Fonte: ANEEL (2015b).

Os períodos de ponta, intermediário e fora ponta são homologados pela ANEEL através das revisões periódicas de cada distribuidora, ocorrendo normalmente a cada cinco anos (ANEEL, 2015b). Em finais de semana e feriados nacionais, apenas a tarifa fora ponta é aplicada.

3.2 CRONOGRAMA DE IMPLANTAÇÃO

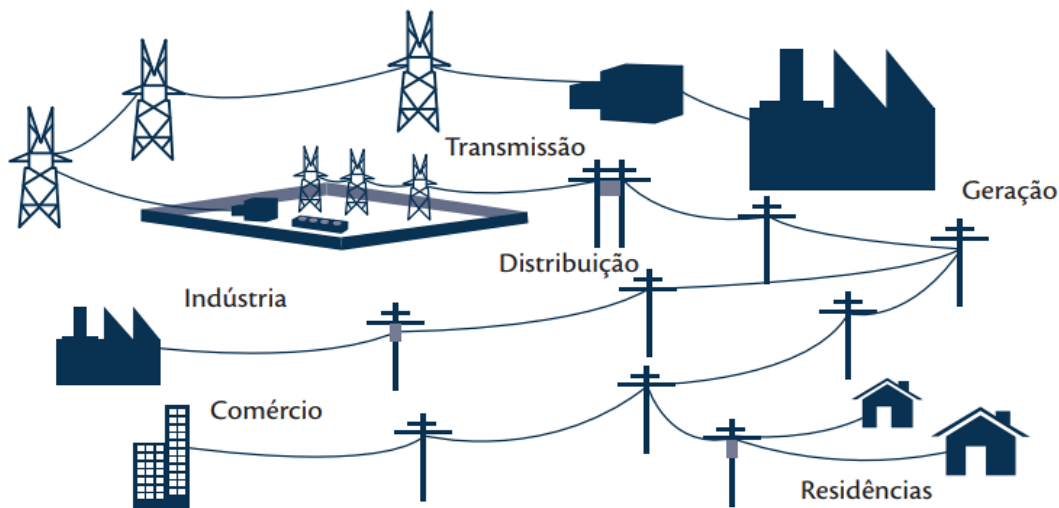
A implantação da Tarifa Branca teve início no dia 1º de janeiro de 2018 e segue desde então, um cronograma de integração dessa modalidade de forma gradativa. Conforme determinado pela RN nº 733 (ANEEL, 2016), uma parte dos consumidores poderá optar pela tarifa branca ainda em 2019 e outra parte somente em 2020.

O cronograma para implantação da Tarifa Branca definiu que inicialmente apenas os consumidores que solicitaram novas ligações e aqueles com média anual de consumo mensal superior a 500 kWh poderiam aderir à tarifa em seu primeiro ano de vigência, ou seja, em 1º de janeiro de 2018. Em 2019, puderam aderir à Tarifa Branca os consumidores que possuem média anual de consumo mensal superior a 250 kWh e, em 2020, os demais consumidores atendidos em Baixa Tensão.

4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM BAIXA TENSÃO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é composto por geração, rede de transmissão, rede de distribuição e os consumidores finais de energia elétrica. No modelo tradicional, a geração é predominantemente centralizada em grandes usinas que são conectadas à rede de transmissão, enquanto as redes de distribuição são responsáveis por alimentar os consumidores finais, conforme ilustrado na Figura 6. O SEP é composto por uma complexa infraestrutura para fornecimento de energia elétrica e atendimento dos padrões de qualidade e confiabilidade (CGEE, 2012).

Figura 6 – Sistema Elétrico Convencional



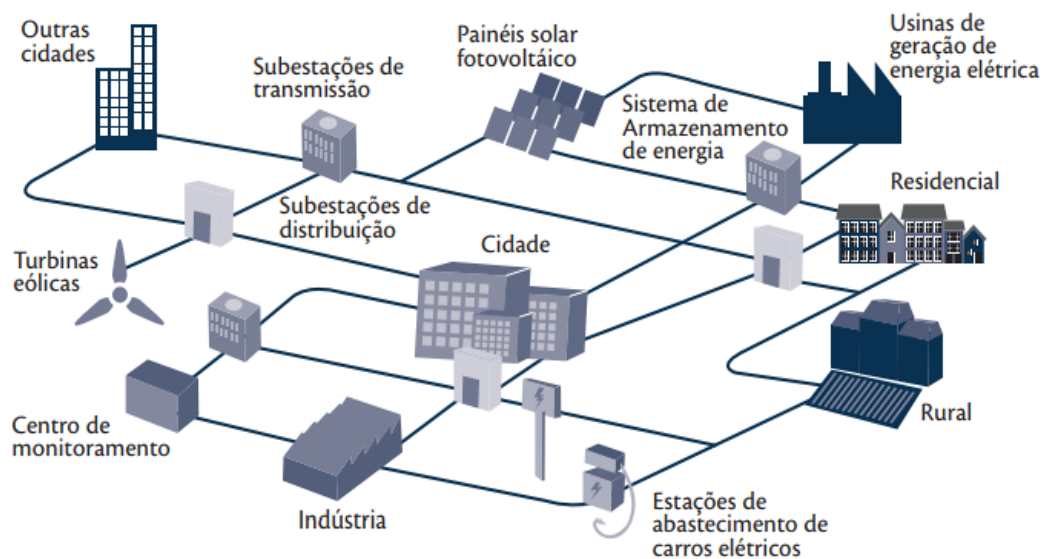
Fonte: (CGEE, 2012).

No sistema elétrico da Figura 6, o fluxo de energia ocorre de forma unidirecional, ou seja, os consumidores são meros agentes passivos na cadeia produtiva da energia elétrica. Nesse sistema, o mercado de energia elétrica está baseado em tarifas fixas e limitações de informações em tempo real sobre gerenciamento da rede e da carga (CGEE, 2012).

Atualmente, o aumento do consumo de energia elétrica, a participação das fontes renováveis para inserção de geração distribuída, o surgimento de novas tecnologias e o advento dos veículos elétricos são fatores que estão transformando o sistema elétrico atual, caracterizado pela geração centralizada. Como resultado, o sistema elétrico precisa estar preparado para a inserção dessas fontes intermitentes de energia e o fluxo de informações e energia que passam a ocorrer de forma bidirecional. Esta nova concepção de rede o transformará num sistema inteligente, termo conhecido como *Smart Grid* (CGEE, 2012).

Smart Grid é uma rede de energia elétrica que utiliza tecnologias digitais para aumentar a eficiência do sistema elétrico através do gerenciamento em tempo real de informações e do fluxo da energia elétrica que ocorrem de forma bidirecional entre o sistema de distribuição de energia e o consumidor final (HEFFNER, 2011). Na Figura 7 pode ser visto o novo sistema.

Figura 7 – Modelo de Rede Elétrica Inteligente



Fonte: (CGEE, 2012).

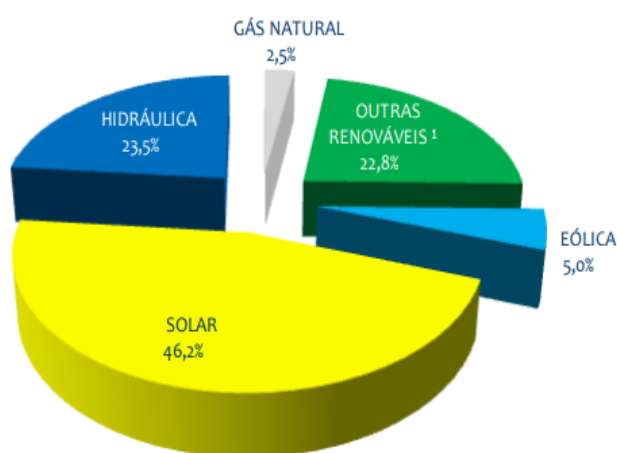
No modelo de rede *Smart Grid*, o sistema de transmissão e distribuição encontram-se entrelaçados. Essa nova concepção de rede permite que o consumidor receba a energia do sistema de distribuição e também possa utilizá-la para transportar o excedente da energia gerada em seu sistema de geração distribuída, enviando-a de volta para a rede (SANTOS, 2014a).

A GD pode ser definida como a produção de energia de forma descentralizada, localizada junto ou próxima do consumidor (CGEE, 2012). Ela foi regulamentada inicialmente pela da RN nº 482 da ANEEL, em 2012 (ANEEL, 2012a) e atualmente, pela RN nº 687 (ANEEL, 2015a). O foco dessa inovação se reflete na modernização das atuais redes de distribuição, criando condições para um modelo de geração descentralizado que incide sobre a tarifa, a demanda e a qualidade da energia.

Atualmente, a GD de pequeno porte mais utilizada no Brasil é a microgeração fotovoltaica (EPE, 2018). Já o uso da biomassa para a geração de energia elétrica vem apresentando grande destaque nos últimos anos, principalmente por reaproveitar a matéria

orgânica disponível na natureza ou produzida em locais específicos. Um exemplo disso é o uso de dejetos de bovinos para a produção do biogás. A utilização de bovinos de leite como fonte de renda tem sido cada vez mais explorada pelos consumidores rurais, pois os dejetos que antes eram vistos somente como poluidores do meio ambiente, hoje podem ser tratados em biodigestores e utilizados para geração de energia elétrica e como biofertilizante (WALKER, 2009). A Figura 8 apresenta a participação das fontes na geração distribuída em 2017.

Figura 8 – Participação de fontes na geração distribuída em 2017



Fonte: (EPE, 2018).

Na Figura 8, é possível visualizar-se que a participação da energia solar na GD predomina com 46,2% enquanto a biomassa totaliza 22,8% e inclui a biomassa proveniente de resíduos agrícolas e urbanos, dejetos de animais, casca de arroz, gás de alto-forno e resíduos florestais (EPE, 2018).

Como o propósito desta dissertação é analisar a viabilidade econômica da inserção de geração distribuída em conjunto com a Tarifa Branca em consumidores rurais, neste capítulo são apresentadas as duas fontes de GD utilizadas que são a energia solar e a da biomassa (biogás) de dejetos bovinos.

4.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica é obtida através da transformação direta da energia radiante em eletricidade por meio do efeito fotovoltaico. No momento em que uma célula fotovoltaica é submetida à radiação solar, os elétrons do material semicondutor se movimentam, gerando eletricidade (PINHO; GALDINO, 2014).

4.1.1 Células Fotovoltaicas

As células fotovoltaicas são as responsáveis pelo funcionamento de painéis fotovoltaicos, são fabricadas com material semicondutor, através do qual ocorre o processo de conversão da radiação solar em energia elétrica (PINHO; GALDINO, 2014). A radiação que é absorvida é transferida a seus átomos e elétrons, após, os elétrons desprendem-se dos átomos do material semicondutor, gerando assim um fluxo elétrico ordenado, termo conhecido como corrente elétrica (GHENSEV, 2006).

Os materiais semicondutores mais utilizados para a composição de células fotovoltaicas são silício monocristalino, policristalino e silício amorfo hidrogenado. Em menor escala é utilizado telúrio, cádmio, índio, cobre, gálio e selênio (RÜTHER, 2004). Aproximadamente 95% de todas as células solares existentes no mundo são feitas de silício cristalino, sendo a tecnologia monocristalina a de maior eficiência, qualidade e também de maior custo, quando comparada com o silício policristalino (SANTOS; JABBOUR, 2013).

Na prática as células fotovoltaicas podem ser associadas por ligações em série, paralelo ou mistas, a fim de se obter maiores potências. A associação de um conjunto de células forma o módulo fotovoltaico (PINHO; GALDINO, 2014).

A geração de eletricidade tanto por usinas de grande porte ou por instalações residenciais sofre influência de diversos fatores que afetam o desempenho do sistema fotovoltaico. Entre estes fatores cita-se a localização geográfica, a orientação e a inclinação dos módulos fotovoltaicos, como também a ocorrência de sombreamento mútuo e entre fileiras (RÜTHER, 2004). Por essa razão, a instalação dos painéis deve levar em consideração a direção dos raios solares de acordo com o ângulo de azimute, ou seja, mantendo a inclinação constante, sendo ajustada para ser igual ao da latitude local (ALVES, 2008).

Por essa razão, o projeto de um sistema solar fotovoltaico em áreas urbanas deve ser adaptado às condições locais que podem apresentar edificações, torres e até mesmo árvores em seu entorno, resultando em níveis consideráveis de sombreamento que irão influenciar diretamente na geração de eletricidade do sistema fotovoltaico, afetando, portanto a sua produtividade (ALONSO, 2016). O meio rural diferentemente do meio urbano disponibiliza grandes espaços físicos. Por isto, a instalação de um sistema solar fotovoltaico permite maior aproveitamento da energia solar e acaba evitando o sombreamento que diminui a captação de energia (ALONSO, 2016).

4.1.2 Sistema Conectado à Rede Elétrica

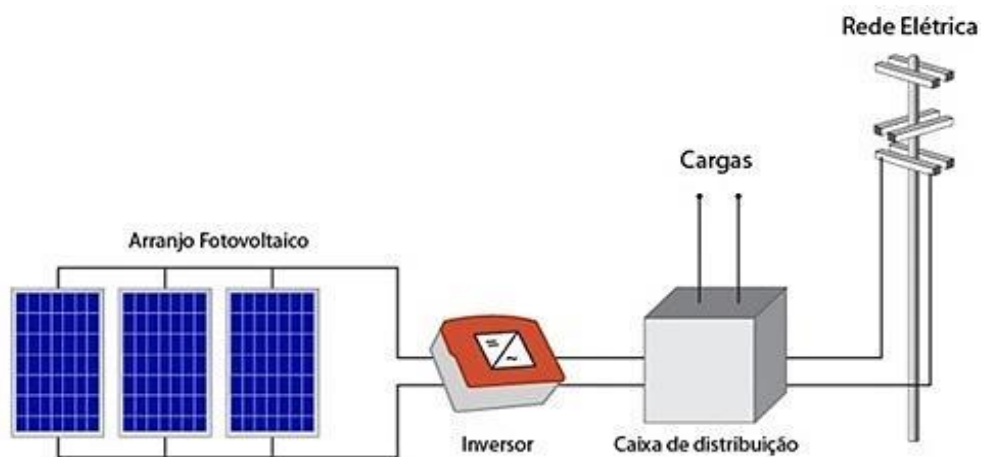
Os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFVCR) chamados também de *On Grid*, são caracterizados por estarem conectados a rede pública de energia elétrica, não possuindo em sua arquitetura elementos para armazenar a energia elétrica, como ocorre nos Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFVI) ou *Off Grid*. No SFVCR a rede da concessionária acaba fazendo o papel de uma bateria, fornecendo energia em períodos que a geração do sistema fotovoltaico não é suficiente (TONIN, 2017).

Quando o SFVCR produz mais energia do que é consumido, o excedente é enviado para a rede pública e é transformado em créditos (TONIN, 2017). Na Figura 9 é ilustrada a configuração de um SFVCR.

No sistema fotovoltaico o painel solar é responsável por captar a radiação solar e transformá-la em corrente elétrica contínua (CC). A partir dessa transformação, a corrente contínua é convertida para corrente alternada (CA) pelo inversor, para que possa ser injetada na rede elétrica (FARIA, 2017).

O medidor de energia utilizado em sistemas conectados à rede deve ser bidirecional, ou seja, fará a medição do fluxo de energia que é injetada na rede, como também a que é consumida (FARIA, 2017).

Figura 9 – Representação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede



Fonte: (GEPOC, 2016).

4.1.3 Elementos de um Sistema Fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico é normalmente composto por módulos fotovoltaicos (painéis), inversor, medidor bidirecional, banco de baterias e controlador de carga. Os

módulos fotovoltaicos são um conjunto de células fotovoltaicas interconectadas entre si e responsáveis por transformar a energia solar em energia elétrica de corrente contínua. Podem ser um ou mais painéis e são dimensionados conforme a energia demandada (FARRET; SIMÕES, 2017). O inversor é responsável por converter essa tensão contínua em corrente alternada com as características (frequência, forma de onda, etc.) necessárias para satisfazer as condições impostas pela rede distribuidora de energia elétrica e possibilitar assim a interconexão à rede (RÜTHER, 2004).

O medidor bidirecional é utilizado para medir o sentido do fluxo de energia. Assim, quando o sistema fotovoltaico gerar mais energia do que a necessária para suprir a demanda da instalação consumidora, o excedente é injetado na rede da distribuidora e convertido em créditos (RÜTHER, 2004).

Para instalação de sistema fotovoltaicos off-grid é necessário a instalação de um banco de baterias e controladores de carga. As baterias são utilizadas para o armazenamento e fornecimento da energia em períodos quando a geração solar é insuficiente ou durante a noite. Normalmente, o banco de baterias é utilizado em instalações solares fotovoltaicas do tipo isolada ou autônoma e geralmente são baterias semelhantes às automotivas de chumbo-ácido com tensão nominal de 12 V ou 24 V (RÜTHER, 2004; FARRET, 2010). Os controladores de carga tem a função de proteger a bateria contra sobrecargas e descargas excessivas, aumentando seu desempenho e vida útil (FARRET, 2010).

4.1.4 Vantagens e Desvantagens de um Sistema Fotovoltaico

Assim como qualquer outro tipo de tecnologia, os sistemas fotovoltaicos apresentam aspectos positivos e negativos, sejam operacionais, ambientais ou econômicos.

De acordo com Urbanetz (2010), as principais vantagens são o baixo impacto ambiental, já que a energia produzida é gerada através de uma fonte renovável. Outra vantagem é em relação à produtividade, ou seja, toda a energia que é gerada pelo sistema fotovoltaico é utilizada ou então pode ser convertida em créditos. Além disso, a implantação de um sistema solar fotovoltaico é de grande facilidade podendo ser implantados em condomínios, meios rurais e urbanos, como também em indústrias e comércios. Para o sistema elétrico proporciona a minimização de perdas durante a distribuição da energia.

A energia PV é silenciosa, universal, sem vibrações e permite utilizar espaços ociosos como telhados, paredes e coberturas, eliminando a necessidade do comprometimento de áreas úteis para a instalação dos painéis fotovoltaicos (ELEKTSOLAR, 2019). Além do mais, o

sistema fotovoltaico possui uma durabilidade de até 25 anos, tempo oferecido como garantia pela maior parte dos fabricantes, possuem um custo baixo de manutenção sendo recomendada a limpeza dos painéis somente com água e a cada seis meses. Este é um meio de fornecer energia elétrica aos locais que são isolados (SOLAR ENERGY INTERNATIONAL, 2004; ELEKTSOLAR, 2019).

Apesar do acima exposto, a geração de energia está diretamente relacionada com as condições climáticas e depende exclusivamente de forte incidência de irradiação solar. Para instalações fotovoltaicas em locais isolados é necessário o uso de baterias, o que acaba elevando os custos de implantação (SOLAR ENERGY INTERNATIONAL, 2004). No entanto, com o avanço da tecnologia e dos meios de produção a tendência é que os preços sofram uma queda. Como outra opção há financiamentos disponíveis junto a bancos que objetivam incentivar a inserção da energia solar fotovoltaica (ELEKTSOLAR, 2019).

Outra desvantagem da energia fotovoltaica está relacionada ao sistema anti-ilhamento, ou seja, para os sistemas fotovoltaicos *On Grid* quando ocorre queda de energia elétrica da rede da concessionária, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede também deixam de operar e gerar energia. Esse dispositivo anti-ilhamento está acoplado nos inversores, que detectam a queda de energia da rede e suspendem a atividade do sistema fotovoltaico até que a situação seja normalizada pela concessionária. Apesar de ser uma medida de segurança que tem como objetivo impedir que seja injetada energia na rede enquanto as equipes de manutenção atuam para o restabelecimento da energia, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, também ficam sem energia, sendo este um ponto negativo (ELEKTSOLAR, 2019).

4.2 BIOMASSA COMO FONTE ALTERNATIVA DE ENERGIA

Todos os materiais que têm a propriedade de se decompor pela ação de diferentes tipos de bactérias são considerados biomassa. A biomassa decomposta pela ação de bactérias metanogênicas produzem através desse processo o biogás. Esse processo de decomposição depende de diversos fatores como temperatura, relação carbono/nitrogênio, nível de pH e a qualidade de cada uma. São classificados como biomassa os dejetos de animais, restos culturais, aguapé, resíduos industriais, lixos urbanos, algas marinhas (FARRET, 2010).

4.2.1 Propriedades Rurais e a Biomassa

Para Borges et al. (2016) o Brasil é um dos países com maior abundância em energia renovável do mundo e se destaca pela capacidade de incorporar à agricultura, formas de gerar energia sem comprometer a produção agrícola de alimentos e também, sem ocasionar impactos ao meio ambiente, tendo como destaque a produção de biomassa.

Walker (2009) destaca que o uso de outras fontes, como resíduos agrícolas sazonais, o carvão vegetal, resíduos florestais e esterco de aves, normalmente são ignorados em muitos países, no entanto, esses resíduos chegam a apresentar 30% a 40% do fornecimento total de biomassa.

O autor destaca ainda, que as propriedades agrícolas têm se preocupado com o aumento acelerado em seus custos de produção e manutenção, decorrentes de aumentos no custo da energia elétrica utilizada para iluminação, aquecimento de animais, resfriadores, etc.

Além do aumento da energia elétrica, os fertilizantes utilizados em propriedades rurais também tiveram seus custos elevados, enquanto muitas vezes os dejetos de animais são desperdiçados nas propriedades, poluindo o ambiente e impactando diretamente na sustentabilidade da propriedade, poderiam ser utilizados como biofertilizante, após serem processados e decompostos pela digestão anaeróbia (WALKER, 2009).

Mathias (2014) cita em seu trabalho que uma significativa parte das propriedades familiares é voltada à produção pecuária, atingindo 49,2% dos estabelecimentos rurais, com grande concentração na região Centro-Sul do Brasil. Para o autor, a produção de biomassa a partir dos dejetos de origem animal, abre a possibilidade de utilização de biodigestores para geração do biogás com potenciais ganhos aos produtores rurais.

De acordo com dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), em 2015 o Brasil ocupava o primeiro lugar no mundo na produção de bovinos. As propriedades criadoras estão localizadas em áreas rurais do território brasileiro e possuem grande potencial para a produção do biogás e conseqüentemente de energia elétrica (IBGE, 2015).

Para Walker (2009) a grande vantagem da biomassa é suas variáveis formas de utilização, desde a produção de energia elétrica até a utilização como combustível, na forma de gases, líquidos ou sólidos. Além do mais, o Brasil é um país que possui características adequadas à produção de biomassa, principalmente para fins energéticos: clima tropical úmido, terras disponíveis, mão-de-obra rural abundante, e nível industrial tecnológico disponível (WALKER, 2009).

4.2.2 Biogás

O biogás é uma mistura de gases e resulta da fermentação anaeróbia (que não dependem de oxigênio) de matérias orgânicas, denominadas de biomassa. Deste processo resultam os gases: metano (CH₄), que normalmente representa em torno de 60 a 70% da mistura, e dióxido de carbono (CO₂) que representa em torno de 30 a 40%. Outros gases também compõem a mistura, mas em menores proporções, como o nitrogênio (N₂), o hidrogênio (H) e o gás sulfídrico (H₂S). O metano, principal componente do biogás, é um gás incolor, inodoro e altamente combustível (FARRET, 2010).

Diversos fatores influenciam no processo de produção do biogás, como a temperatura, o nível de potencial de hidrogênio (pH) e a relação carbono/nitrogênio. As bactérias metanogênicas são extremamente sensíveis e necessitam que os níveis de temperatura e acidez estejam adequados para se reproduzirem. Portanto, a temperatura deve variar entre 45 e 50 °C e 20 e 45 °C, respectivamente, enquanto os níveis de acidez devem manter-se entre 6 e 8, pois valores inferiores produzem biogás com baixa concentração de metano, tornando-o de baixo valor energético (FARRET, 2010).

O poder calorífico do biogás depende da quantidade de metano em sua composição, ou seja, quanto maior for a concentração de metano, melhor será o biogás em termos energéticos. O metano puro e em condições normais de temperatura obtém um poder calorífico de aproximadamente 9,9 kWh/m³, já o biogás pode chegar entre 4,95 e 7,92 kWh/m³. (COLDEBELLA, 2004 apud BRIGNOL, 2017). A Tabela 1 apresenta a equivalência energética em condições normais de temperatura e pressão (CNTP) do biogás em comparação com outros combustíveis.

Tabela 1 – Equivalência energética de 1m³ de biogás em comparação com outros combustíveis

| Combustível | Quantidades equivalentes |
|--------------------|---------------------------------|
| Gasolina | 0,98 litros |
| Álcool | 1,34 litros |
| Óleo cru | 0,72 litros |
| Gás natural | 1,50 m ³ |
| Carvão | 1,51 m ³ |
| Eletricidade | 1,43 kWh |

Fonte: (FARRET, 2010).

A produção do biogás ocorre em biodigestores, os quais são projetados e construídos de modo a produzir a decomposição da biomassa em condições ambientais adequadas ao

desenvolvimento da digestão anaeróbia, proporcionando assim, meios favoráveis para que sejam mantidas as bactérias metanogênicas, de maneira que seja alcançada a eficiência almejada para o sistema (BRIGNOL, 2017).

De acordo com Appels et al. (2008) o biogás pode ser utilizado na geração de energia térmica, combustível veicular, na produção de produtos químicos, e na geração e cogeração de eletricidade.

4.2.3 Biodigestor

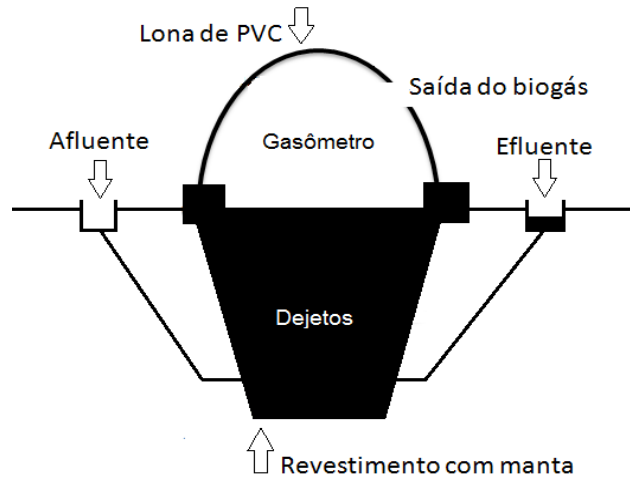
O biodigestor, ou digestor anaeróbico é um equipamento utilizado no processo de decomposição da matéria orgânica. A câmara de digestão é onde acontece a decomposição da matéria orgânica. O gasômetro encontra-se sobre a câmara de digestão e é onde o biogás fica armazenado para seu posterior uso. Estes equipamentos são construídos de forma que a decomposição da biomassa ocorra em meio anaeróbico, ou seja, sem a presença de oxigênio, proporcionando condições para que determinados microrganismos sejam predominantes e a decomposição da biomassa mais rápida e eficaz (RANZI; ANDRADE, 2004).

O processo para a formação do biogás dentro dos biodigestores passa por três etapas distintas: na primeira etapa, conhecida também por etapa sólida, ocorre a transformação dos carboidratos, lipídios e proteínas em ácidos graxos, glicose e aminoácidos; na segunda etapa, ou etapa líquida, as substâncias formadas anteriormente são transformadas em ácidos orgânicos; e na última etapa, conhecida também por etapa gasosa, as bactérias metanogênicas atuam sobre os ácidos orgânicos produzindo o biogás (FARRET, 2010). Além do biogás, outro produto resultante desse processo de decomposição da matéria orgânica é o biofertilizante, rico em nutrientes para o solo e com grande poder de fertilização tornando o processo atraente tanto pela possibilidade de reaproveitamento energético, como também de conversão de materiais geralmente poluentes em energia e fonte de nutrientes (ZANONI, 2018).

Os sistemas de biodigestores rurais mais utilizados são os modelos cujo modo de operação é contínuo e, dentre estes se destacam os modelos: Canadense (construído em lona) e o modelo Indiano e Chinês (construídos em alvenaria), no entanto, o princípio de operação é similar (ZANONI, 2018). A correta seleção para aplicação depende dentre outros fatores como, por exemplo, a localização da propriedade no que se refere ao clima, o potencial de abastecimento diário e do custo de implantação (ZANONI, 2018). As Figuras 10, 11 e 12

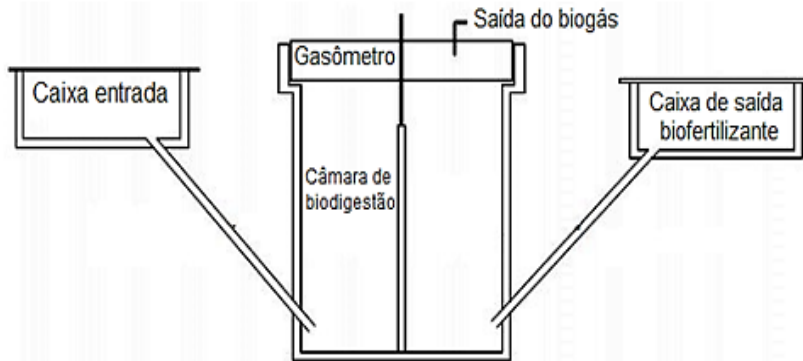
apresentam algumas características dos biodigestores modelo canadense, indiano e chinês, respectivamente.

Figura 10 – Biodigestor Modelo Canadense



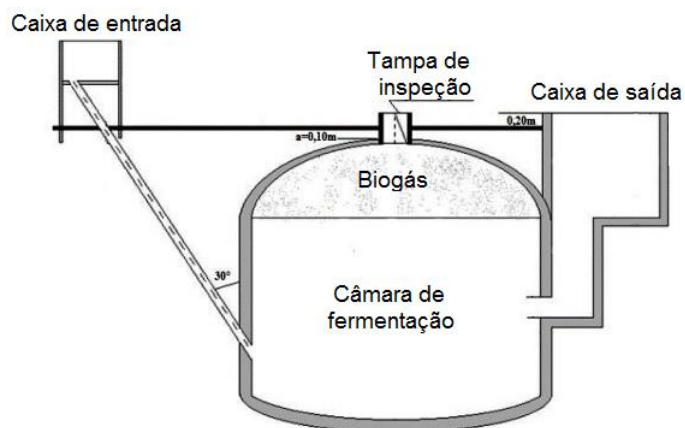
Fonte: Adaptado de Balmant (2009).

Figura 11 – Biodigestor Modelo Indiano



Fonte: Adaptado de Balmant (2009).

Figura 12 – Biodigestor Modelo Chinês



Fonte: Adaptado de Balmant (2009).

Os biodigestores dos modelos canadense, indiano e chinês são do tipo contínuo, onde a matéria-prima é colocada continuamente e quase sempre diretamente. A matéria-prima a ser utilizada deve ser de fácil biodegradação e ter boa disponibilidade. Assim, a produção de biogás a partir dos dejetos de animais ocorre de forma contínua, desde que os parâmetros do processo anaeróbico sejam controlados (BRIGNOL, 2017).

Outro fator que interfere na capacidade de produção de biogás são as características do resíduo utilizado. Essa diferença na capacidade de produção está associada a fatores como a dieta e o sistema digestivo dos animais, que fazem com que sejam produzidos resíduos de características e potencialidades distintas na produção de biogás (BRIGNOL, 2017).

A Tabela 2 apresenta o potencial de produção de biogás a partir de diferentes resíduos orgânicos de animais.

Tabela 2 – Produção de biogás a partir de diferentes dejetos de animais

| Material (esterco) | kg de dejetos/dia | m³ de gás/kg de dejetos | m³ de gás/animal/dia |
|---------------------------|--------------------------|---|--|
| Aves | 0,09 | 0,055 | 0,0049 |
| Bovinos | 10 | 0,040 | 0,40 |
| Equinos | 6,5 | 0,048 | 0,31 |
| Ovinos | 0,77 | 0,070 | 0,05 |
| Suíños | 2,25 | 0,064 | 0,14 |

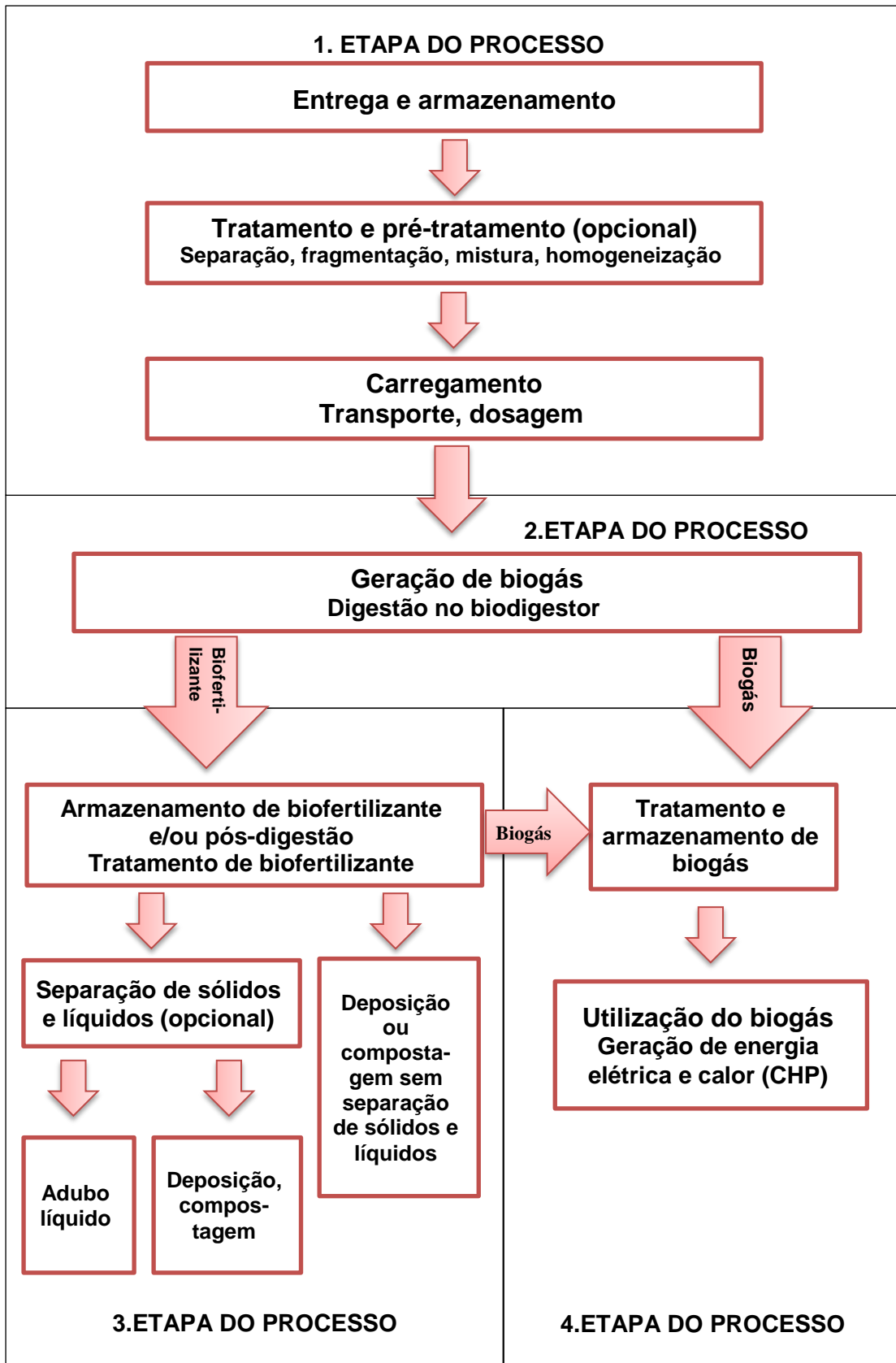
Fonte: (FARRET, 2010).

4.2.4 Geração de Eletricidade Usando o Biogás

O biogás pode ter diversas aplicações, sendo uma delas sua utilização como combustível para a geração de energia elétrica que depende de algumas etapas, tal como apresentada na Figura 13 (PROBIOGÁS, 2010).

A produção de energia elétrica a partir do biogás é realizada através de geradores acionados por motores de combustão. Por meio do processo controlado de combustão ocorre a conversão da energia química do gás em energia mecânica. Essa energia mecânica ativa o gerador de energia elétrica, convertendo a energia do biogás em energia elétrica (PROBIOGÁS, 2010).

Figura 13 – Etapas do processo de geração de energia elétrica a partir do biogás



Fonte: Adaptado de Probiogás (2010).

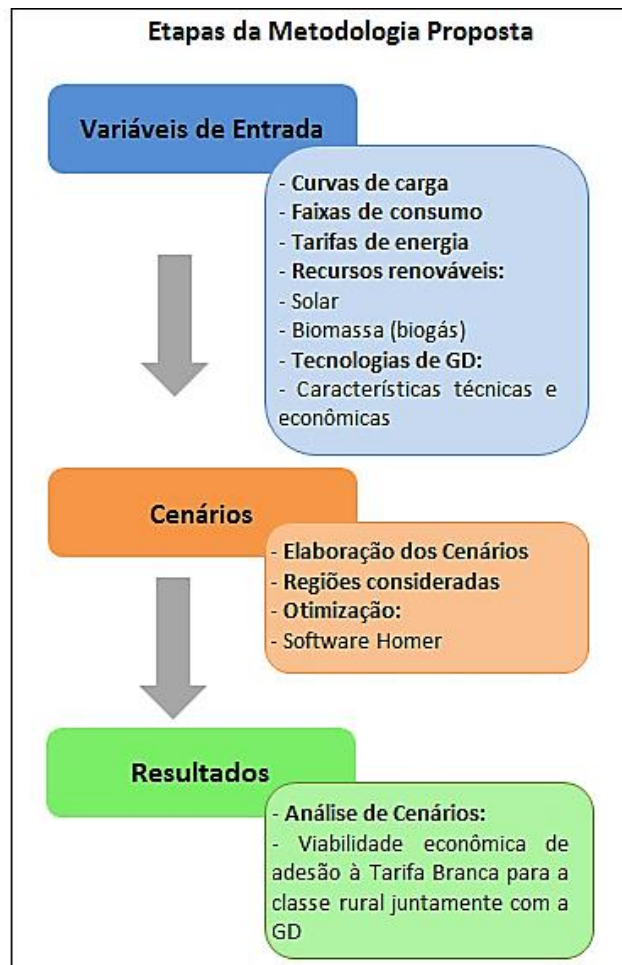
De acordo com Barin (2012 apud BRIGNOL, 2017) as tecnologias mais utilizadas para geração de energia elétrica a partir do biogás são o grupo motor-gerador com a máquina térmica de combustão interna alternativa (Ciclo Otto) adaptada para biogás, motores Stirling, microturbinas a gás e células a combustível.

A relação entre a energia elétrica gerada e o biogás é de 6,5 kWh/m³. No entanto, é importante ressaltar que a conversão do biogás em energia elétrica utilizando um grupo de geradores com motor de combustão interna Ciclo Otto possui um rendimento em torno de 23% o que acaba reduzindo a equivalência para 1,428 kWh/m³ (STEMAC, 2013 apud BRIGNOL, 2017).

5 METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia empregada nesta dissertação é composta por três etapas conforme mostra a Figura 14. A etapa 1 corresponde aos valores de entrada que são respectivamente, as curvas de carga em diferentes faixas de consumo, os valores das tarifas convencional e branca da concessionária local, os recursos renováveis solar e biomassa (biogás) e as características técnicas e econômicas das tecnologias de geração distribuída. A etapa 2 corresponde a elaboração de cenários a partir das curvas de carga em diferentes faixas de consumo. Para tanto, o modelo proposto nesta dissertação foi submetido a cinco diferentes cenários modificados conforme a curva de carga, considerando diferentes regiões para análise e técnicas de deslocamento da curva de carga por intermédio do gerenciamento pelo lado da demanda. Para isso, foi utilizado o percentual de composição no horário de ponta que o chuveiro elétrico e o ar condicionado representam no sistema de Baixa Tensão. Por fim, na etapa 3 foram feitas simulações e análises dos cenários utilizados.

Figura 14 – Estrutura da metodologia proposta



5.1 HOMER ENERGY

A metodologia deste estudo foi implementada no *software* Homer, o qual possibilita avaliar o desempenho de uma instalação elétrica em conjunto com tecnologias de geração distribuída, auxiliando na análise econômica. Neste estudo foi analisada a tomada de decisão com relação a adesão à Tarifa Branca em conjunto com a inserção de geração distribuída pelo consumidor rural.

Desenvolvido pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL), o *software* Homer é um programa de otimização de microcentrais de energia para elaboração de sistemas de microgeração, cuja finalidade é a de simplificar a tarefa da análise econômica de projetos envolvendo sistemas de energia elétrica, em busca de uma solução que seja a mais capaz de satisfazer a demanda de energia para cada hora do ano. Além disso, o Homer permite confrontar diversas fontes de geração de energia abrangendo desde a solar e a eólica, até a biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Este programa também possibilita que não somente os sistemas conectados à rede elétrica sejam simulados, como também, os sistemas que operam isoladamente (NREL, 2015).

Para Mota (2011), o *software* Homer possibilita comparar alternativas através de uma análise de sensibilidade trazida pela variação dos parâmetros do sistema modelado, tornando possível analisar os impactos que essa variação ocasiona sobre o sistema. O autor destaca ainda que dentre as funcionalidades do Homer, a principal delas é a capacidade em simular e dimensionar diferentes fontes renováveis de energia em todo o mundo e compará-las de forma classificatória ao informar qual a melhor alternativa de acordo com o Valor Presente Líquido (VPL).

Para operar o *software* Homer, é necessário inserir dados de entrada do sistema a ser modelado, descrevendo as fontes de energia e recursos que serão utilizadas, se o sistema será conectado ou desconectado da rede de energia elétrica e o custo de cada componente. A partir da inserção destes dados de entrada, o Homer simula as possíveis combinações. O *software* permite ainda que os resultados simulados sejam exibidos em gráficos e tabelas informando ao projetista os aspectos econômicos e também energéticos que identificam a porcentagem que cada fonte de energia renovável irá gerar e suprir o sistema.

O Homer atua através das seguintes etapas: simulação, otimização e análise de sensibilidade, conforme descrito pela National Renewable Energy Laboratory (2016) descritas a seguir:

Na simulação é onde ocorrem os cálculos do balanço energético para cada uma das 8.760 horas do ano em que o sistema é operado. Para cada período (hora, mês, ano) são realizados cálculos buscando as configurações do sistema que melhor correspondem às questões de viabilidade econômica em relação aos custos de instalação e operação do sistema e a vida útil prevista no projeto. Além disso, para sistemas configurados para operar com geradores ou baterias, o Homer simula o instante em que estes devem ser acionados.

Após a simulação de todas as possíveis configurações do sistema modelado, o Homer exibe uma sequência de configurações, ordenando-as pelo menor VPL. A partir desta otimização é possível definir a análise de sensibilidade, indicando variáveis de sensibilidade tais como diferentes taxas, custos de equipamentos e dados de entrada, para que se possa repetir todo o processo de otimização, simulando novas configurações para cada variável de sensibilidade predefinida. O fluxograma da Figura 5 ilustra passo a passo as etapas a serem avaliadas pelo Homer.

5.2 TARIFAS DE ENERGIA DA REDE DE ENERGIA ELÉTRICA

As simulações da metodologia proposta nesta dissertação foram realizadas para as Regiões Sul e Nordeste do Brasil e para a Província de Ontário do Canadá. Para a Região Sul utilizou-se como referência a cidade de Catuípe e as tarifas de energia elétrica são as praticadas em março de 2019 pela Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Ijuí LTDA (CERILUZ), tal como apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Valores das tarifas de energia elétrica Ceriluz

| Tarifas | Preço (R\$/kWh) |
|----------------------|------------------------|
| Convencional | 0,31823 |
| Branca Ponta | 0,54424 |
| Branca Intermediária | 0,39625 |
| Branca Fora Ponta | 0,24827 |

Fonte: (ANEEL, 2018a).

Observando a Tabela 3 nota-se que a Tarifa Branca na ponta é 71,02% maior que a convencional, a tarifa intermediária é 24,51% maior que a convencional e a tarifa fora ponta é 21,98% menor que a convencional. Para a Região Nordeste utilizou-se como referência a

cidade de Fortaleza e as tarifas de energia elétrica são as praticadas em março de 2019 pela Companhia Energética do Ceará (Enel CE) e apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 – Valores das tarifas de energia elétrica Enel

| Tarifas | Preço (R\$/kWh) |
|----------------------|------------------------|
| Convencional | 0,3447 |
| Branca Ponta | 0,6662 |
| Branca Intermediária | 0,4102 |
| Branca Fora Ponta | 0,2621 |

Fonte: (ANEEL, 2018b).

Na Tabela 4, a Tarifa Branca na ponta é 93,27% maior que a convencional, a tarifa intermediária é 19,00% maior que a convencional e a tarifa fora ponta é 23,97% menor que a convencional. Observa-se que o valor da tarifa depende diretamente da concessionária, podendo ser mais elevado para umas do que para outras. Este é o caso da Ceriluz que possui suas tarifas mais baixas quando comparadas com as tarifas da Enel.

A partir das observações acima, nota-se, portando, que para que ocorra uma diminuição dos custos da energia elétrica 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 deverá utilizar a rede da concessionária. Além dessa, outra opção é o consumidor utilizar as técnicas de gerenciamento pelo lado da demanda (GLD) que consistem na alteração dos hábitos de consumo de energia elétrica dos consumidores que procuram deslocar o consumo da ponta para fora ponta, onde o custo da Tarifa Branca é menor (FIGUEIRÓ, 2013). Para a Província de Ontário utilizou-se como referência as tarifas de energia elétrica praticadas em junho de 2019 pela Hydro One, para o período do verão, tal como apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5 – Valores das tarifas de energia elétrica Hydro One

| Tarifas | Consumo (kWh/mês) | Preço (C/kWh) | Preço (R\$/kWh) |
|------------------|--------------------------|----------------------|------------------------|
| Convencional | Até 750 | 7.7 | 0,28952 |
| Convencional | Acima de 750 | 8.9 | 0,33464 |
| TOU Pico | - | 13.4 | 0,50384 |
| TOU Meio Pico | - | 9.4 | 0,35344 |
| TOU Fora de Pico | - | 6.5 | 0,2444 |

Fonte: (HYDRO ONE, 2019).

5.3 DESCRIÇÃO DE EQUIPAMENTOS

Conforme descrito na RN nº 687/2015 da ANEEL, as tecnologias da micro e minigeração distribuída incluem fontes com base nas energias hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2015a).

A seleção dos equipamentos ocorre conforme as fontes de GD consideradas. Para esta dissertação em particular são consideradas como fontes de GD a energia solar e a biomassa (biogás) de dejetos bovinos. Dessa forma, os equipamentos necessários consistem basicamente de painéis fotovoltaicos, conversor CC-CA, conjunto de baterias, biodigestor e gerador a biogás.

5.3.1 Painéis Fotovoltaicos

Para as simulações dos painéis fotovoltaicos foram utilizados critérios como preço, qualidade e relação custo/benefício dos materiais. Optou-se pela utilização dos dois modelos mais convencionais com características específicas, sendo um do tipo monocristalino e outro do tipo policristalino, onde posteriormente foi escolhido o melhor deles para a apresentação dos resultados.

Junto à empresa NEOSOLAR Energia foi orçado o painel fotovoltaico da marca Yingli Solar. O modelo é feito do material silício monocristalino, potência de 275 W, eficiência energética de 16,9% com vida útil de 25 anos e custo de 749,00 reais (NEOSOLAR ENERGIA, 2019a). A Tabela 6 apresenta as características elétricas do modelo Yingli Solar 275 W.

Tabela 6 – Parâmetros elétricos do modelo YL275D-30b

| Parâmetros elétricos em condições de teste padrão de irradiação 1000 W/m ² , espectro AM de 1,5 e temperatura de célula de 25 °C | | | | | | | |
|---|------------------------------|---|--------|------|------|------|------|
| Potência de saída | P _{máx} | W | 290 | 285 | 280 | 275 | 270 |
| Tolerância Pot. Saída | ΔP _{máx} | W | 0 / +5 | | | | |
| Eficiência do módulo | η _m | % | 17,9 | 17,6 | 17,2 | 16,9 | 16,6 |
| Tensão em P _{max} | V _{P_{máx}} | V | 31,9 | 31,7 | 31,4 | 31,2 | 30,9 |
| Corrente em P _{max} | I _{P_{máx}} | A | 9,08 | 9,00 | 8,91 | 8,82 | 8,73 |
| Tensão circuito aberto | V _{ac} | V | 39,9 | 39,6 | 39,3 | 38,9 | 38,6 |
| Corrente de curto circuito | I _{cc} | A | 9,45 | 9,41 | 9,38 | 9,34 | 9,31 |

Fonte: Adaptado de Neosolar Energia, (2019a).

O modelo de painel PV CSI CS6P-260P, marca Canadian Solar é feito de material silício policristalino, possui potência de 260 W, eficiência energética de 16,16%, vida útil de 25 anos e um custo de 570,00 reais (NEOSOLAR ENERGIA, 2019b). A Tabela 7 apresenta as características elétricas do modelo Canadian Solar 260 W.

Tabela 7 – Parâmetros elétricos do modelo CSI CS6P-260P

| Parâmetros elétricos em condições de teste padrão de irradiação 1000 W/m ² , espectro AM de 1,5 e temperatura de célula de 25 °C | | |
|---|-------------|-------------|
| Dados elétricos CS6P | 255P | 260P |
| Potência nominal máxima P _{máx} | 255 W | 260 W |
| Tensão operacional ideal V _{mp} | 30,2 V | 30,4 V |
| Corrente operacional ideal I _{mp} | 8,43 A | 8,56 A |
| Tensão de circuito aberto V _{ac} | 37,4 V | 37,5 V |
| Corrente de curto circuito I _{cc} | 9,00 A | 9,12 A |
| Eficiência do módulo | 15,85% | 16,16% |
| Tolerância de potência | 0 ~ + 5W | |

Fonte: Adaptado de Neosolar Energia, (2019b).

5.3.2 Conversor CC-CA

Para as análises experimentais foi escolhido o conversor da marca Hayonic, modelo (12V_{cc}/220V_{ca}) de 1000 W em função de critérios como preço, qualidade e relação custo/benefício. O modelo fornece uma forma de onda senoidal praticamente pura, tensão de entrada 12 V_{cc} e tensão de saída 220 V_{ca}, eficiência de 88%, vida útil de 15 anos e um custo de 1.356,00 reais (MINHA CASA SOLAR, 2019).

5.3.3 Bateria

O modelo de bateria escolhido para as análises experimentais foi a MF220 – 220 Ah (bateria estacionária chumbo-ácido) da marca Moura Clean. O modelo foi escolhido em função de sua capacidade nominal e relação custo/benefício. O preço unitário cotado junto à empresa NEOSOLAR Energia foi de 1.115,00 reais (NEOSOLAR ENERGIA, 2019c).

5.3.4 Biodigestor

Para o dimensionamento do sistema de digestão anaeróbia considerou-se a maior produção diária de dejetos da bovinocultura. Para isso, foram consideradas as curvas de carga

de consumidores rurais em diferentes faixas de consumo. Assim, o volume de biogás foi calculado com dados fornecidos por (PEREIRA et al., 2015), que informa que 0,6 m³ de biogás é equivalente a 1 kWh. Com estes dados, foi estimado o volume necessário de biogás por mês para cada faixa de consumo, conforme é apresentado na Tabela 8.

Tabela 8 – Estimativa da produção de biogás por faixa de consumo

| Faixas de consumo (kWh) | Valor escolhido (kWh/mês) | Volume de biogás necessário (m³/mês) |
|--------------------------------|----------------------------------|--|
| 0 – 200 | 170 | 102 |
| 201 – 500 | 350 | 210 |
| 501 – 1000 | 750 | 450 |
| 1001 - 5000 | 1800 | 1080 |

Fonte: Próprio Autor.

Conforme a Tabela 8 pode-se concluir que quanto maior for a classe de consumo, maior deverá ser o volume de biogás disponível na propriedade para suprir a demanda necessária.

A partir dos dados acima, considerando a maior produção diária de dejetos da bovinocultura que é de 36 m³/dia (1080 m³/mês), e utilizando o tempo de retenção hidráulica (TRH) de 30 dias conforme adotado por Souza et al. (2008) e, o cálculo do volume do biodigestor utilizado por Calza et al. (2015), conforme (1), é possível dimensionar a capacidade do biodigestor.

$$VB = VC \times TRH \quad (1)$$

onde:

VB = Volume do biodigestor (m³);

VC = Volume diário de dejetos (m³/dia);

TRH = tempo de retenção hidráulica (dias).

Nesta dissertação optou-se pelo biodigestor modelo canadense, modelo horizontal com sentido de fluxo tubular e baixo custo. Para as simulações no Homer adotou-se um custo para o biodigestor de 40.000,00 reais, incluindo a tubulação de transporte dos dejetos e a instalação de todo sistema. Adotou-se uma vida útil de 10 anos e custos de operação e manutenção mensal de 1% do valor total, somando-se o valor total de operação e manutenção ao custo do

biodigestor para o cálculo do custo do biogás a ser informado ao *software* Homer. O custo do biogás é obtido através da Equação 2.

$$C_b = \frac{CB}{p_b \times t} \quad (2)$$

onde:

C_b = Custo do biogás (R\$/m³);

CB = Custo do biodigestor (R\$);

p_b = Produção de biogás (m³/ano);

t = Tempo de vida útil do biodigestor (anos).

A Tabela 9 apresenta os custos do biodigestor acrescidos do percentual referente aos custos de operação e manutenção, a geração de biogás em 10 anos e o respectivo custo do biogás.

Tabela 9 – Custo do biodigestor incluindo operação e manutenção para o período de dez anos

| Custo total do biodigestor | Produção anual de biogás (m³) | Produção de biogás em 10 anos (m³) | Custo em R\$ por m³ de biogás |
|-----------------------------------|---|--|---|
| 98.000,00 | 12.960 | 129.600 | 0,7562 |

Fonte: Próprio Autor.

Conforme a Tabela 9, para o período de vida útil considerado para o biodigestor haverá uma produção de 129.600 m³ de biogás ao preço de R\$ 0,7562 por m³.

5.3.5 Gerador

O gerador escolhido para as análises experimentais foi o modelo Bioflex 10 kW da marca Branco. Por ser bioflex, este gerador pode operar utilizando o biogás como combustível a uma potência de 10 kW. Este modelo foi escolhido com base na estimativa da produção de biogás por faixa de consumo informada na Tabela 8 e por possuir melhor custo/benefício.

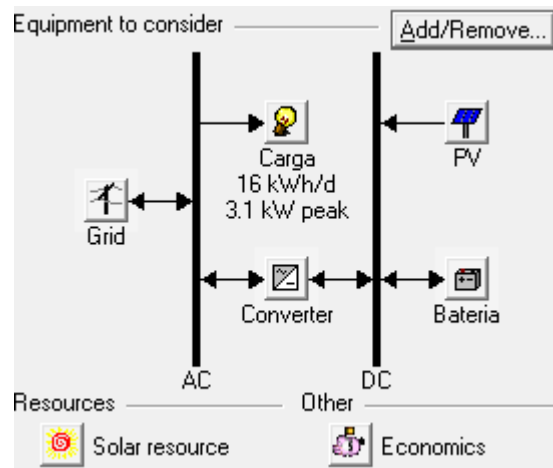
De acordo com as orientações do fabricante, o Bioflex 10 kW consome em torno de 4 m³ de biogás por hora de trabalho. O preço unitário cotado junto à empresa é de 19.102,00 reais (BRANCO MOTORES LTDA, 2018).

5.3.6 Combinação de equipamentos

Para as análises de viabilidade econômica entre as tarifas Branca e Convencional, considerou-se a combinação das seguintes tecnologias: painéis fotovoltaicos, bateria, inversor CC-CA e curvas de cargas, conectado à rede de distribuição de energia elétrica, representando o sistema de geração de energia solar fotovoltaica, tal como ilustrado na Figura 15. A utilização da GD é prioridade para o horário de ponta para que o consumo pela rede de energia elétrica se concentre nos horários em que a tarifa branca é mais barata, ou seja, período intermediário e fora de ponta.

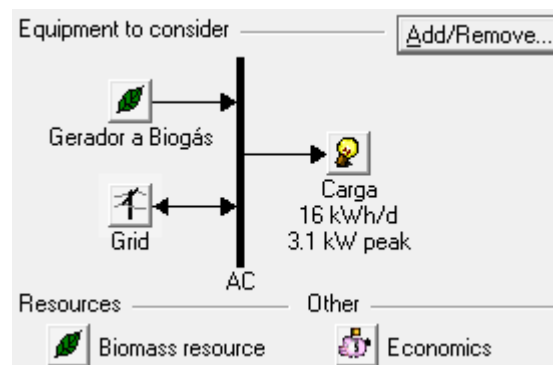
A combinação de tecnologias para a geração de energia elétrica através do biogás é composta pelo gerador a biogás conectado à rede de distribuição de energia elétrica e pelas curvas de cargas, tal como apresentado na Figura 16.

Figura 15 – Diagrama do sistema de energia solar fotovoltaica modelado no HOMER



Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

Figura 16 – Diagrama do sistema de energia a partir do biogás modelado no HOMER



Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

5.4 DADOS INFORMADOS AO PROGRAMA

Para calcular o Net Present Cost (NPC) que é o valor presente de todos os custos que incidem no projeto ao longo de sua vida útil (exceto o custo do investimento inicial), foram consideradas as taxas de 2,5% ao ano e duração do projeto de 10 anos, conforme valores aplicados pelo Programa Nacional de Agro Energia, ofertado através do Banco do Brasil (2018) e destinado a financiamentos de geração distribuída no meio rural. O Programa possibilita a redução do custo de produção, autossuficiência na geração de energia, transferência de tecnologia ao campo e ampliação dos negócios com o setor agropecuário através da implantação de microgeração e minigeração distribuída como solar, biomassa e eólica (BANCO DO BRASIL, 2018).

5.4.1 Perfis de Carga

Cada tipo de consumidor apresenta um perfil de carga padrão. Para obtenção das curvas de cargas rurais foram utilizadas amostras reais de cada faixa de consumo, as quais foram normalizadas em função da demanda máxima, a fim de se obter um valor base de referência da curva, para cada uma das cinco faixas de consumo analisadas nesse estudo. Os dados obtidos foram disponibilizados por uma distribuidora localizada no Sul do Brasil.

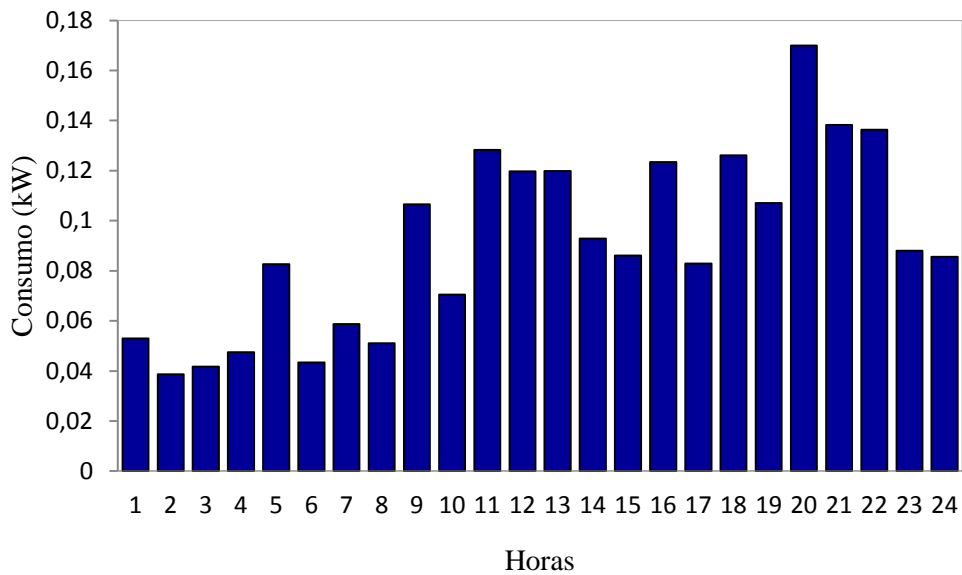
Tendo em vista que as curvas de cargas obtidas pertencem a consumidores rurais localizados no interior da Região Sul do Brasil, dentre as atividades realizadas pelos produtores rurais, a que mais predomina é a produção leiteira. Por este motivo, esse tipo de consumidor possui um perfil de carga com um pico de demanda pela manhã, quase que igual ao pico do período da noite. Além disso, esse perfil de carga quase não muda nos dias da semana e nos finais de semana, pois as atividades voltadas à produção leiteira são realizadas diariamente, independentemente de ser dia de semana ou fim de semana.

A característica de ter dois picos de carga, sendo um pela manhã e outro no período da noite, é melhor visualizada em consumidores rurais que possuam equipamentos que consomem grande quantidade de energia elétrica e, por consequência disso, são consumidores que possuem um perfil de carga com consumo maior de energia. Para os consumidores rurais que possuem um perfil de carga com consumo menor, essa característica não chega a ser tão representativa no perfil da curva de carga. Isto se deve ao fato de que esse consumidor não trabalha com equipamentos que demandam grande quantidade de energia elétrica. Portanto, quanto maior for o consumo, maior se evidencia a característica de dois picos de demanda.

5.4.1.1 Carga para a classe de 0 a 200 kWh

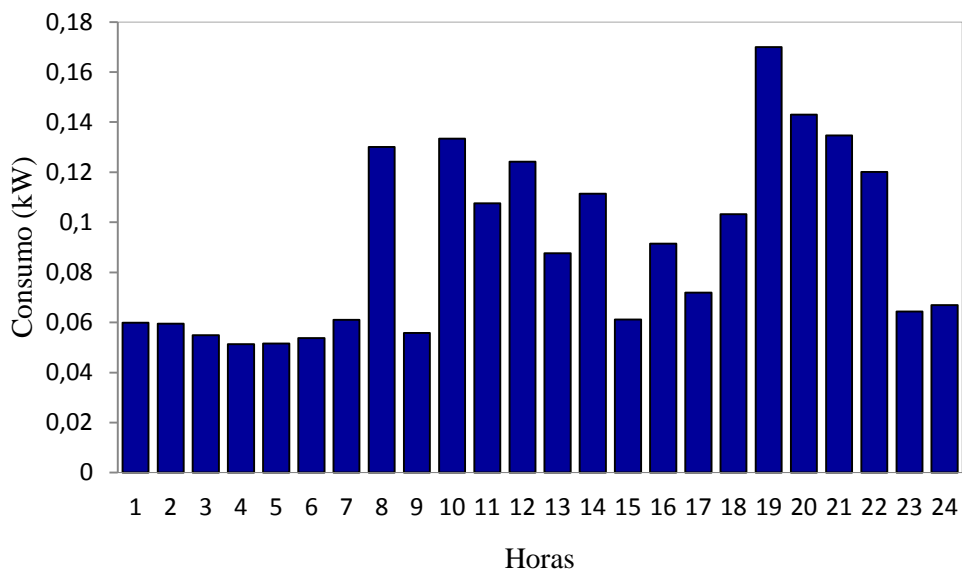
A curva de carga ilustrada na Figura 17 representa o perfil diário para a classe de 0 a 200 kWh com um consumo de 170 kWh/mês. A Figura 18 apresenta o perfil diário para os finais de semana.

Figura 17 – Perfil de carga rural (dias úteis) para a faixa de 0 a 200 kWh



Fonte: Adaptado de distribuidora do Sul do Brasil.

Figura 18 – Perfil de carga rural (finais de semana) para a faixa de 0 a 200 kWh

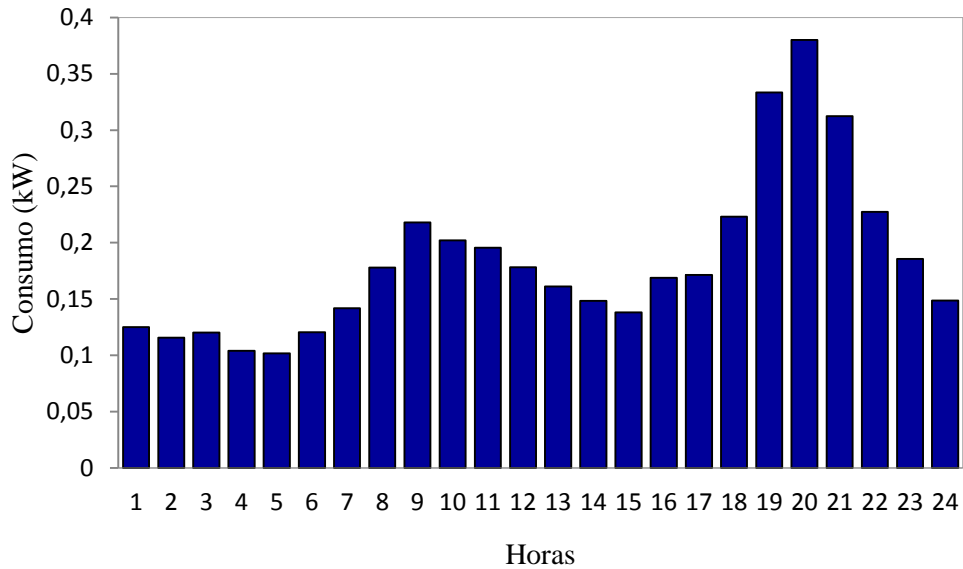


Fonte: Adaptado de distribuidora do Sul do Brasil.

5.4.1.2 Carga para a classe de 201 a 500 kWh

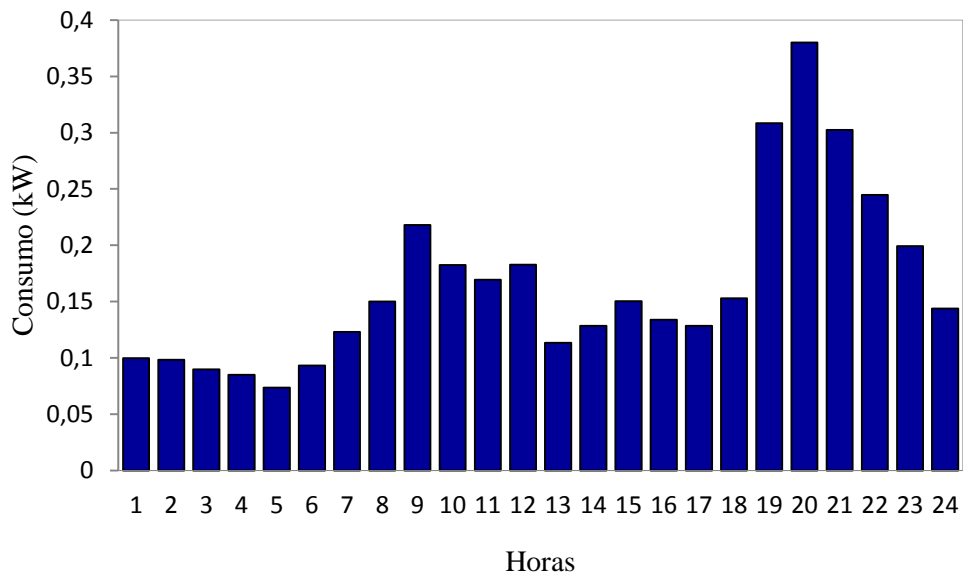
A curva de carga ilustrada na Figura 19 representa o perfil diário para a classe de 201 a 500 kWh com um consumo de 380 kWh/mês. A Figura 20 apresenta o perfil diário para os finais de semana.

Figura 19 – Perfil de carga rural (dias úteis) para a faixa de 201 a 500 kWh



Fonte: Adaptado de distribuidora do Sul do Brasil.

Figura 20 – Perfil de carga rural (finais de semana) para a faixa de 201 a 500 kWh

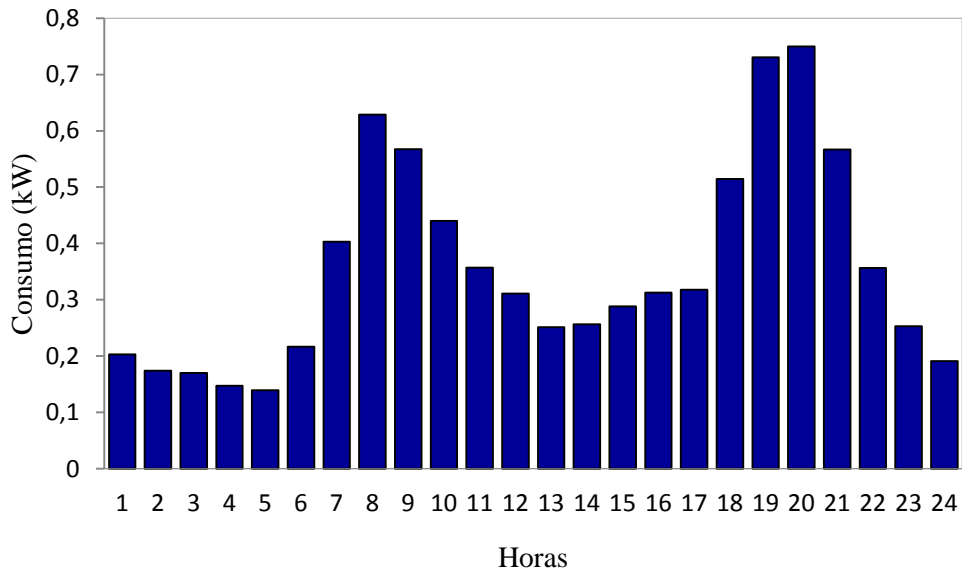


Fonte: Adaptado de distribuidora do Sul do Brasil.

5.4.1.3 Carga para a classe de 501 a 1000 kWh

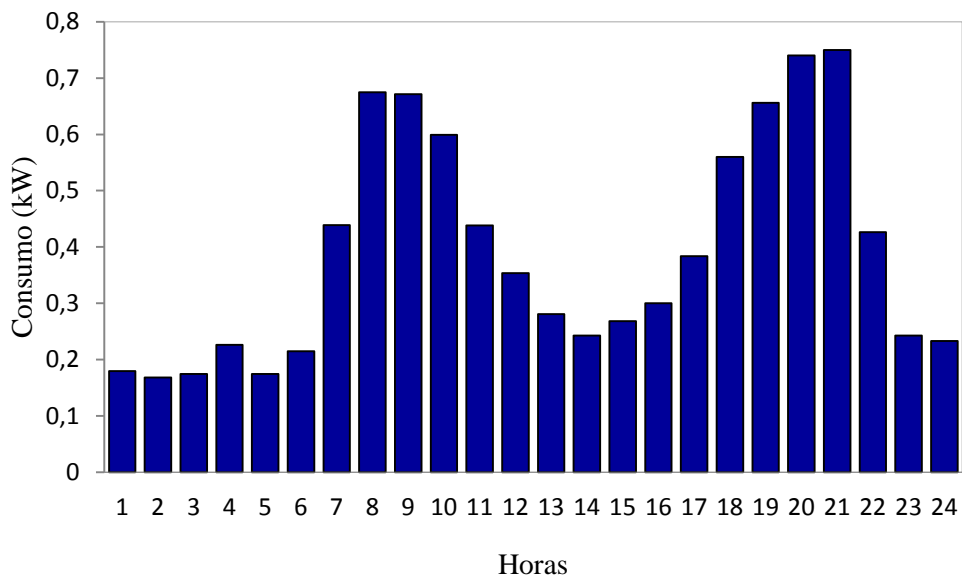
A curva de carga ilustrada na Figura 21 representa o perfil diário para a classe de 501 a 1000 kWh com um consumo de 750 kWh/mês. A Figura 22 apresenta o perfil diário para os finais de semana.

Figura 21 – Perfil de carga rural (dias úteis) para a faixa de 501 a 1000 kWh



Fonte: Adaptado de distribuidora do Sul do Brasil.

Figura 22 – Perfil de carga rural (finais de semana) para a faixa de 501 a 1000 kWh

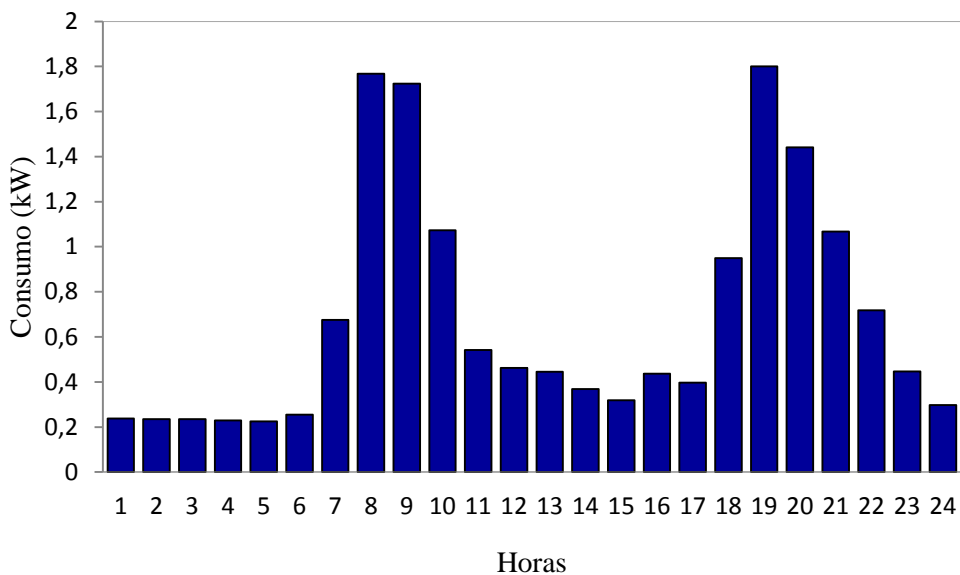


Fonte: Adaptado de distribuidora do Sul do Brasil.

5.4.1.4 Carga para a classe de 1001 a 5000 kWh

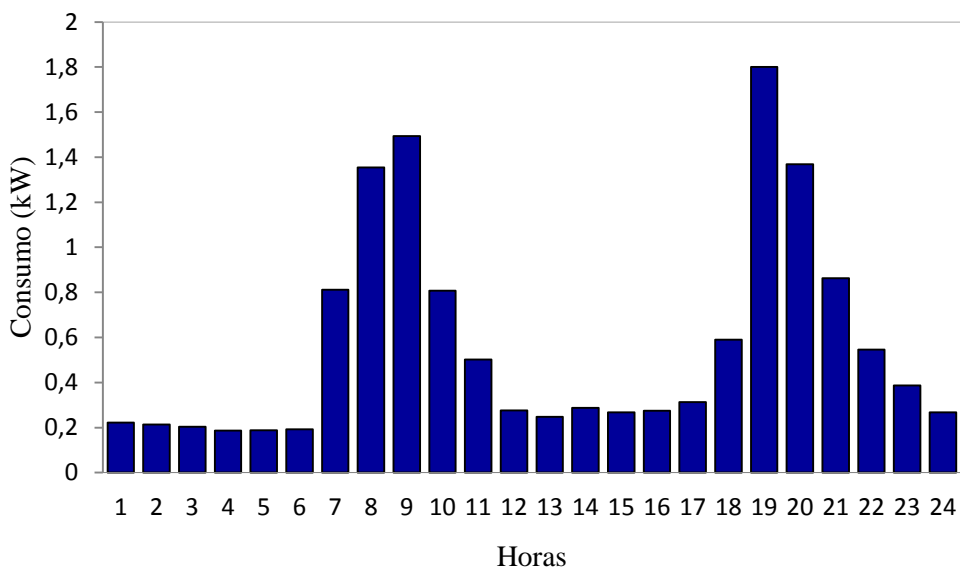
A curva de carga ilustrada na Figura 23 representa o perfil diário para a classe de 1001 a 5000 kWh com um consumo de 1800 kWh/mês. A Figura 24 apresenta o perfil diário para os finais de semana.

Figura 23 – Perfil de carga rural (dias úteis) para a faixa de 1001 a 5000 kWh



Fonte: Adaptado de distribuidora do Sul do Brasil.

Figura 24 – Perfil de carga rural (finais de semana) para a faixa de 1001 a 5000 kWh



Fonte: Adaptado de distribuidora do Sul do Brasil.

5.4.1.5 Carga para a classe 1001 a 5000 kWh considerando o GLD – deslocamento de carga

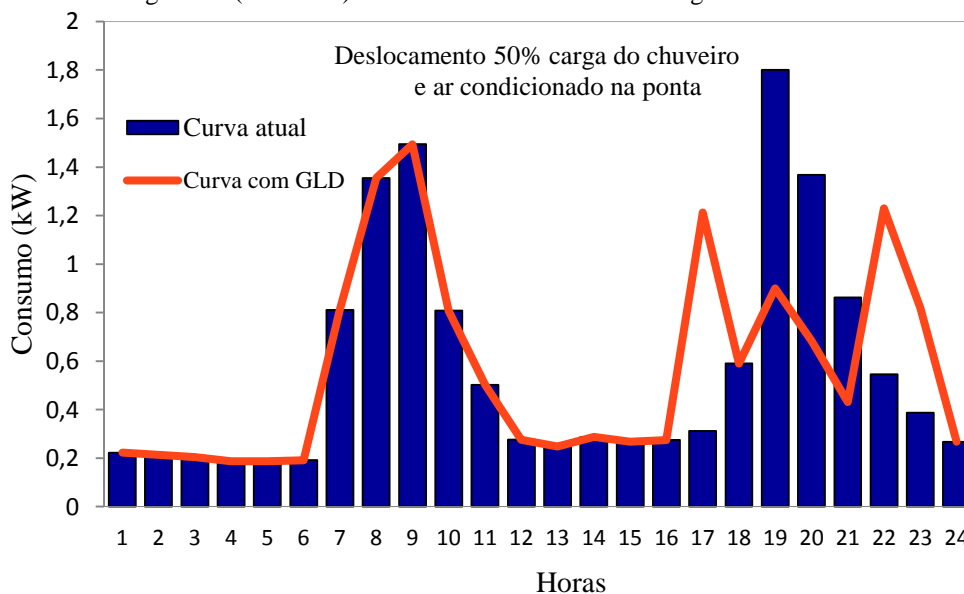
Para a curva de carga na faixa de consumo 1001 a 5000 kWh foi considerada a técnica de gerenciamento pelo lado da demanda (GLD). O GLD consiste na alteração dos hábitos de consumo de energia elétrica dos consumidores que procuram deslocar o consumo da ponta para fora ponta, onde o custo da Tarifa Branca é menor (FIGUEIRÓ, 2013).

Para isso, utilizou-se como referência o percentual de composição no horário de ponta que o chuveiro elétrico e o ar condicionado representam no sistema de Baixa Tensão, totalizando 50% do consumo (ANEEL, 2010a). Assim, foi possível estabelecer um comparativo entre a tarifa convencional, que não permite as técnicas de GLD em virtude do valor da tarifa ser o mesmo, independentemente do dia e do horário de consumo, quando comparada com a Tarifa Branca sem o GLD.

Na Figura 25 pode ser visualizado na curva azul o perfil diário para a classe de 1001 a 5000 kWh com um consumo de 1800 kWh/mês e em laranja, a curva representada após o deslocamento de 50% da carga do período de ponta, sendo uma parcela deslocada para o período intermediário e outra para o período fora de ponta.

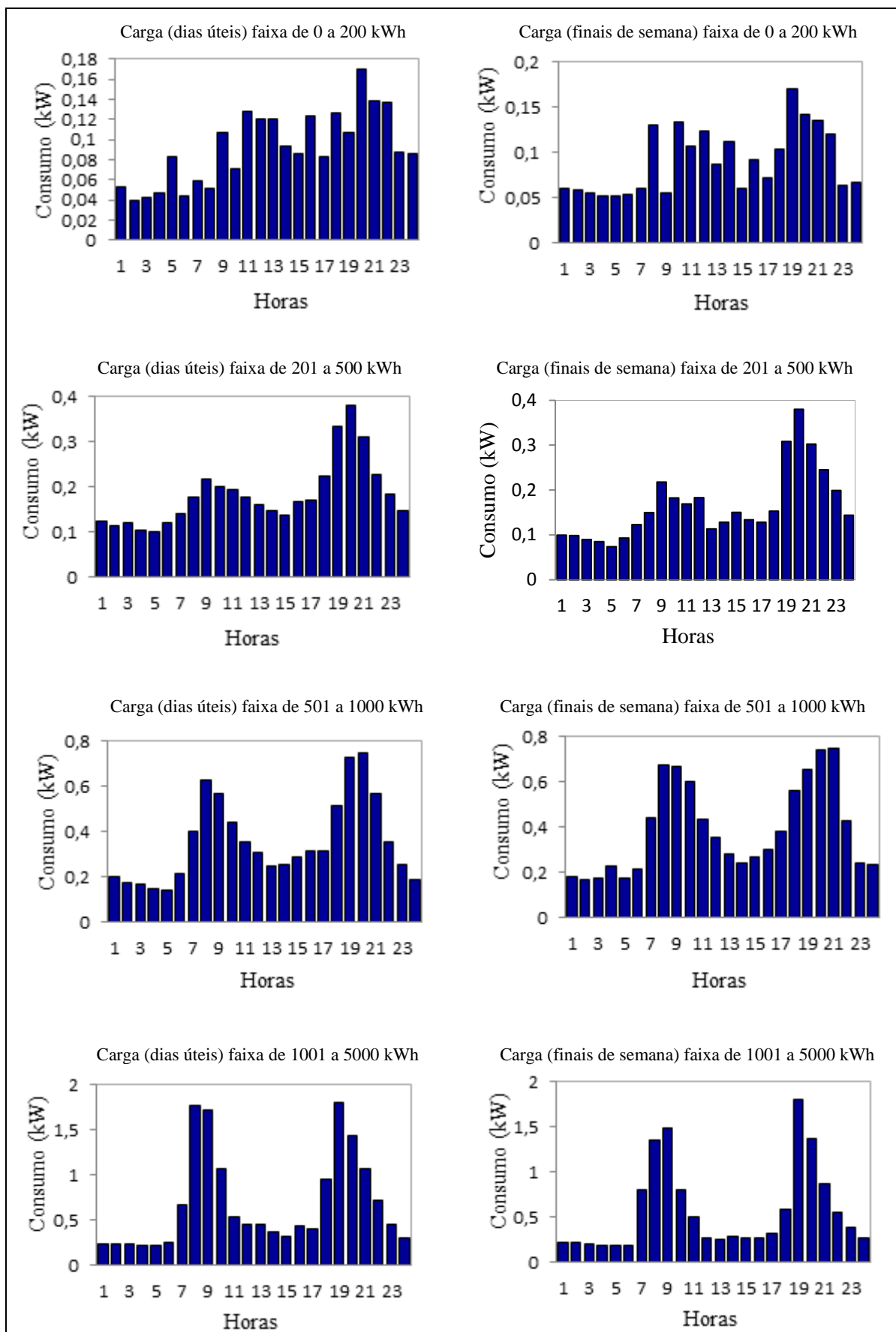
Para fins de visualização, na Figura 26 está sendo representados todos os perfis de cargas em dias úteis e finais de semana, para cada uma das faixas de consumo estudadas.

Figura 25 – Perfil de carga rural (dias úteis) com GLD deslocamento de carga



Fonte: Adaptado de distribuidora do Sul do Brasil.

Figura 26 – Perfis de cargas rurais (dias úteis) em diferentes faixas de consumo

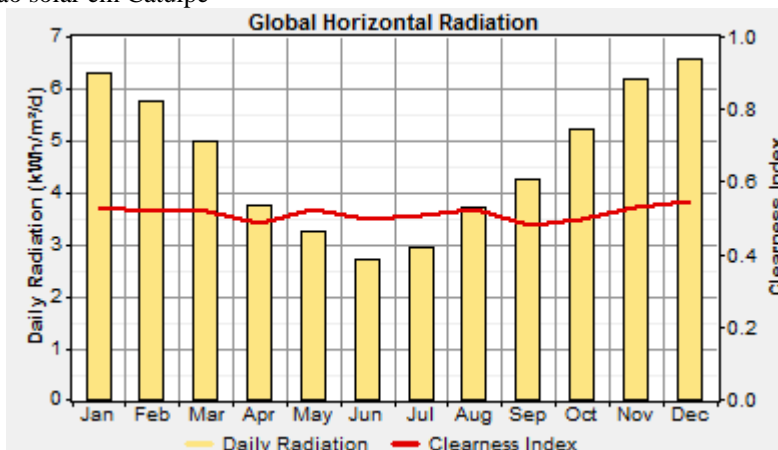


5.4.2 Recursos Renováveis

Os dados de radiação solar usados neste estudo foram obtidos a partir do próprio *software* Homer. O programa realiza o cálculo da irradiação solar média para cada mês do ano para qualquer ponto do território nacional e internacional, a partir dos dados de latitude e longitude da base de dados da NASA. Os recursos solares foram utilizados para três regiões, sendo que duas dessas pertencem ao território Brasileiro: (a) Catuípe, Rio Grande do Sul, mostrado na Figura 27 (b) Fortaleza, Ceará, mostrado na Figura 28 e a outra pertencente ao Canadá: (c) Província de Ontário, Canadá, mostrado na Figura 30.

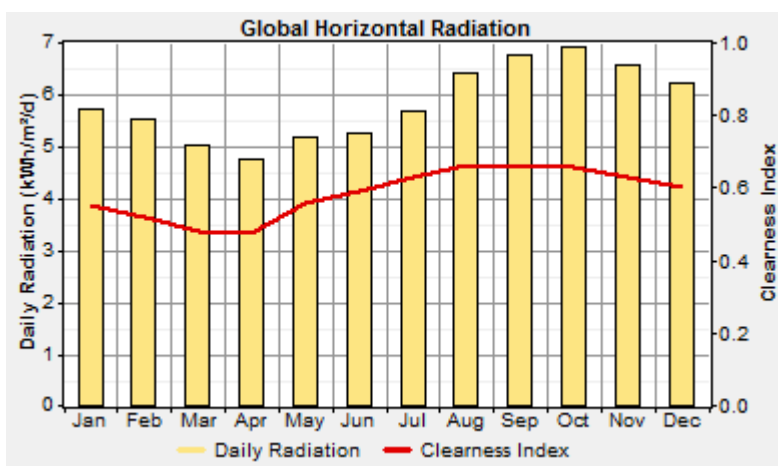
A Figura 29 apresenta o índice da radiação solar diária para a cidade de Fortaleza durante o mês de Dezembro de 2018. Esses dados são obtidos pela inserção dos valores de entrada de radiação solar mensal no *software* Homer. Com esses dados de entrada e de uma constante atribuída pelo próprio Homer, o *software* realiza o cálculo da radiação solar diária.

Figura 27 – Radiação solar em Catuípe



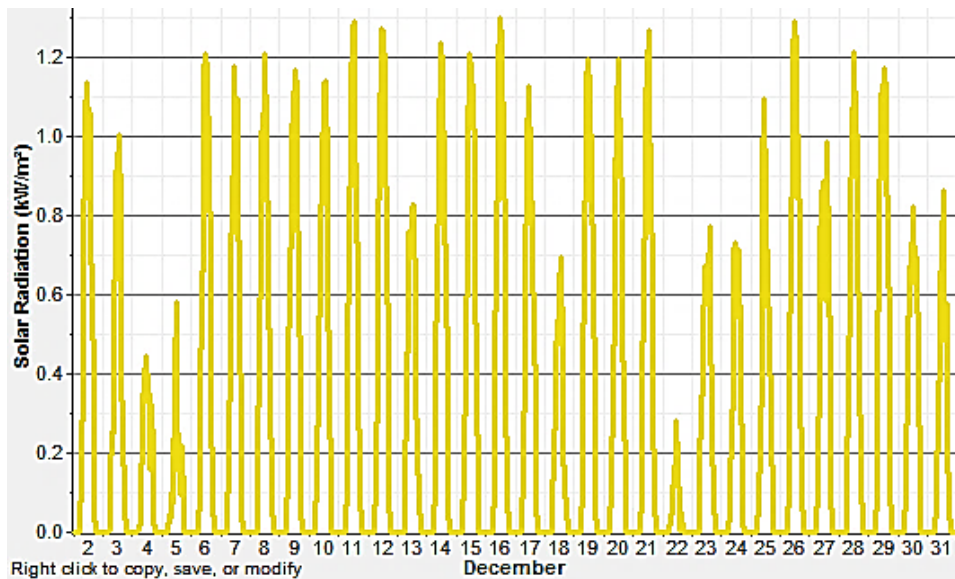
Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

Figura 28 – Radiação solar em Fortaleza



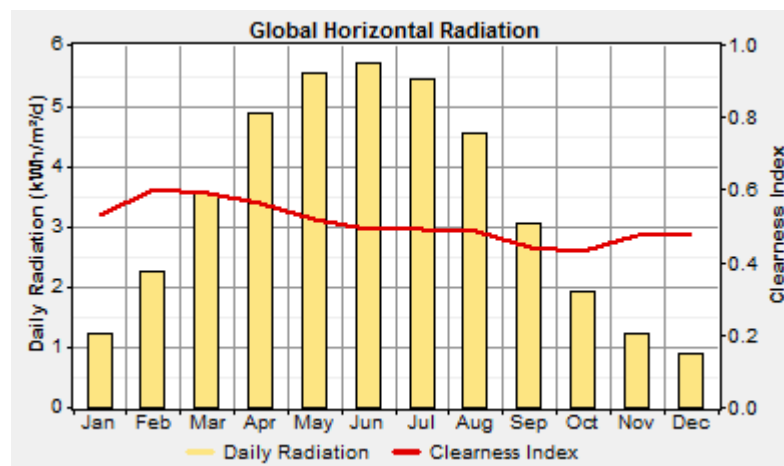
Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

Figura 29 – Radiação solar diária na cidade de Fortaleza no mês de Dezembro



Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

Figura 30 – Radiação solar em Ontário



Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

Analisando as Figuras 27, 28 e 30, percebe-se que o nível de radiação solar varia bastante de uma região para outra. No Brasil, o nível de radiação na região sul é maior nos meses de outubro a março, enquanto que na região nordeste o nível de radiação solar permanece bem uniforme durante todos os meses. Na Província de Ontário, pode-se dizer que os níveis de radiação solar são maiores nos meses de abril a agosto.

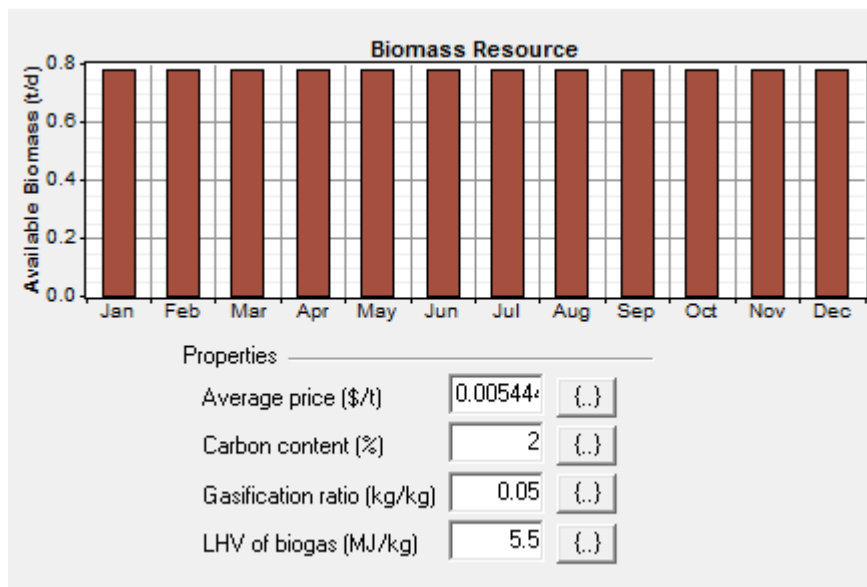
Os recursos de biomassa foram determinados com base nos insumos. Para este estudo, o insumo considerado foi o biogás oriundo de dejetos bovinos. Como o estudo envolve diferentes faixas de consumo, a estimativa para o potencial de geração de energia a partir do biogás foi calculada usando dados fornecidos por (PEREIRA et al., 2015), o qual informa que

0,6 m³ de biogás equivalem a 1 kWh. Assim, foi obtida a quantidade de dejetos disponível diariamente para a produção de biogás.

Como insumo para os recursos de biomassa, o Homer exige o custo da biomassa, a taxa de gaseificação e o menor valor de aquecimento (LHV). A taxa de gaseificação indica a quantidade de biogás produzida por unidade de massa de biomassa. Por sua vez, o LHV é a quantidade de energia contida em 1 kg de biogás disponível para alimentar o gerador de biogás. Para as análises experimentais no Homer foram considerado os valores de 0,05 kg de gás / kg de biomassa para a taxa de gaseificação e 5,5 MJ/kg para o LHV, respectivamente (Wang; Shahbazi; Hanna, 2011).

Esses valores foram inseridos no Homer para criar as simulações que mostram a viabilidade da geração de eletricidade a partir do biogás. O preço médio da matéria-prima de biomassa por metros cúbicos foi calculado no item 5.3.4 onde foi obtido o valor de R\$ 0,7562 por m³. No Homer, esse valor é solicitado em toneladas, portanto ao convertê-lo o mesmo resulta em um valor de aproximadamente zero. Os dados citados acima são apresentados na Figura 31.

Figura 31 – Quantidade média de biogás disponível mensalmente



Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

5.4.3 Painéis Fotovoltaicos

Para as análises experimentais foram utilizados dois modelos de painéis fotovoltaicos a fim de verificar qual apresentará melhor desempenho em relação ao perfil de carga utilizado nas simulações.

A Figura 32 apresenta as especificações técnicas do painel fotovoltaico do tipo monocristalino, da marca Yingli Solar. O segundo modelo de painel fotovoltaico utilizado é o da marca Canadian Solar que é feito de material silício policristalino. Suas especificações técnicas são apresentadas na Figura 33.

O Homer realiza a modelagem adequada do painel permitindo cadastrar suas propriedades técnicas e econômicas. Para as simulações considerou-se uma quantidade de 0 a 20 painéis para que o Homer pudesse escolher a melhor dentre as opções. Com relação aos custos de operação e manutenção dos painéis adotou-se o valor de 42,00 reais por ano (\$10/ano), conforme também é adotado por Sen e Bhattacharyya (2014).

Para as análises experimentais, entre os dois painéis utilizados nas simulações e apresentados no item 5.3.1, foi escolhido o painel CSI CS6P-260P, da marca Canadian Solar. Este painel apresentou melhor desempenho com relação ao perfil de carga utilizado nas simulações.

Figura 32 – Propriedades técnicas e econômicas do painel fotovoltaico YL275D-30b Monocristalino

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the PV (photovoltaic) system, including modules, mounting hardware, and installation. As it searches for the optimal system, HOMER considers each PV array capacity in the Sizes to Consider table.

Note that by default, HOMER sets the slope value equal to the latitude from the Solar Resource Inputs window.

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

Costs

| Size (kW) | Capital (\$) | Replacement (\$) | O&M (\$/yr) |
|-----------|--------------|------------------|-------------|
| 0.275 | 749 | 749 | 42 |
| | | | |
| | | | |

Sizes to consider

| Size (kW) |
|-----------|
| 0.000 |
| 0.275 |
| 0.550 |
| 0.825 |
| 1.100 |
| 1.375 |
| 1.650 |

Cost Curve

Properties

Output current: AC DC

Lifetime (years):

Derating factor (%):

Slope (degrees):

Azimuth (degrees W of S):

Ground reflectance (%):

Advanced

Tracking system:

Consider effect of temperature

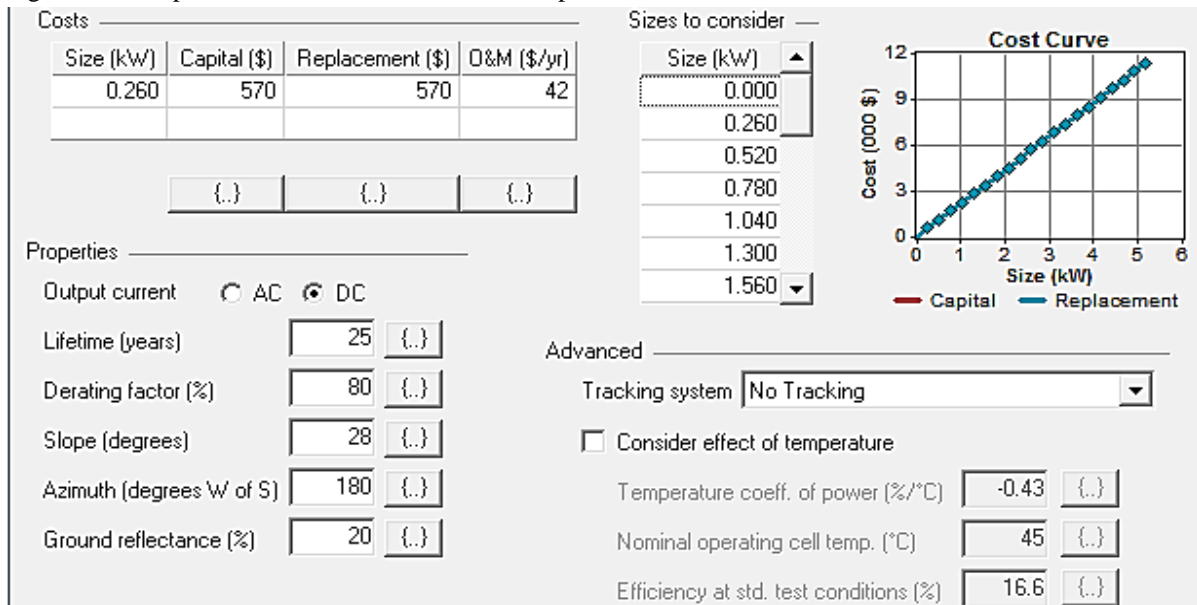
Temperature coeff. of power (%/°C):

Nominal operating cell temp. (°C):

Efficiency at std. test conditions (%):

Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

Figura 33 – Propriedades técnicas e econômicas do painel fotovoltaico CSI CS6P-260P Policristalino

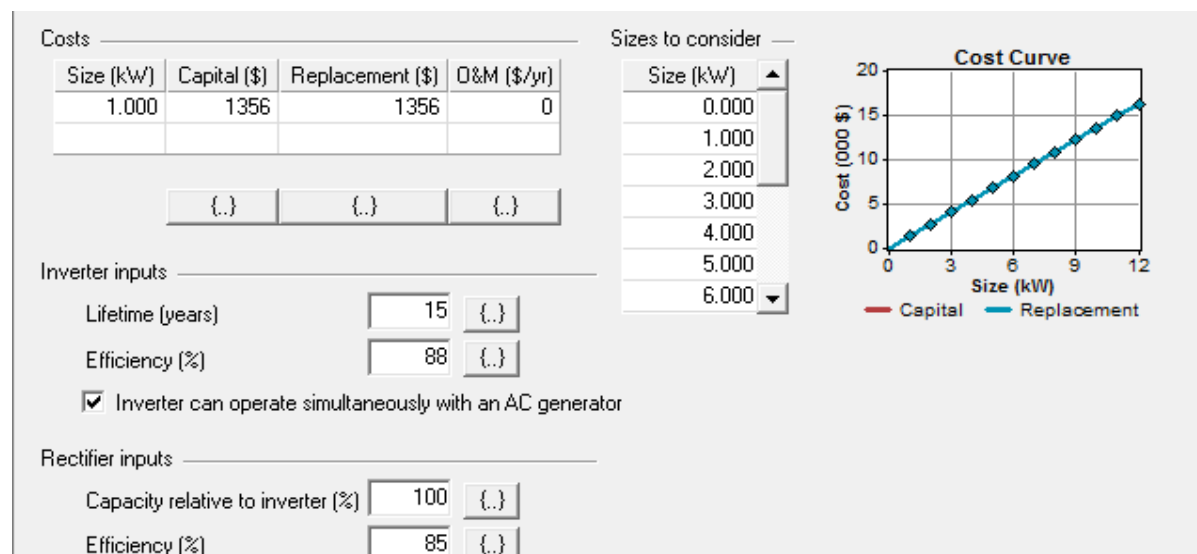


Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

5.4.4 Conversor CC-CA

Para as simulações de consumo escolheu-se o conversor da marca Hayonik modelo 12Vcc/220Vca com potência nominal de 1000 W. O Homer realiza a modelagem adequada do conversor permitindo cadastrar suas propriedades técnicas e econômicas. São informados ao programa a capacidade, custos de capital, reposição, operação e manutenção. Para as simulações considerou-se uma quantidade de 0 a 20 conversores para que o Homer pudesse escolher a melhor dentre as opções. A Figura 34 apresenta os dados referentes ao conversor.

Figura 34 – Propriedades técnicas e econômicas do conversor

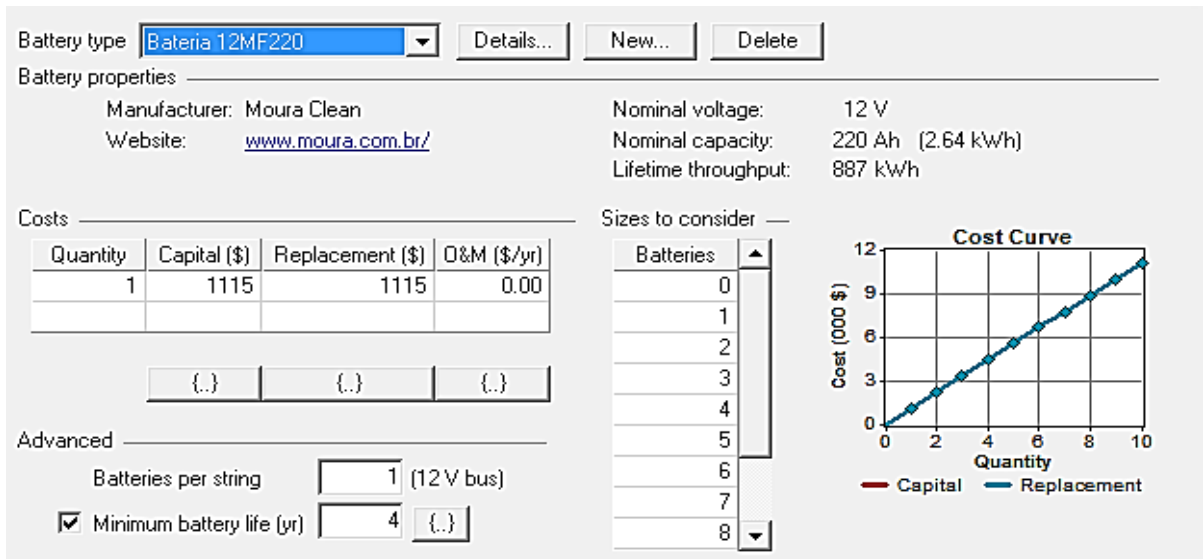


Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

5.4.5 Bateria

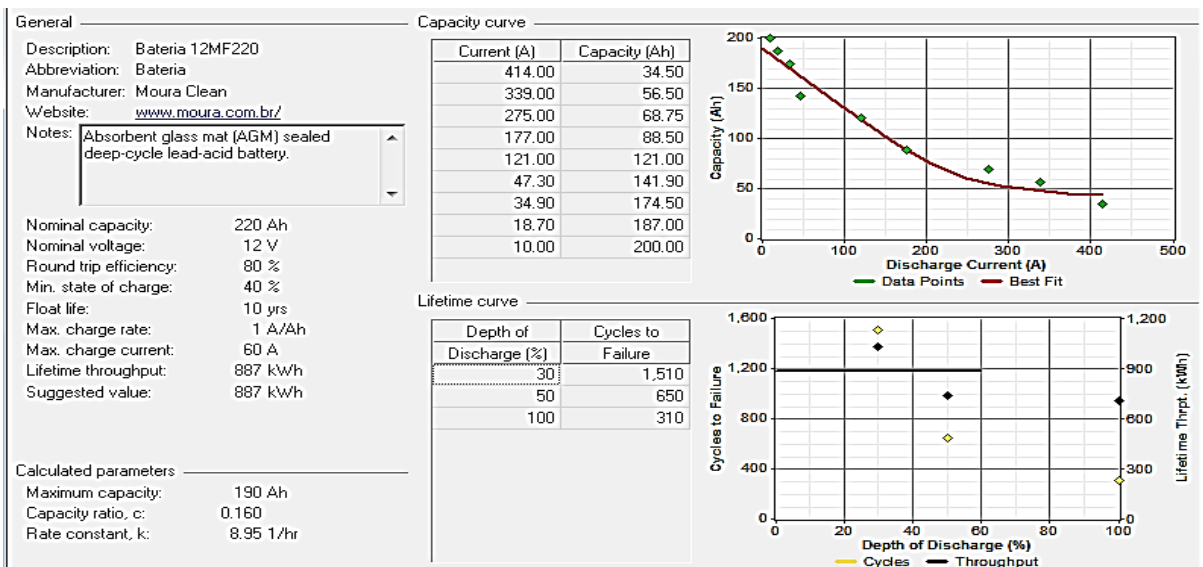
Para armazenamento da energia gerada foi escolhida a bateria estacionária Moura Clean 12MF220, de chumbo ácido, com vida útil de aproximadamente 4 anos. O *software* Homer propicia uma modelagem adequada da bateria, permitindo o ajuste das propriedades técnicas e econômicas. Para as análises experimentais considerou-se um total de 0 a 10 baterias devido à necessidade do uso de energia no horário de pico, bem como a autonomia da bateria. As propriedades acima citadas foram inseridas ao *software*, tal como apresentam as Figuras 34 e 35.

Figura 35 – Propriedades técnicas e econômicas da bateria



Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

Figura 36 – Detalhes das propriedades técnicas da bateria



Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

5.4.6 Gerador

O gerador escolhido para as análises experimentais foi o modelo Bioflex 10 kW da marca Branco. Foram determinadas as condições de funcionamento, custos de reposição, operação e manutenção. O Homer permite ainda definir quais os horários que o gerador será ativado, desativado ou ainda otimizado, sendo possível determinar se isto ocorrerá durante toda a semana, somente em dias úteis ou finais de semana.

Além das informações acima, determina-se qual a mínima carga para que o gerador seja ativado, ou seja, qual deve ser a demanda mínima de sua capacidade total, o período mínimo em que deve permanecer em funcionamento e a vida útil do sistema.

Para esta simulação considerou-se uma quantidade de 0 a 4 geradores para que o Homer pudesse escolher a melhor entre as opções. Os custos relacionados à operação e manutenção foram de R\$ 0,30 por hora, para 15.000 horas de operação e foram baseados na metodologia aplicada por Cervi et al. (2010). A Figura 37 apresenta os dados referentes ao gerador.

Figura 37 – Propriedades técnicas e econômicas do gerador

The screenshot displays the 'Generator Inputs' dialog box in HOMER software. It features a 'Costs' table, a 'Cost Curve' graph, and a 'Properties' section.

| Size (kW) | Capital (\$) | Replacement (\$) | O&M (\$/hr) |
|-----------|--------------|------------------|-------------|
| 10.000 | 19102 | 19102 | 0.300 |

Cost Curve

The graph shows Cost (000 \$) on the y-axis (0 to 80) and Size (kW) on the x-axis (0 to 40). Two lines are plotted: a red line for Capital and a blue line for Replacement. Both lines show a linear increase in cost with size.

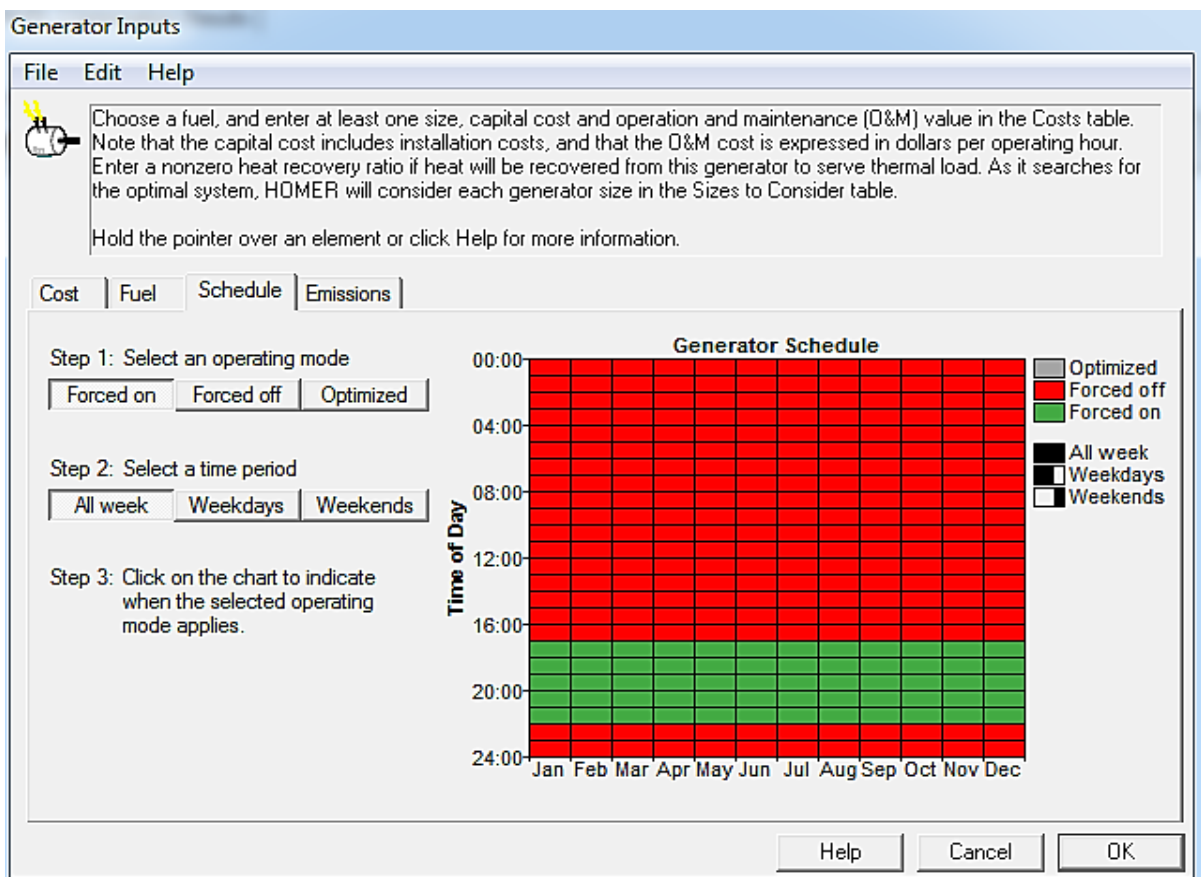
Properties

- Description: Gerador a Biogás
- Abbreviation: Bio
- Lifetime (operating hours): 15000
- Minimum load ratio (%): 30
- Type: AC, DC

Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

O Homer possui um cronograma em que há a possibilidade de se selecionar o modo de operação do gerador, optando entre forçado ligado, forçado desligado e otimizado para os horários compreendidos entre 00:00 e 23:59 para todos os meses do ano, podendo também diferenciar entre a semana inteira, somente dias úteis ou então finais de semana. Neste caso, optou-se por manter o gerador forçado ligado durante toda a semana, mas somente para os horários em que a Tarifa Branca tende a ser mais cara que é o horário de ponta e intermediário, tal como mostra a Figura 38.

Figura 38 – Detalhes do cronograma do gerador



Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

Neste capítulo foi apresentada a metodologia proposta para esta dissertação, bem como a realização de cada uma de suas etapas analisar os efeitos financeiros da tarifa horária para consumidores rurais utilizando em conjunto sistemas de geração de energia fotovoltaica ou de biomassa para diferentes regiões e perfis de carga. Os resultados alcançados com a aplicação da metodologia proposta são apresentados no Capítulo 6.

6 ANÁLISE DE RESULTADOS

Para os estudos de caso foram considerados vários cenários, buscando-se analisar os custos da Tarifa Branca e a inserção de GD, com e sem a mudança de hábitos de consumo por parte dos consumidores. Os modelos de carga, geração e tarifas utilizadas nas simulações são as apresentadas no capítulo 5. A proposta desta dissertação é verificar se há vantagem econômica na utilização da Tarifa Horária Branca em conjunto com a GD tomando-se como referência duas regiões do Brasil e uma região do Canadá, analisando-se diferentes faixas de consumo. As Figuras 15 e 16 mostram as configurações dos sistemas utilizados nas simulações.

6.1 PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO

Para estabelecer-se parâmetros de simulação inicialmente fez-se uma relação de estudos de caso analisando os parâmetros da simulação e os tipos de análise. Os parâmetros usados são os dados econômicos: taxas de 2,5% ao ano e duração do projeto de 10 anos, os recursos solares e de biomassa (biogás), as tecnologias de GD: tipo de painel, bateria, conversor e gerador e as estratégias de gerenciamento pelo lado da demanda com deslocamento de carga.

A partir da relação dos estudos de caso, foram realizados cinco tipos de análises:

- 1) Rede e a tarifa convencional;
- 2) Rede e a tarifa branca;
- 3) Rede, tarifa convencional e a GD;
- 4) Rede, tarifa branca e a GD;
- 5) Rede, tarifa branca, GD PV e GLD: Deslocamento de carga.

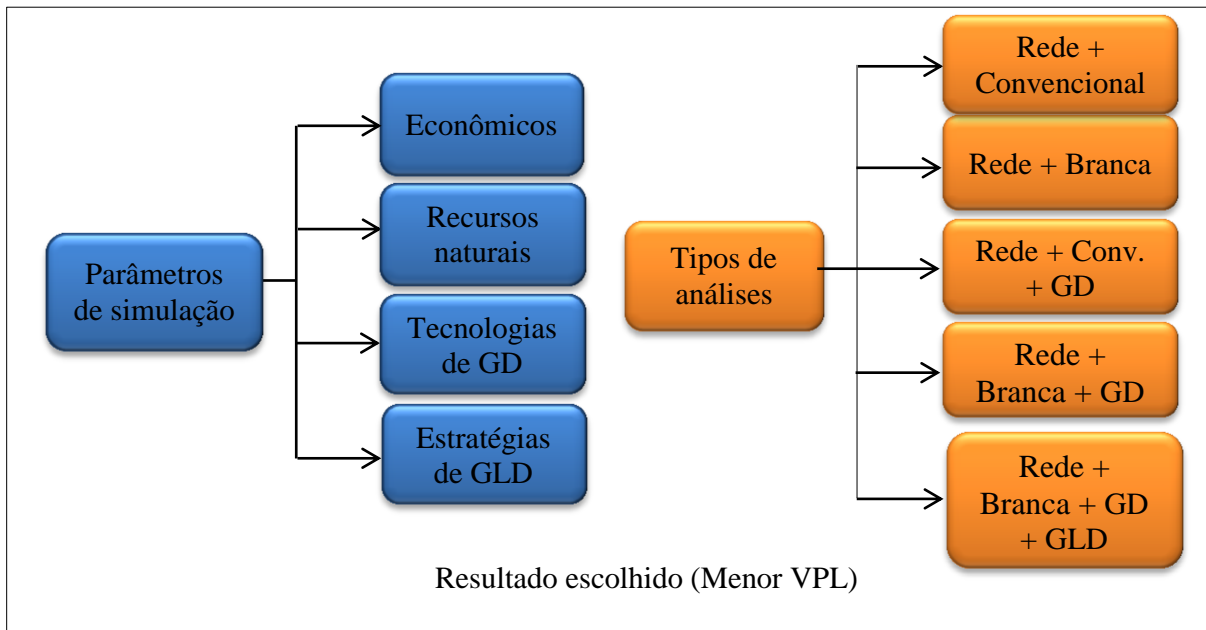
O *software* Homer foi usado para fazer as simulações e fornecer como melhor resultado aquele que atende a carga e o que possui o menor VPL (valor presente líquido) para os 10 anos de projeto. A Figura 39 apresenta a relação dos estudos de caso.

6.2 ANÁLISE DOS CUSTOS DA TARIFA BRANCA EM CONJUNTO COM A GD

Para a análise dos custos da utilização da Tarifa Branca em conjunto com a GD foram feitas 27 simulações de acordo com cada uma das faixas de consumo, fontes de GD e regiões consideradas. As curvas de carga utilizadas são apresentadas no item 4.4.1.

A Tabela 10 apresenta as simulações para cada faixa de consumo, fonte de GD e a região considerada.

Figura 39 – Relação de estudos de casos



Fonte: Próprio Autor.

Tabela 10 – Cenários de simulação

| Faixas de consumo (kWh) | Fontes de GD | Regiões consideradas |
|--------------------------------|--------------------------|------------------------------|
| 0 – 200 | Fotovoltaica ou Biomassa | Catuípe, Fortaleza e Ontário |
| 201 – 500 | Fotovoltaica ou Biomassa | Catuípe, Fortaleza e Ontário |
| 501 – 1000 | Fotovoltaica ou Biomassa | Catuípe, Fortaleza e Ontário |
| 1001 - 5000 | Fotovoltaica ou Biomassa | Catuípe, Fortaleza e Ontário |
| 1001 – 5000 com GLD | Fotovoltaica | Catuípe, Fortaleza e Ontário |

Fonte: Próprio Autor.

Para um melhor entendimento acerca dos resultados obtidos apresentam-se as simulações para a faixa de 501 a 1000 kWh e para a faixa de 1001 a 5000 kWh, em Catuípe, Fortaleza e Ontário.

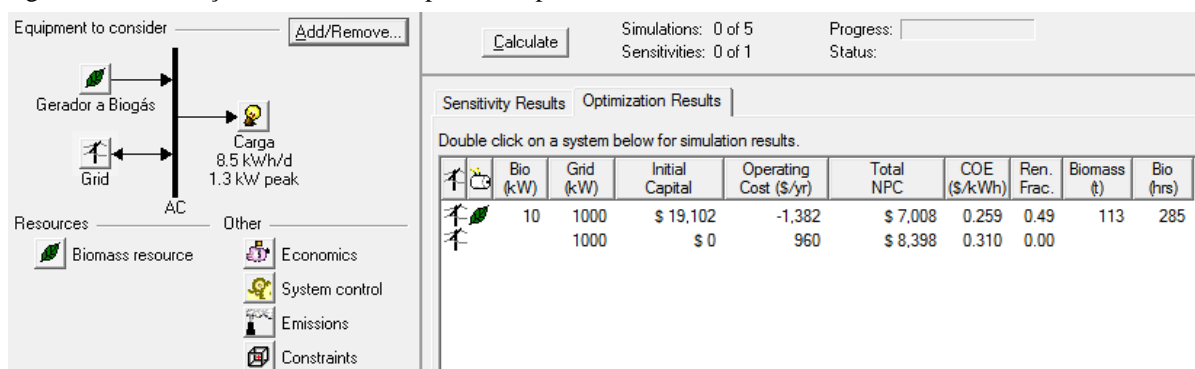
6.2.1 Resultados Faixa de 501 a 1000 kWh

Para esta faixa de consumo foram feitas simulações considerando a Tarifa Branca, a Tarifa Convencional e as fontes de GD fotovoltaica e biomassa (biogás) para a cidade de Catuípe, Fortaleza e Ontário.

6.2.1.1 Catuípe, Rio Grande do Sul

Para as simulações na cidade de Catuípe foram utilizados os recursos solares apresentados na Figura 27 e os recursos de biomassa apresentados no item 5.3.4 e nas Figuras 31 e 38. As simulações foram feitas separadamente no *software* Homer, conforme apresentam as Figuras 15 e 16. O objetivo foi verificar qual das tecnologias de GD apresenta melhor viabilidade econômica em conjunto com a Tarifa Branca ou se a melhor solução for em conjunto com a Tarifa Convencional. Após a inserção de todos os valores é realizada a otimização e a busca pela melhor alternativa. Na Figura 40 está sendo apresentada a configuração que apresentou os melhores resultados.

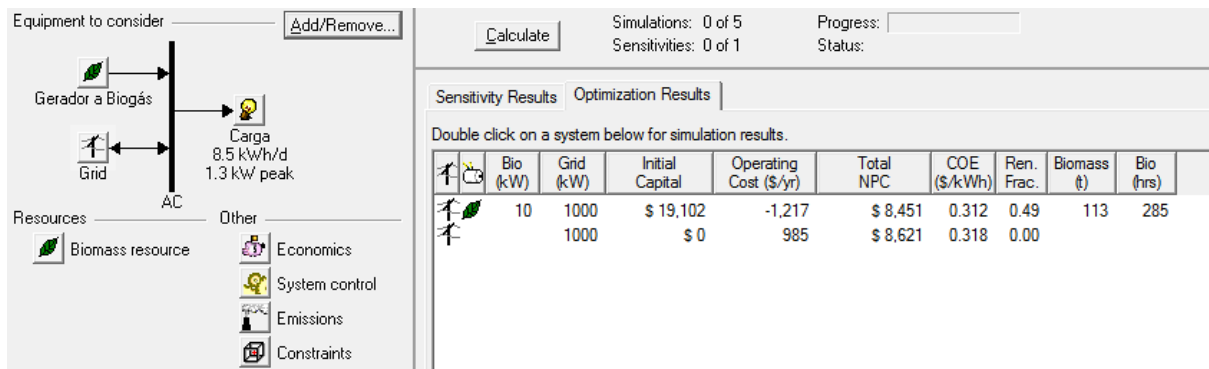
Figura 40 – Simulação da tarifa branca para Catuípe, faixa de consumo de 501 a 1000 kWh



Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

Pela análise da Figura 40, o melhor resultado utiliza a Tarifa Branca com a rede de energia elétrica (1.000 kW) e o gerador a biogás (10 kW), pois é o que tem o menor valor total (R\$ 7.008,00) para os 10 anos de projeto. O capital inicial de R\$ 19.102,00 é referente ao custo para a aquisição do gerador. Neste caso, a GD em conjunto com a Tarifa Branca se torna vantajosa. Fazendo a comparação com a tarifa convencional, para esta mesma configuração, o custo é de R\$ 8.451,00, tal como apresenta a Figura 41.

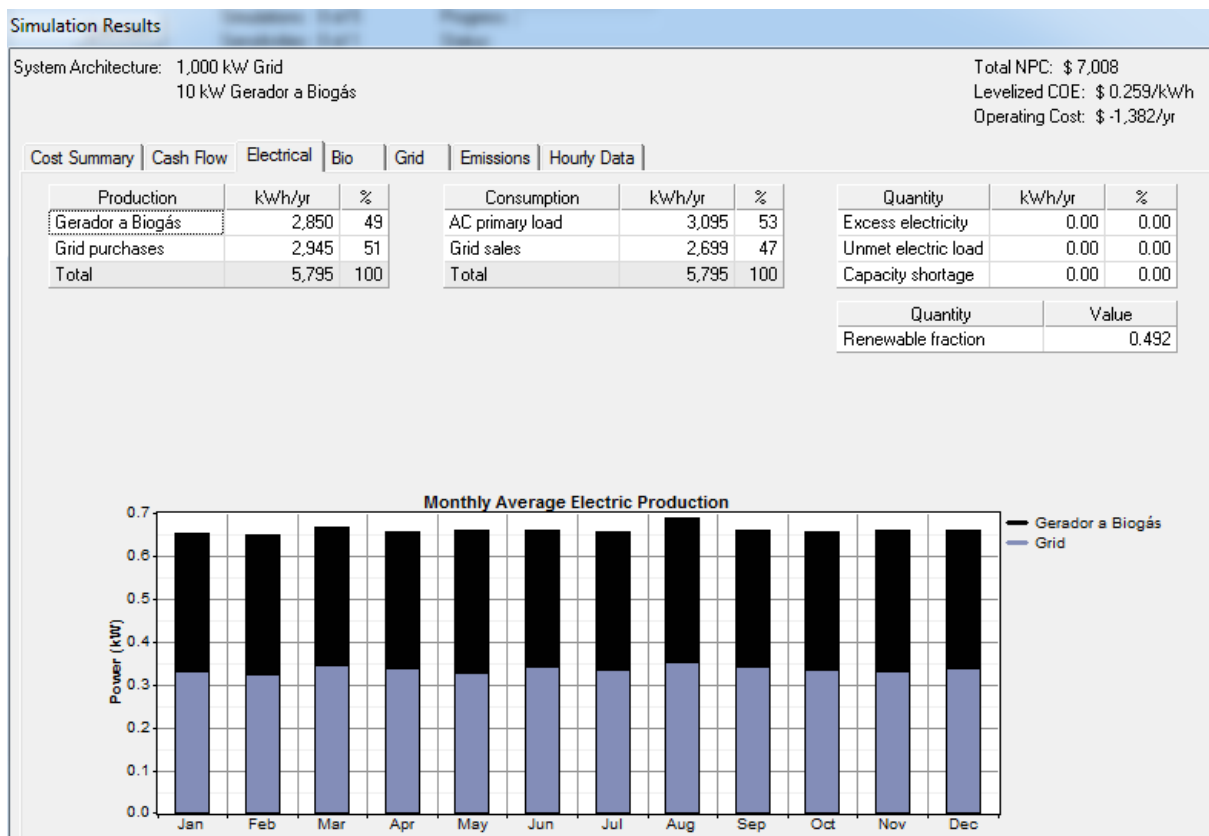
Figura 41 – Simulação da tarifa convencional para Catuípe, faixa de consumo de 501 a 1000 kWh



Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

Na análise do sistema elétrico, o simulador considerou que o sistema de geração a biogás abastece 49% da energia demandada pelo perfil de carga em estudo e que os outros 51% da demanda sejam comprados da concessionária Ceriluz, tal como apresenta a Figura 42.

Figura 42 – Análise do sistema elétrico simulado

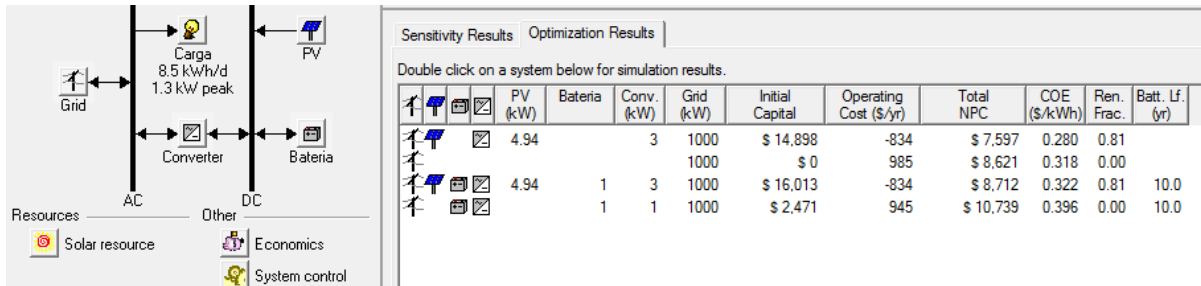


Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

Para este mesmo perfil de carga, na cidade de Catuípe, mas considerando a GD solar fotovoltaica, obteve-se como melhor resultado a tarifa convencional em conjunto com a GD,

no valor de R\$ 7.597,00, conforme apresenta a Figura 43. Ou seja, neste caso a Tarifa Branca em conjunto com a GD solar fotovoltaica não é a solução mais vantajosa.

Figura 43 – Simulação da tarifa convencional para Catuípe, faixa de consumo de 501 a 1000 kWh

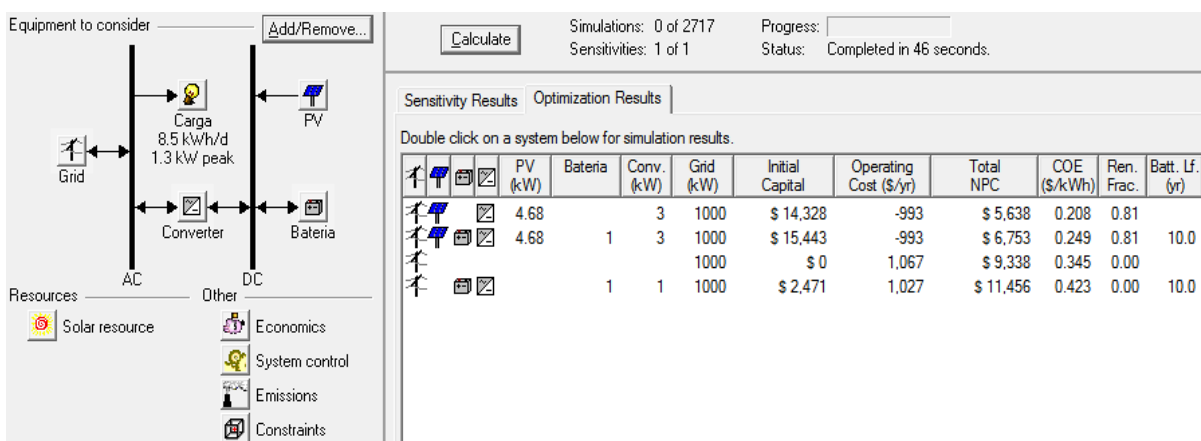


Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

6.2.1.2 Fortaleza, Ceará

Para as simulações na cidade de Fortaleza foram utilizados os recursos solares apresentados na Figura 28 e os recursos de biomassa apresentados no item 5.3.4 e nas Figuras 31e 38. As simulações foram feitas separadamente no *software* Homer, conforme apresentam as Figuras 15 e 16. O objetivo foi verificar qual das tecnologias de GD apresenta melhor viabilidade econômica em conjunto com a Tarifa Branca ou com a Tarifa Convencional. Após a inserção de todos os valores é realizada a otimização e a busca pela melhor alternativa. Na Figura 44 está sendo mostrada a configuração que apresentou os melhores resultados.

Figura 44 – Simulação da tarifa convencional para Fortaleza, faixa de consumo de 501 a 1000 kWh



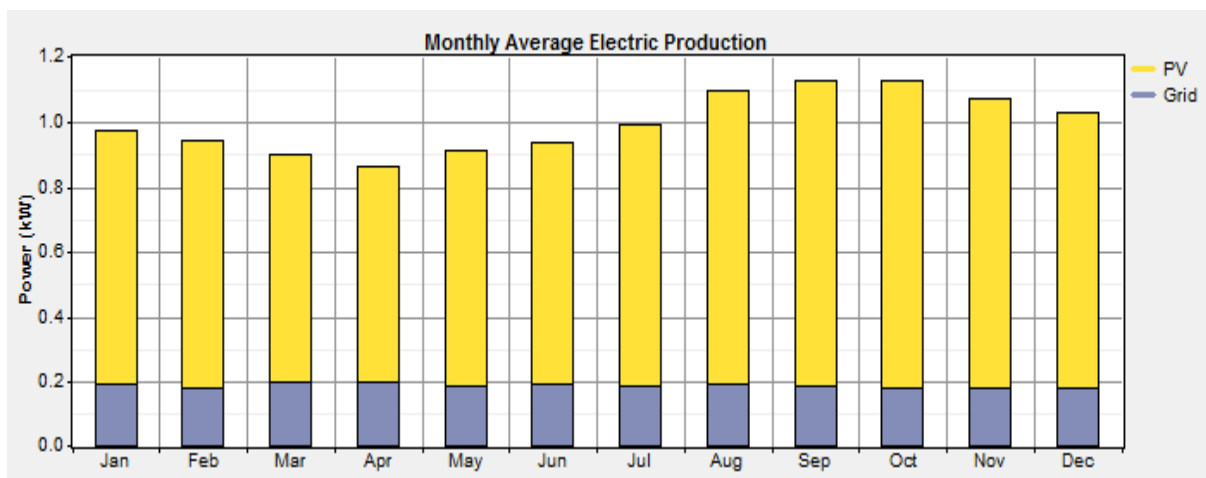
Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

A Figura 44 trás como melhor resultado a utilização da rede de energia elétrica com a tarifa convencional em conjunto com a GD fotovoltaica (4,68 kW) e conversor (3 kW), a um

custo total de R\$ 5.638,00. O capital inicial de R\$ 14.328,00 é referente ao custo para a aquisição dos painéis fotovoltaicos e conversores.

Na Figura 45 está sendo apresentada a produção média de eletricidade por mês para a faixa de consumo de 501 a 1000 kWh na cidade de Fortaleza, considerando a tarifa convencional. Verifica-se que a produção de energia através do sistema fotovoltaico é praticamente constante em todos os meses do ano, pois o nível de radiação solar em fortaleza é bem uniforme durante todos os meses do ano.

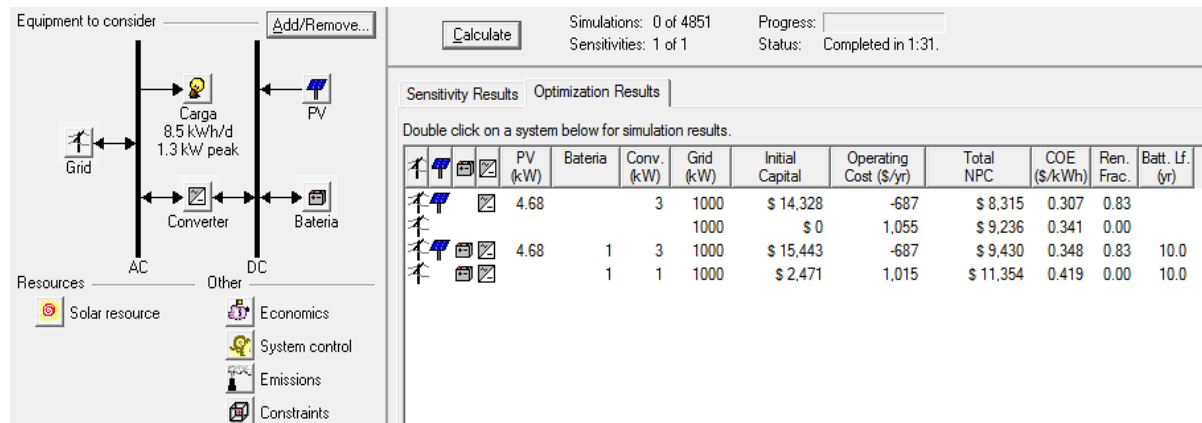
Figura 45 – Produção média de eletricidade por mês em Fortaleza



Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

Fazendo a comparação com a Tarifa Branca, para esta mesma configuração, o custo é de R\$ 8.315,00 para a cidade de Fortaleza, conforme mostrado na Figura 46. Portanto, neste caso, a Tarifa Branca em conjunto com a GD fotovoltaica não se torna vantajosa.

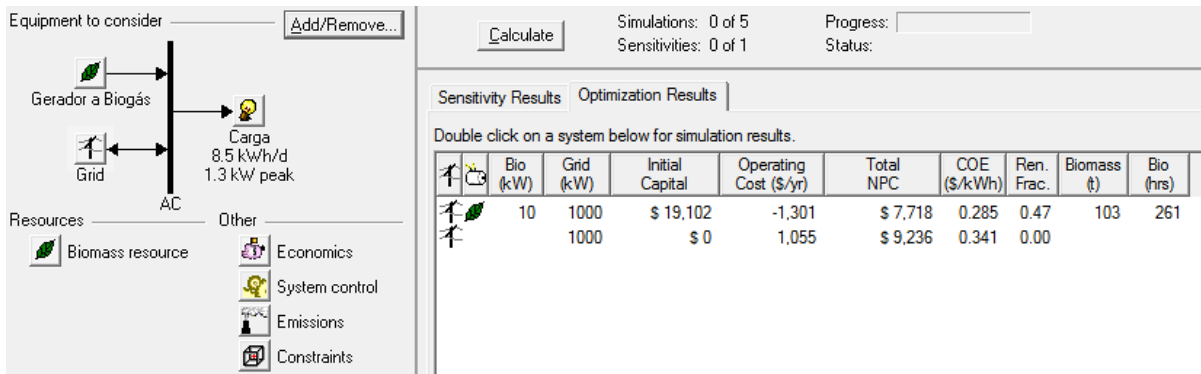
Figura 46 – Simulação da tarifa branca para Fortaleza, faixa de consumo de 501 a 1000 kWh



Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

Para este mesmo perfil de carga, na cidade de Fortaleza, mas considerando a GD a partir do biogás, obteve-se como melhor resultado a Tarifa Branca em conjunto com a GD, no valor de R\$ 7.718,00, conforme apresenta a Figura 47.

Figura 47 – Simulação da tarifa branca para Fortaleza, faixa de consumo de 501 a 1000 kWh

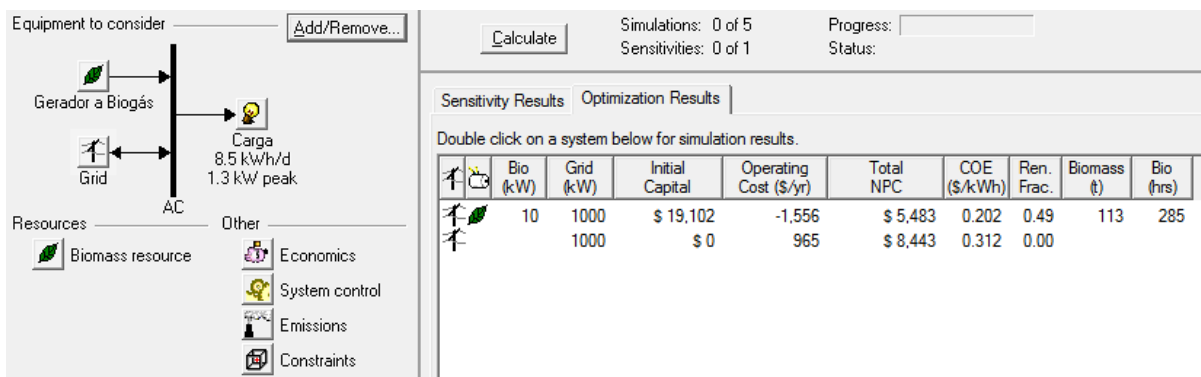


Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

6.2.1.3 Província de Ontário, Canadá

Para as simulações na Província de Ontário foram utilizados os recursos solares apresentados na Figura 30 e os recursos de biomassa apresentados no item 5.3.4 e nas Figuras 31e 38. As simulações foram feitas separadamente no *software* Homer, conforme apresentam as Figuras 15 e 16. O objetivo foi verificar qual das tecnologias de GD apresenta melhor viabilidade econômica em conjunto com a Tarifa Horária Canadense ou com a Tarifa Convencional. Após a inserção de todos os valores é realizada a otimização e a busca pela melhor alternativa. Na Figura 48 está sendo mostrada a configuração que apresentou os melhores resultados.

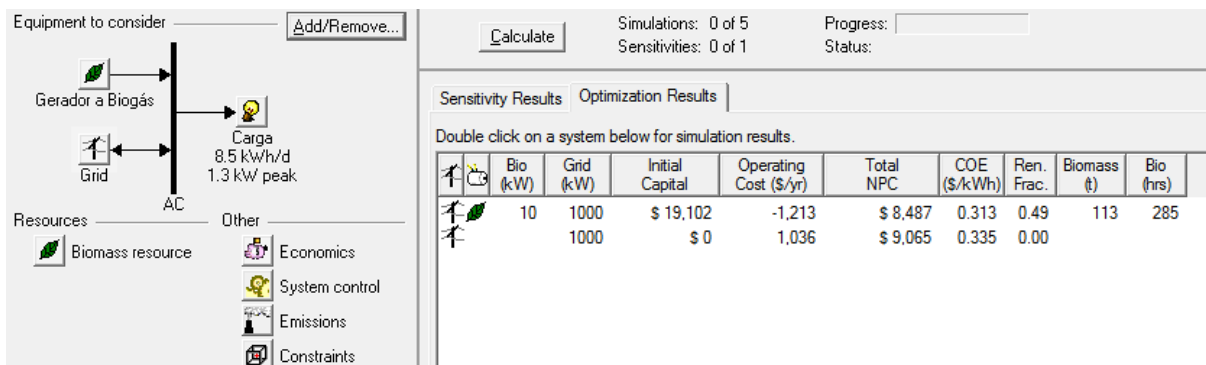
Figura 48 – Simulação da tarifa horária para Ontário, faixa de consumo de 501 a 1000 kWh



Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

Pela análise da Figura 48, o melhor resultado utiliza a tarifa horária (*Time-of-Use*) com a rede de energia elétrica (1.000 kW) e o gerador a biogás (10 kW), pois é o que tem o menor valor total (R\$ 5.483,00) para os 10 anos de projeto. O capital inicial de R\$ 19.102,00 é referente ao custo para a aquisição do gerador. Neste caso, a GD em conjunto com a TOU se torna vantajosa. Fazendo a comparação com a tarifa convencional, para esta mesma configuração, o custo é de R\$ 8.487,00, tal como apresentado na Figura 49.

Figura 49 – Simulação da tarifa convencional para Ontário, faixa de consumo de 501 a 1000 kWh



Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

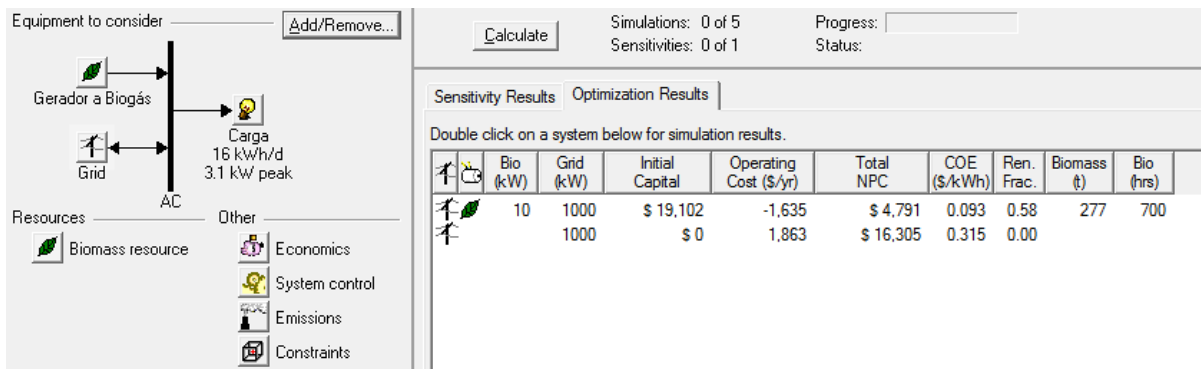
6.2.2 Resultados Faixa de 1001 a 5000 kWh

Para esta faixa de consumo foram feitas simulações considerando a Tarifa Branca, a Tarifa Convencional e as fontes de GD fotovoltaica e biomassa (biogás) para a cidade de Catuípe, Fortaleza e Ontário.

6.2.2.1 Catuípe, Rio Grande do Sul

Para as simulações na cidade de Catuípe foram utilizados os recursos solares apresentados na Figura 27 e os recursos de biomassa apresentados no item 5.3.4 e nas Figuras 31e 38. As simulações foram feitas separadamente no *software* Homer, conforme apresentam as Figuras 15 e 16. O objetivo foi verificar qual das tecnologias de GD apresenta melhor viabilidade econômica em conjunto com a Tarifa Branca ou se a melhor solução for a Tarifa Convencional. Após a inserção de todos os valores é realizada a otimização e a busca pela melhor alternativa. Na Figura 50 está sendo mostrada a configuração que apresentou os melhores resultados.

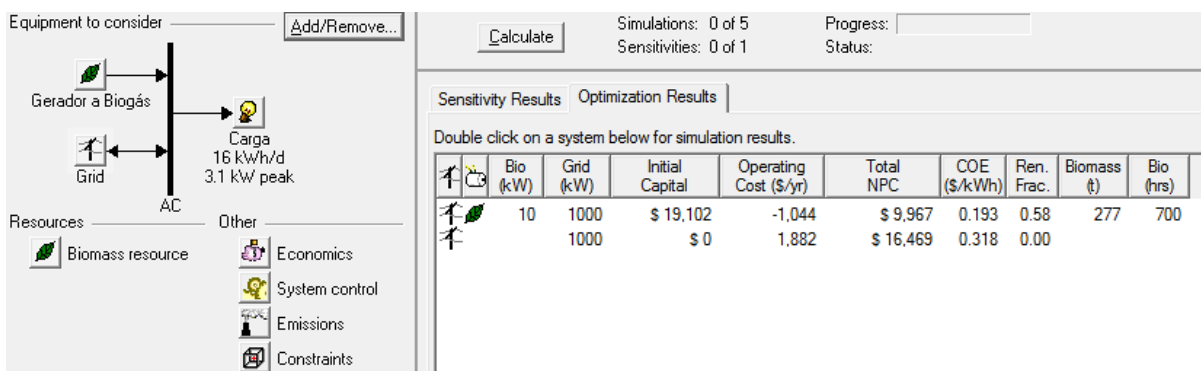
Figura 50 – Simulação da tarifa branca para Catuípe, faixa de consumo de 1001 a 5000 kWh



Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

Pela análise da Figura 50, o melhor resultado utiliza a Tarifa Branca com a rede de energia elétrica (1.000 kW) e o gerador a biogás (10 kW), pois é o que tem o menor valor total (R\$ 4.791,00) para os 10 anos de projeto. O capital inicial de R\$ 19.102,00 é referente ao custo para a aquisição do gerador. Neste caso, a GD em conjunto com a Tarifa Branca se torna vantajosa. Fazendo a comparação com a tarifa convencional, para esta mesma configuração, o custo é de R\$ 9.967,00, tal como apresenta a Figura 51.

Figura 51 – Simulação da tarifa convencional para Catuípe, faixa de consumo de 1001 a 5000 kWh



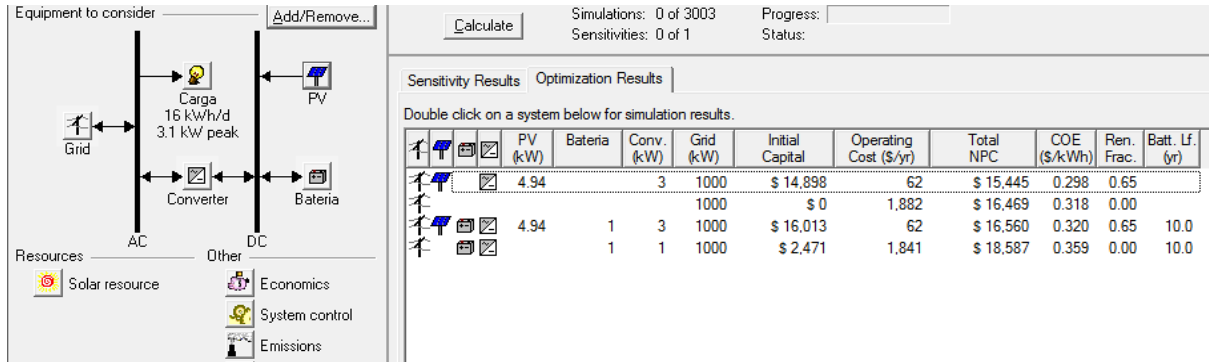
Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

Para este mesmo perfil de carga, na cidade de Catuípe, mas considerando a GD solar fotovoltaica, obteve-se como melhor resultado a tarifa convencional em conjunto com a GD, no valor de R\$ 15.445,00, conforme apresenta a Figura 52. Ou seja, neste caso a Tarifa Branca em conjunto com a GD solar fotovoltaica não é a solução mais vantajosa.

Na Figura 53 está sendo apresentada a produção média de eletricidade por mês para a faixa de consumo de 1001 a 5000 kWh na cidade de Catuípe, considerando a tarifa convencional. Verifica-se que a produção de energia através do sistema fotovoltaico é menor nos meses de junho a agosto, pois nesse período o nível de radiação solar é menor.

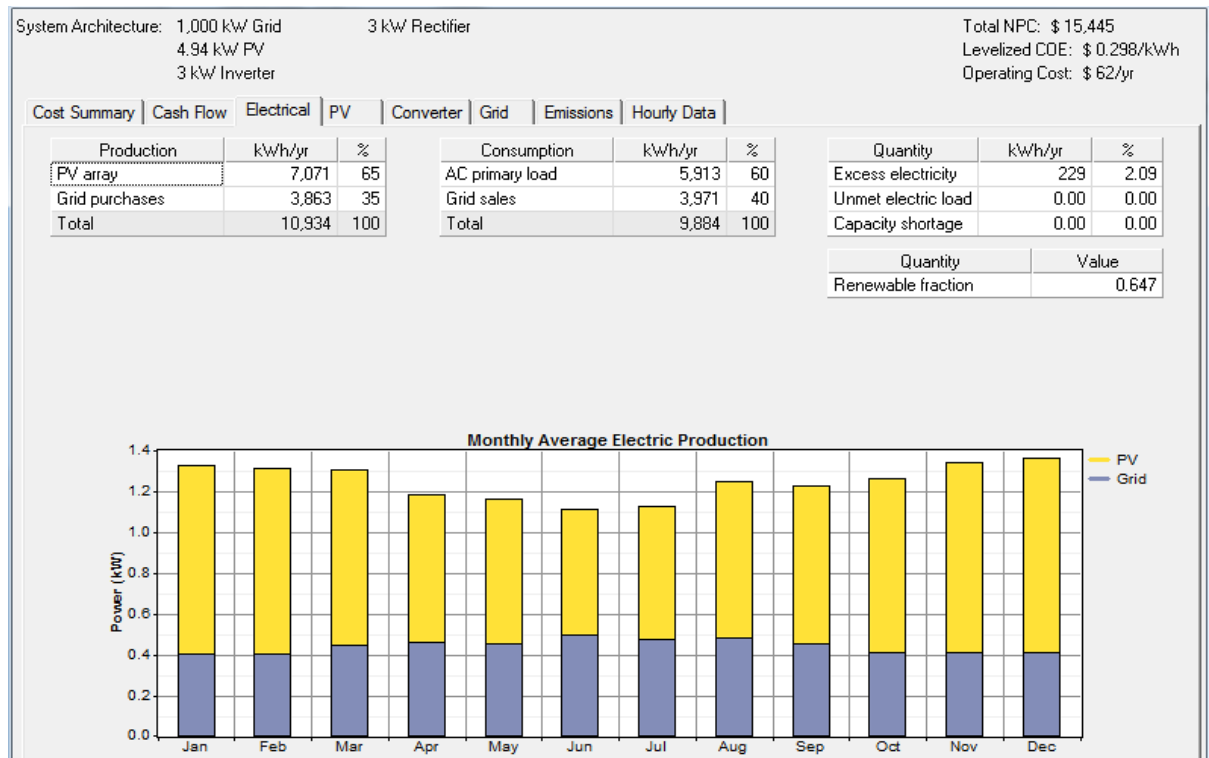
Na análise do sistema elétrico, o simulador considerou que o sistema de geração PV abastece 65% da energia demandada pelo perfil de carga em estudo e que os outros 35% da demanda sejam comprados da concessionaria Ceriluz.

Figura 52 – Simulação da tarifa branca para Catuípe, faixa de consumo de 1001 a 5000 kWh



Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

Figura 53 – Análise do sistema elétrico simulado



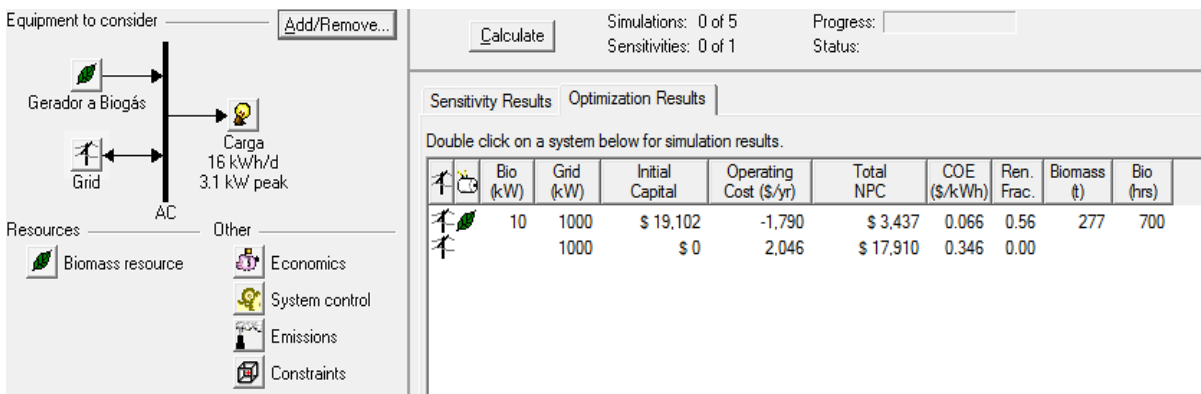
Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

6.2.2.2 Fortaleza, Ceará

A Figura 54 trás como o melhor resultado a utilização da Tarifa Branca com a rede de energia elétrica (1.000 kW) e o gerador a biogás (10 kW), pois é o que tem o menor valor

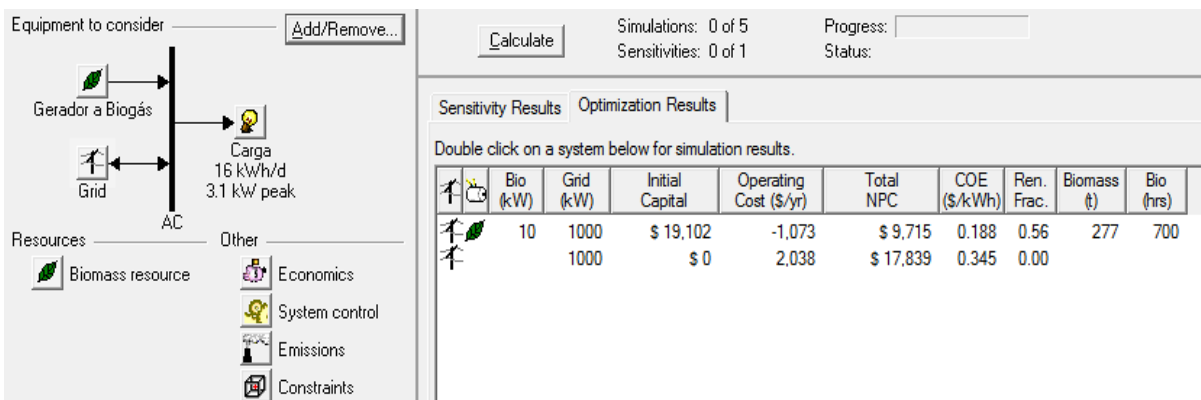
total (R\$ 3.437,00) para os 10 anos de projeto. O capital inicial de R\$ 19.102,00 é referente ao custo para a aquisição do gerador. Neste caso, a GD em conjunto com a Tarifa Branca se torna vantajosa. Fazendo a comparação com a tarifa convencional, para esta mesma configuração, o custo é de R\$ 9.715,00, tal como apresenta a Figura 55.

Figura 54 – Simulação da tarifa branca para Fortaleza, faixa de consumo de 1001 a 5000 kWh



Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

Figura 55 – Simulação da tarifa convencional para Fortaleza, faixa de consumo de 1001 a 5000 kWh



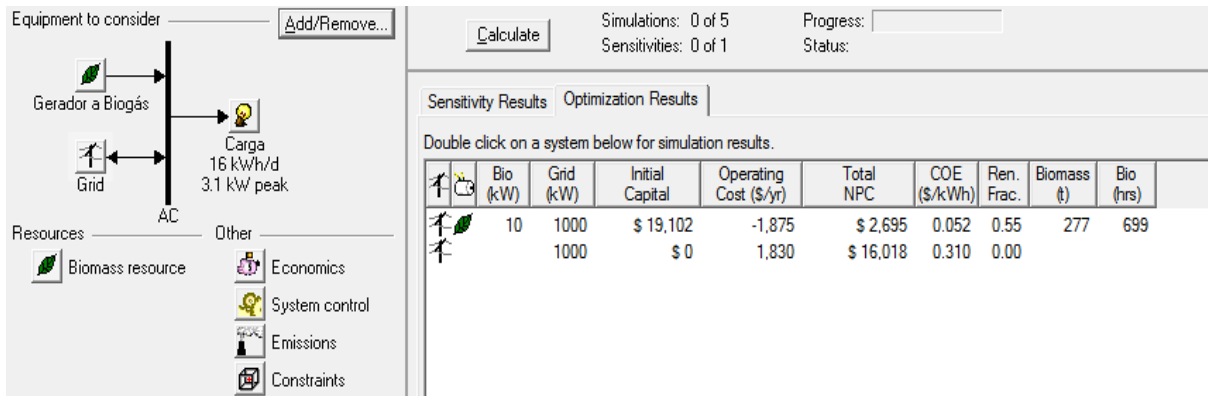
Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

6.2.2.3 Província de Ontário, Canadá

A Figura 56 trás como o melhor resultado a utilização da Tarifa Horária Canadense com a rede de energia elétrica (1.000 kW) e o gerador a biogás (10 kW), pois é o que tem o menor valor total (R\$ 2.695,00) para os 10 anos de projeto. O capital inicial de R\$ 19.102,00 é referente ao custo para a aquisição do gerador. Neste caso, a GD em conjunto com a TOU se torna vantajosa. Fazendo a comparação com a tarifa convencional, para esta mesma configuração, o custo é de R\$ 9.828,00, tal como apresenta a Figura 58.

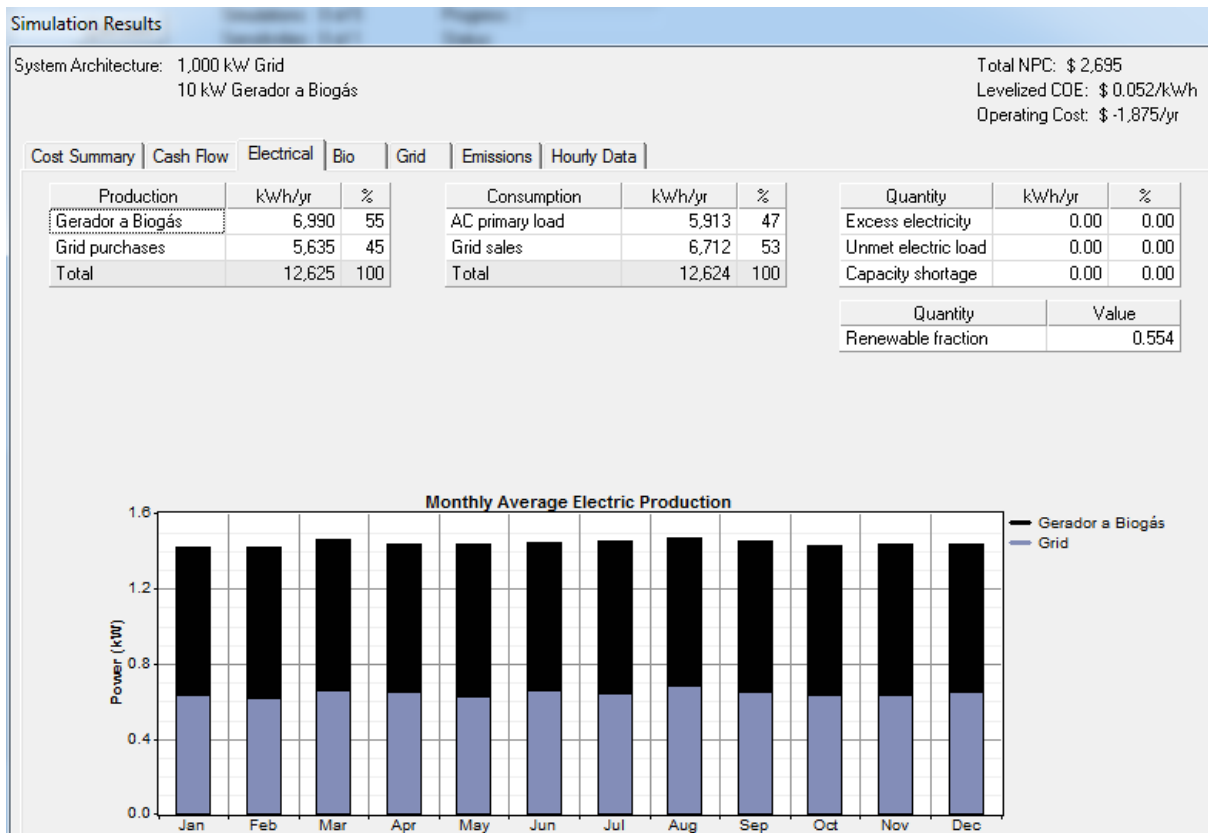
Na análise do sistema elétrico, o simulador considerou que o sistema de geração a biogás abastece 55% da energia demandada pelo perfil de carga em estudo e que os outros 45% da demanda sejam comprados da concessionária Hydro One, tal como apresenta a Figura 57.

Figura 56 – Simulação da tarifa horária para Ontário, faixa de consumo de 1001 a 5000 kWh



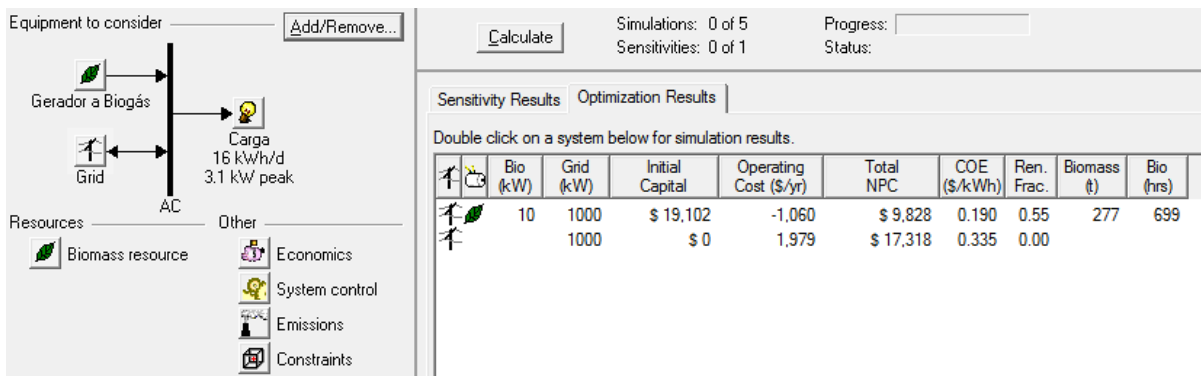
Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

Figura 57 – Análise do sistema elétrico simulado



Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

Figura 58 – Simulação da tarifa convencional para Ontário, faixa de consumo de 1001 a 5000 kWh



Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

6.2.3 Resultados Faixa de 1001 a 5000 kWh com GLD – Deslocamento de carga

O trabalho também analisa a viabilidade da tarifa horária considerando as técnicas de gerenciamento pelo lado da demanda com deslocamento de carga. Essa análise foi realizada somente para o diagrama do sistema de GD solar fotovoltaica, representado na Figura 16, pois esta configuração foi a menos vantajosa economicamente para todas as faixas de consumo em comparação com a configuração do sistema de GD a biogás, Figura 17.

A descrição da técnica de GLD aplicada neste estudo está explicada no item 4.4.1.5 e foi realizada para o perfil de carga de 1001 a 5000 kWh, conforme mostrado na Figura 26.

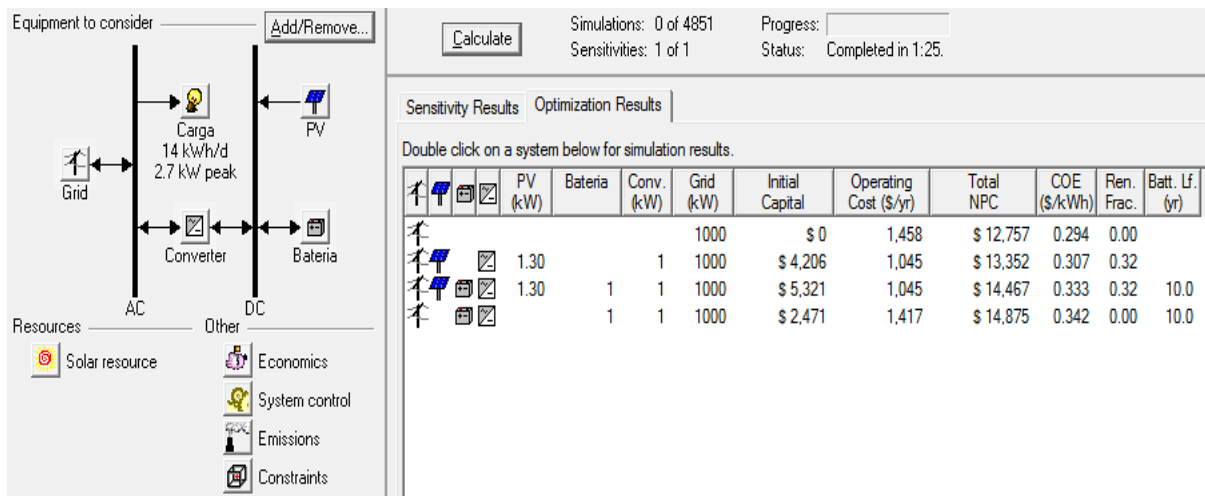
6.2.3.1 Catuípe, Rio Grande do Sul

A Figura 59 mostra o melhor resultado considerando a aplicação da técnica de GLD com deslocamento de carga, para a cidade de Catuípe.

Para este cenário, mesmo aplicando a técnica de GLD com deslocamento de carga, o melhor resultado só utiliza a rede de energia elétrica (1000 kW), pois é o que tem o menor valor total (R\$ 12.757,00) para os 10 anos de projeto. O segundo melhor resultado utiliza a rede de energia elétrica (1000 kW), PV (1,30 kW) e o conversor (1 kW), capital inicial de R\$ 4.206,00, custo de operação de R\$ 1.045,00 e um custo total de R\$ 13.352,00.

Neste caso, a GD fotovoltaica em conjunto com a Tarifa Branca não se torna vantajosa, a utilização apenas da rede de energia elétrica apresenta os menores custos.

Figura 59 – Simulação da tarifa branca para Catuípe, faixa de consumo de 1001 a 5000 kWh com GLD



Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

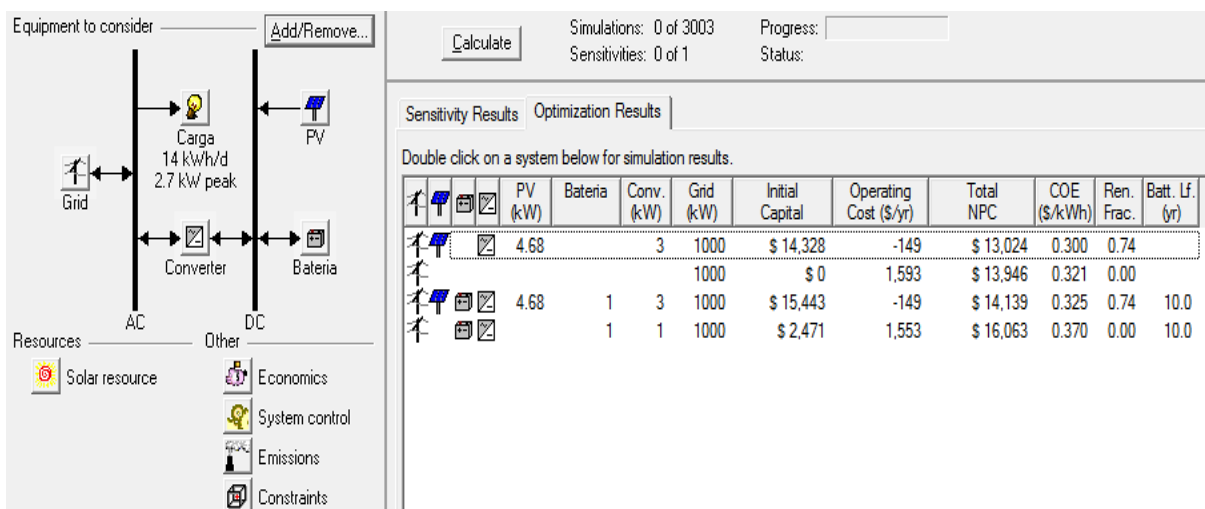
6.2.3.2 Fortaleza, Ceará

A Figura 60 mostra o melhor resultado considerando a aplicação da técnica de GLD com deslocamento de carga, para a cidade de Fortaleza.

Para este cenário, aplicando a técnica de GLD com deslocamento de carga, o melhor resultado utiliza a rede de energia elétrica (1000 kW), PV (4,68 kW) e o conversor (3 kW), capital inicial de R\$ 14.328,00 e um custo total de R\$ 13.024,00.

Para esta mesma configuração (GD em conjunto com a Tarifa Branca), sem a aplicação da técnica de GLD o custo é de R\$ 16.989,00.

Figura 60 – Simulação da tarifa branca para Fortaleza, faixa de consumo de 1001 a 5000 kWh com GLD



Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

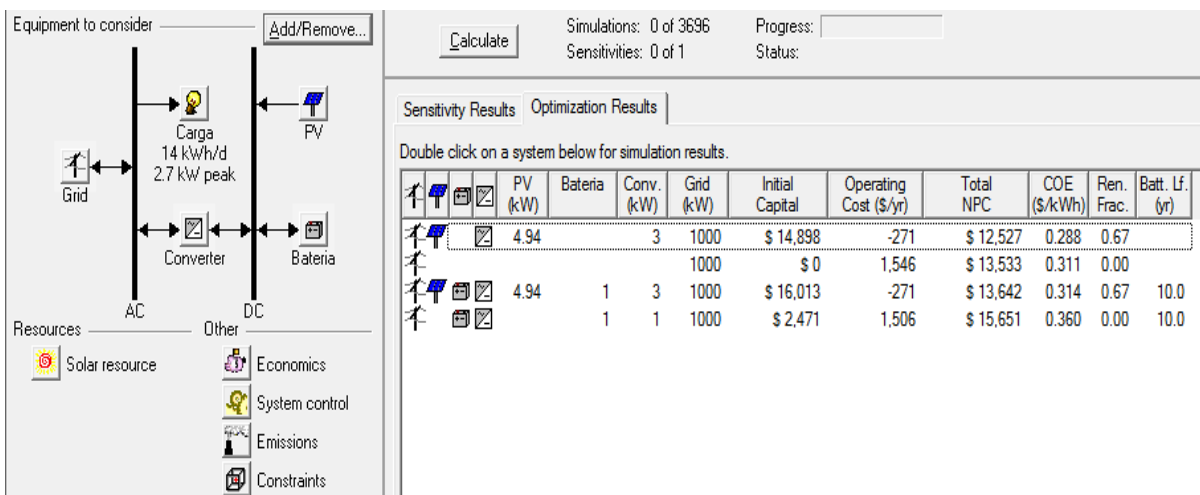
6.2.3.3 Província de Ontário, Canadá

A Figura 61 mostra o melhor resultado considerando a aplicação da técnica de GLD com deslocamento de carga, para Ontário, no Canadá.

Para este cenário, aplicando a técnica de GLD com deslocamento de carga, o melhor resultado utiliza a rede de energia elétrica (1000 kW), PV (4,94 kW) e o conversor (3 kW), capital inicial de R\$ 14.898,00 e um custo total de R\$ 12.527,00.

Para esta mesma configuração (GD em conjunto com a Tarifa Horária Canadense), sem a aplicação da técnica de GLD o custo é de R\$ 15.012,00.

Figura 61 – Simulação da tarifa horária para Ontário, faixa de consumo de 1001 a 5000 kWh com GLD



Fonte: Próprio Autor utilizando o software HOMER.

6.3 COMPARAÇÃO DE RESULTADOS

Esta seção apresenta os resultados das simulações para cada um dos cenários estudados considerando as faixas de consumo determinadas pelas curvas de carga, no item 4.4.1 bem como as regiões consideradas (Catuípe, Fortaleza e Ontário). A Tabela 11 apresenta os resultados obtidos para a tarifa convencional e a Tabela 12 os resultados obtidos para a tarifa horária. Com esses dados, é feita uma comparação final apresentando na Tabela 13 o melhor resultado para cada faixa de consumo de acordo com a região considerada.

Tabela 11 – Resultados tarifa convencional para cada faixa de consumo de acordo com a região considerada

| Faixas de consumo (kWh) | Catuípe | Fortaleza | Ontário |
|--------------------------------|---|---|--|
| 0 – 200 | Convencional (R\$ 2.216,00) | Convencional (R\$ 2.400,00) | Convencional (R\$ 2.016,00) |
| 201 – 500 | Convencional (R\$ 4.432,00) | Convencional (R\$ 4.801,00) | Convencional (R\$ 4.032,00) |
| 501 – 1000 | Conv. + GD Biomassa (R\$ 8.451,00) | Conv. + GD Biomassa (R\$ 8.508,00) | Conv. + GD Biomassa (R\$ 8.487,00) |
| 1001 - 5000 | Conv. + GD Biomassa (R\$ 9.967,00) | Conv. + GD Biomassa (R\$ 9.715,00) | Conv. + GD Biomassa (R\$ 9.828,00) |
| Faixas de consumo (kWh) | Catuípe | Fortaleza | Ontário |
| 0 – 200 | Conv. + GD Fotovoltaica (R\$ 1.192,00) | Conv. + GD Fotovoltaica (R\$ 594,00) | Convencional (R\$ 2.016,00) |
| 201 – 500 | Conv. + GD Fotovoltaica (R\$ 3.409,00) | Conv. + GD Fotovoltaica (R\$ 2.643,00) | Convencional (R\$ 4.032,00) |
| 501 – 1000 | Conv. + GD Fotovoltaica (R\$ 7.597,00) | Conv. + GD Fotovoltaica (R\$ 5.638,00) | Convencional (R\$ 7.843,00) |
| 1001 - 5000 | Conv. + GD Fotovoltaica (R\$ 15.445,00) | Conv. + GD Fotovoltaica (R\$ 13.640,00) | Convencional (R\$ 17.318,00) |

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 12 – Resultados tarifa horária para cada faixa de consumo de acordo com a região considerada

| Faixas de consumo (kWh) | Catuípe | Fortaleza | Ontário |
|--------------------------------|---|--|---|
| 0 – 200 | Branca (R\$ 2.097,00) | Branca (R\$ 2.272,00) | TOU (R\$ 2.214,00) |
| 201 – 500 | Branca (R\$ 4.300,00) | Branca (R\$ 4.676,00) | TOU (R\$ 4.304,00) |
| 501 – 1000 | Branca + GD Biomassa (R\$ 7.008,00) | Branca + GD Biomassa (R\$ 7.718,00) | TOU + GD Biomassa (R\$ 5.483,00) |
| 1001 - 5000 | Branca + GD Biomassa (R\$ 4.791,00) | Branca + GD Biomassa (R\$ 3.437,00) | TOU + GD Biomassa (R\$ 2.695,00) |
| Faixas de consumo (kWh) | Catuípe | Fortaleza | Ontário |
| 0 – 200 | Branca (R\$ 2.097,00) | Branca (R\$ 2.272,00) | TOU + GD Fotovoltaica (R\$ 1.208,00) |
| 201 – 500 | Branca (R\$ 4.300,00) | Branca (R\$ 4.676,00) | TOU + GD Fotovoltaica (R\$ 3.273,00) |
| 501 – 1000 | Branca (R\$ 8.398,00) | Branca + GD Fotovoltaica (R\$ 8.315,00) | TOU + GD Fotovoltaica (R\$ 7.437,00) |
| 1001 - 5000 | Branca (R\$ 16.305,00) | Branca + GD Fotovoltaica (R\$ 16.989,00) | TOU + GD Fotovoltaica (R\$ 15.012,00) |
| 1001 – 5000 com GLD | Branca (R\$ 12.757,00) | Branca + GD Fotovoltaica (R\$ 13.024,00) | TOU + GD Fotovoltaica (R\$ 12.527,00) |

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 13 – Melhor resultado para cada faixa de consumo de acordo com a região considerada

| Faixas de consumo (kWh) | Catuípe | Fortaleza | Ontário |
|--------------------------------|--|---|--|
| 0 – 200 | Conv. + GD Fotovoltaica (R\$ 1.192,00) | Conv. + GD Fotovoltaica (R\$ 594,00) | TOU + GD Fotovoltaica (R\$ 1.208,00) |
| 201 – 500 | Conv. + GD Fotovoltaica (R\$ 3.409,00) | Conv. + GD Fotovoltaica (R\$ 2.643,00) | TOU + GD Fotovoltaica (R\$ 3.273,00) |
| 501 – 1000 | Branca + GD Biomassa (R\$ 7.008,00) | Conv. + GD Fotovoltaica (R\$ 5.638,00) | TOU + GD Biomassa (R\$ 5.483,00) |
| 1001 - 5000 | Branca + GD Biomassa (R\$ 4.791,00) | Branca + GD Biomassa (R\$ 3.437,00) | TOU + GD Biomassa (R\$ 2.695,00) |
| 1001 – 5000 com GLD | Branca (R\$ 12.757,00) | Branca + GD Fotovoltaica (R\$ 13.024,00) | TOU + GD Fotovoltaica (R\$ 12.527,00) |

Fonte: Próprio Autor.

6.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DESTE CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentados os resultados obtidos com as simulações realizadas no *software* Homer, onde se obteve 15 cenários que estabelecem um comparativo entre a tarifa horária e a tarifa convencional.

Conforme apresentado na Tabela 13, dos 15 cenários analisados, apenas nove deles tem o melhor resultado como sendo a Tarifa Horária em conjunto com a GD. Para a cidade de Catuípe a tarifa horária em conjunto com a GD viabilizou somente para a GD de biomassa (biogás). Além disso, mesmo aplicando as técnicas de gerenciamento pelo lado da demanda – com deslocamento de carga, não foi possível viabilizar a tarifa horária em conjunto com GD fotovoltaica.

Para a cidade de Fortaleza a tarifa horária em conjunto com a GD também obteve melhor resultado com a GD de biomassa, pois mesmo aplicando as técnicas de gerenciamento

pelo lado da demanda com deslocamento de carga, os custos relacionados à tarifa horária em conjunto com a GD fotovoltaica são maiores do que com a GD de biomassa.

Para a Província de Ontário, em todas as faixas de consumo obteve-se como melhor resultado a tarifa horária em conjunto com a GD. Acredita-se que isso ocorra pelo fato de Ontário já trabalhar com incentivos para que os consumidores façam a adesão ao sistema de tarifação horária e também pelo fato de possuir dois valores para o sistema de tarifação convencional, que varia para mais ou para menos, conforme for o perfil de carga de cada consumidor. Além disso, os valores atribuídos ao sistema de tarifação convencional de Ontário são muito próximos do valor cobrado pela tarifa horária no período meio pico e maiores do que o valor cobrado pela tarifa horária no período fora de pico. Dessa forma, quanto maior for a diferença entre os valores da tarifa convencional e da tarifa horária no posto fora de pico, maior serão os benefícios econômicos para o consumidor e, conseqüentemente, maior a aderência deste à tarifa horária canadense.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo tem por finalidade apresentar as conclusões alcançadas através do estudo realizado com a tarifa horária para o meio rural, além de apresentar propostas para trabalhos futuros e também lista os artigos publicados durante a pesquisa.

7.1 CONSIDERAÇÕES

Esta dissertação trata de um estudo de viabilidade econômica com a adesão à Tarifa Horária para a classe rural de Baixa Tensão (B2), em conjunto com sistemas fotovoltaicos e/ou da biomassa (biogás), ambos conectados à rede de distribuição. A metodologia apresentada possibilitou a compreensão dos efeitos financeiros da Tarifa Horária para diferentes perfis de carga e regiões analisadas.

Antes do surgimento da tarifação horária para os consumidores de Baixa Tensão no Brasil, apenas os consumidores de Média e Alta Tensão usavam tarifação horária. Este fato influenciou diretamente no comportamento da curva de carga desses consumidores para se adaptarem as diferentes tarifas durante os períodos do dia.

Por esse motivo e pelo fato da adesão à tarifação horária não ser obrigatória para os consumidores de Baixa Tensão no Brasil, acredita-se que assim como foi para os consumidores de Média e Alta Tensão, será também para os consumidores de Baixa Tensão o maior desafio em gerenciar a curva de carga, uma vez que não é só uma necessidade desses consumidores em utilizar a energia elétrica no período de ponta do sistema elétrico, como também uma dificuldade por questões culturais, devido há muito tempo estarem habituados a utilizar um sistema único de tarifação de energia, que independia do dia e das horas de consumo.

No Brasil, os consumidores de Baixa Tensão vêm sendo inseridos em um novo contexto regulatório e tarifário. As recentes mudanças, ainda que de forma lenta, tentam acompanhar uma tendência mundial que busca a modernização do sistema elétrico e o desenvolvimento sustentável, como é o caso da Província de Ontário, localizada no Canadá. Esta Província possui um sistema de tarifação horária há anos sendo aplicado aos consumidores de Baixa Tensão.

Acredita-se que implantação de tecnologias que permitam o controle e o acompanhamento do consumo e da geração de energia elétrica em tempo real e de forma bidirecional, aliado à disseminação da tecnologia de Geração Distribuída, bem como a criação

de uma tarifa horária para os consumidores de Baixa Tensão, sejam fatores que incentivarão à implementação das Redes Elétricas Inteligentes.

Diferentemente da tarifa convencional, a Tarifa Branca é um modelo de precificação por Tempo de Uso (TOU), composta por três postos tarifários definidos em: ponta, intermediário e fora ponta, exigindo assim que o consumidor saiba gerenciar seus hábitos de consumo e conseqüentemente a possibilidade da aplicação das estratégias de Gerenciamento pelo Lado da Demanda em relação à tarifa convencional.

O principal objetivo da implantação da tarifa horária aos consumidores de Baixa Tensão é o de modificar seus hábitos de consumo reduzindo-o nos horários em que o sistema elétrico é mais demandado que é o horário de ponta, minimizando assim a necessidade de investimentos em expansão, evitando a criação de novas, antiecológicas e robustas usinas de geração. Nesse aspecto, para se obter uma redução do pico de demanda na ponta e, conseqüentemente uma economia na fatura de energia com a aplicação da tarifa horária, o consumidor poderá utilizar as estratégias de Gerenciamento pelo Lado da Demanda e/ou a inserção da Geração Distribuída.

Deste modo, através dos dados reais disponibilizados por uma concessionária localizada no interior do Rio Grande do Sul, foram obtidas as curvas de carga dos consumidores rurais em cada faixa de consumo. O *software* Homer foi utilizado para a simulação dos diferentes cenários estudados que compreendem o uso da tarifa horária ou da tarifa convencional, com ou sem a geração distribuída conectada à rede de distribuição de energia elétrica. Os recursos naturais das respectivas regiões utilizados nas simulações foram à radiação solar obtida a partir do próprio *software* Homer. Este programa realiza o cálculo da irradiação solar média para cada mês do ano para qualquer ponto do território nacional e internacional a partir dos dados de latitude e longitude da base de dados da NASA. Os recursos de biomassa foram determinados com base nos insumos, sendo que para este estudo, o insumo considerado foi o biogás oriundo de dejetos bovinos de propriedades rurais. De acordo com os recursos naturais foram escolhidas as tecnologias de GD (painéis fotovoltaicos, conversores, baterias e geradores a biogás), analisando suas características técnicas e econômicas. Com esta base de dados e o *software* Homer foram simulados diversos cenários com o objetivo de analisar a viabilidade econômica quanto a utilização da geração distribuída explorando a Tarifa Horária.

De acordo com as curvas de carga em diferentes faixas de consumo e as regiões consideradas nas simulações foram obtidos quinze resultados através da utilização do *software* Homer, sendo que em apenas nove destes a utilização da Tarifa Horária em conjunto

com a GD se tornou economicamente viável. A maior parte dos resultados economicamente viável é encontrada na Província de Ontário onde os valores das tarifas de energia elétrica são mais elevados, quando comparada com a cidade de Catuípe e Fortaleza. Além disso, uma observação importante é que das duas fontes de GD analisadas, fotovoltaica e biomassa, a que se tornou economicamente viável na grande maioria das simulações foi a GD de biomassa (biogás). Acredita-se que isso tenha ocorrido em função dos custos de operação e manutenção serem menores e pelo fato do gerador ter sido dimensionado para operar somente nos horários em que a Tarifa Horária é mais cara. É importante ressaltar que o software Homer não leva em consideração o capital para implantação do biodigestor, ou seja, ele considera em suas análises somente o custo do biogás.

Em relação à viabilidade da Tarifa Horária em conjunto com a GD fotovoltaica, mesmo aplicando as técnicas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda para a faixa de consumo entre 1001 a 5000 kWh e obtendo-se a redução dos custos, o melhor resultado continuou sendo a Tarifa Horária em conjunto com a GD de biomassa. Portanto se conclui que a viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos descentralizados está diretamente ligada aos custos da implantação da tecnologia (investimento inicial), bem como, ao valor das tarifas de energia elétrica. Além disso, diferente das configurações de operação do gerador, o Homer não permite configurar a bateria para operar em determinados horários, sendo um ponto desfavorável para as análises.

Apesar disso, uma conclusão interessante que se pode tirar é que a Tarifa Horária pode ser mais vantajosa quando utilizada paralelamente com as técnicas de Gerenciamento da Demanda. Tais técnicas tendem a tornarem-se mais fáceis para os consumidores em decorrência do avanço das tecnologias dos sistemas de medição e controle de energia.

Uma impressão deixada após o desenvolvimento desta dissertação foi de que no Brasil, a Tarifa Branca não traria benefícios imediatos ou em curto prazo para as concessionárias de energia elétrica, já que muitos consumidores se beneficiariam aderindo à tarifa sem fazer qualquer esforço em alterar seus hábitos de consumo. Ou seja, da forma como está definida a Tarifa Branca, a mesma traz prejuízos à concessionária que além de perder receita, ainda tem que arcar com os custos para aquisição do medidor inteligente, o qual será instalado em uma unidade consumidora que terá redução no valor de sua fatura. Acredita-se que para trazer benefícios às concessionárias é preciso uma estrutura tarifária que, de alguma forma incentive a migração apenas dos consumidores que realizarem algum esforço de economia de energia e não apenas pelo fato de obterem um ganho financeiro em sua fatura sem mudar qualquer comportamento nos hábitos de consumo.

Aparentemente a longo prazo, as concessionárias teriam como benefício da tarifa branca uma maior disponibilidade de energia em seu sistema e conseqüentemente uma melhoria da segurança elétrica.

Para concluir, pode-se dizer que a utilização do *software* Homer é uma ferramenta útil para a modelagem da aplicação de tarifas diferenciadas para o consumidor rural. Através deste *software* é possível modelar sistemas de pequeno e médio porte, criar diversos cenários para simulação variando o preço dos equipamentos, a quantidade de combustível, o tempo de projeto e a taxa de juros para a análise da viabilidade econômica. Todavia, deve-se levar em conta algumas ressalvas em função das diferenças do modelo tarifário brasileiro e o modelo apresentado neste *software*. Um exemplo disso é o cronograma de tarifação que é modelado em intervalos de uma hora, não permitindo que sejam utilizados horários fracionados. No Brasil, algumas concessionárias possuem o horário de ponta e intermediário com intervalos fracionados, como é o caso da Enel CE que tem o horário de ponta fixado entre das 17h30min às 20h30min e o horário intermediário das 16h30min às 17h30min e das 20h30min às 21h30min. Entretanto, para realizar a simulação nesta dissertação foi necessário ajustar esses horários em função do *software* não permitir horários fracionados.

Além disso, é importante ressaltar que a mudança dos parâmetros utilizados nas simulações, como por exemplo, as taxas de juros ou os valores da Tarifa Horária e até mesmo usar outras regiões de análise podem influenciar diretamente no resultado final das simulações e resultados, pois os resultados são melhores para as regiões onde o valor da tarifa horária é mais alto e os recursos naturais mais abundantes.

7.2 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

- 1) Estudo sobre o sistema de tarifação horária nacional e internacional aplicado aos consumidores de Baixa Tensão;
- 2) Simulação da inserção de GD na rede de distribuição de Baixa Tensão;
- 3) Avaliação da aplicação das técnicas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda para os consumidores rurais de Baixa Tensão;
- 4) Metodologia para análise da viabilidade econômica da utilização da Tarifa Horária em conjunto com a inserção de GD nos consumidores rurais de Baixa Tensão.

7.3 SUGESTÕES PARA CONTINUIDADE

Seguindo a linha de pesquisa desenvolvida nesse trabalho, uma série de aspectos podem ser estudados e inseridos na metodologia proposta. As simulações podem abranger outras regiões nacionais e internacionais, podendo ser escolhidas outras tecnologias de GD, como por exemplo, a eólica ou até mesmo utilizar somente uma tecnologia de GD ao invés do comparativo entre duas fontes. Além disso, a metodologia aqui proposta pode ser empregada em outras curvas de cargas, como por exemplo, para os consumidores comerciais.

É possível também aplicar outras estratégias de Gerenciamento pelo Lado da Demanda, como também realizar estudos considerando o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS).

7.4 TRABALHOS PUBLICADOS

Os trabalhos desenvolvidos para esta dissertação permitiram a publicação e apresentação de dois artigos científicos em eventos, um nacional e outro internacional, cuja relação segue:

- **ISGT – LA 2019 – IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America.**

Título do trabalho: “Analysis of the Economic Viability of the White Tariff in Conjunction with the Distributed Generation for Rural Consumers”.

Data/Local: 15 a 18 de setembro de 2019. Gramado, Brasil.

- **XII Simposio Internacional de Ingeniería Industrial: Actualidad y Nuevas Tendencias 2019.**

Título do trabalho: “Nova Tarifa Time-of-Use para Baixa Tensão Considerando a Geração Distribuída e o Comportamento do Consumidor Rural”.

Data/Local: 25, 26 e 27 de setembro de 2019. Manizales, Colombia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AFFONSO, C.; SILVA, R. Demand Side Management of a Residential System using Simulated Annealing. **IEEE Latin America Transactions**, v. 13, n. 5, p. 1355-1360, 22 May 2015.

ALONSO, R. H. **Posicionamento Eficiente de Módulos Fotovoltaicos em Plantas Solares no Ambiente Urbano**. 2016. 217 f. Tese (Doutorado em Ciências), Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Sistemas Eletrônicos, São Paulo, 2016.

ALVES, V. A. M. **Dimensionamento de Sistemas de Produção de Eletricidade Baseados em Energia Solar Fotovoltaica**. 2008. 204 f. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores), Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal, 2008.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória nº 2423**. Homologa o resultado da segunda Revisão Tarifária Periódica - RTP da Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Ijuí Ltda - Ceriluz. ANEEL, 2018a.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória nº 2383**. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2018, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Companhia Energética do Ceará - Enel CE, e dá outras providências. ANEEL, 2018b.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 733**. 2016. Estabelece as Condições para a Aplicação da Modalidade Tarifária Horária Branca. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016733.pdf>>

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 687/2015**. 2015a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Tarifa Branca**. 2015b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482/2012**. 2012a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica; **Resolução Normativa nº 479/2012**. 2012b. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>>

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, **Tarifa Branca**. 2011a. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=4921&id_ar ea=90>

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Estrutura Tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica**. 2011b. Nota Técnica 311/2011. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nren2011464.pdf>>

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Estrutura Tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica – Sinal econômico para a Baixa Tensão**. 2010a. Nota Técnica 362/2010. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_362_2010_sre-srd-aneel.pdf>

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010**. Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada. 2010b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?version=1.0>>

APPELS, L. et al. Principles and Potential of the Anaerobic Digestion of Waste-Activated Sludge. **Progress in Energy and Combustion Science**, v. 34, n. 6, p. 755-781, 2008. ISSN 0360-1285.

BALMANT, W. **Concepção, Construção e Operação de um Biodigestor e Modelagem Matemática da Biodigestão Anaeróbica**. 2009. 60f. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Ciência dos Materiais), Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2009.

BANCO DO BRASIL. **Programa Agro Energia**. 2018. Disponível em: <[https://www.bb.com.br/pbb/pagina-inicial/agronegocios/agronegocio---produtos-e-servicos/agronegocio-sustentavel/programa-agro-energia#/>](https://www.bb.com.br/pbb/pagina-inicial/agronegocios/agronegocio---produtos-e-servicos/agronegocio-sustentavel/programa-agro-energia#/)

BERGEK, A.; MIGNON, I. Motives to adopt renewable electricity technologies: Evidence from Sweden. **Energy Policy**, v. 106, p. 547-559, 2017

BOARD, Ontario Energy. **Time-of-use price period**. 2013. Disponível em: <http://www.ontarioenergyboard.ca/OEB/_Documents/For+Consumers/TOU_pric%20es_Winter.pdf>

BOARD, Ontario Energy. **Ontario smart price pilot**. 2007. Disponível em: <www.ontarioenergyboard.ca>

BOEIRA, Marcos V.; KAMADA, Marcelo M. **Análise de modalidades tarifárias e suas aplicações para smart grids**. 2011. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica)-Universidade Federal do Paraná, Paraná, 2011.

BORGES, A. C. P.; SILVA, M. S.; ALVES, C. T.; TORRES, E. A. Energias Renováveis: uma contextualização da biomassa como fonte de energia. **REDE – Revista Eletrônica do PRODEMA**, Fortaleza, v.10, n. 2, p. 23-36, 2016.

BRANCO MOTORES LTDA. Araucária, Paraná, Brasil. 2018. Disponível em: www.branco.com.br

BRIGNOL, W. S. **Otimização do Armazenamento e Geração de Energia a Biogás Visando ao Gerenciamento das Redes de Distribuição**. 2017. 133 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2017.

CALZA, L. F. et al. Avaliação dos custos de implantação de biodigestores e da energia produzida pelo biogás. **Engenharia Agrícola**, v. 35, nº6, p. 990-997, 2015. ISSN 0100-6916.

CAMILO, H. F.; UDAETA M. E. M.; GIMENES, A. L. V. G.; GRIMONI, J. A. B. **Assessment of photovoltaic distributed generation – Issues of grid connected systems through the consumer side applied to a case study of Brazil**. 2017.

CERVI, R. G. et al. Viabilidade econômica da utilização do biogás produzido em granja suinícola para geração de energia elétrica. **Scientific Electronic Library Online**, v. 30, nº 5, pp. 831-844, set-out. 2010.

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

COSTA, S. A. H.; **Os desafios da implantação da smart grid no modelo de negócios do setor elétrico: proposta de configuração de uma rede inteligente.** 2014.107 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Universidade Federal da Bahia, Bahia, 2014.

CUNHA, P.P. **Estimação especial da migração de consumidores residenciais para a tarifa branca em sistemas de distribuição de energia elétrica.** 2018. 116 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2018.

DESCATEAUX, P.; ASTUDILLO, M. F.; AMOR, M. B. **Assessing the life cycle environmental benefits of renewable distributed generation in a context of carbon taxes: The case of the Northeastern American market. Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 53, p.1178-1189, 2016.

EIA. US Energy Information Administration. **International Energy Outlook 2017.** Washington, 2017.

ELEKTSOLAR. **Energia solar fotovoltaica: vantagens e desvantagens.** Disponível em: <<https://eleksolar.com.br/energia-solar-fotovoltaica-vantagens-e-desvantagens/>> Acesso em 21 mar. 2019.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2018: Ano base 2017.** Rio de Janeiro, 2018.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Projeção da Demanda de Energia Elétrica para os Próximos 10 anos (2015-2024).** 2015. Rio de Janeiro.

ERSE, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. **Ciclo diário para fornecimentos em BTE e BTN em Portugal Continental.** 2019. Disponível em: <<http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/CiclodiariofornecBTEBTNpt.aspx>>.

FARIA, N. A.; **Ferramenta de Auxílio para o Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica e Isolados.** Monografia de Especialização. (Especialização em Energias Renováveis). Universidade Tecnológica Federal do Paraná. UTFPR Curitiba, 2017.

FARRET, F. A.; SIMÕES, M. G.; **Integration of Renewable Sources of Energy.** 2ª ed. Editora John Wiley & Sons, 2017. 688 p. ISBN 978-1119137368.

FARRET, F. A. **Aproveitamento de Pequenas Fontes de Energia Elétrica.** 2ª ed. Editora UFSM, 2010. 244 p. ISBN 978-85-7391-126-8.

FERREIRA, R. S. et al. Time-of-use tariffs in Brazil: Design and implementation issues. 2013 **IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies**, São Paulo, p. 1-8, 2013.

FIGUEIRÓ, I. C. **A tarifa horária para os consumidores residenciais sob o foco das redes elétricas inteligentes – REI.** 2013. 128f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, Brasil, 2013.

GEPOC. **Grupo de Eletrônica de Potência e Controle UFSM**, 2016. Disponível em: <<http://coral.ufsm.br/gepocufsm/index.php/areas-de-atuacao/menu-eletronica-de-potencia>>. Acesso em: 07 Março 2020.

GHENSEV, A. **Materiais e Processos de Fabricação de Células Fotovoltaicas.** Monografia. (Pós-Graduação Lato Sensu em Fontes Alternativas de Energia). Universidade Federal de Lavras. Lavras, MG. 2006.

GOMES, M. F.; VILELA, A. C. F.; ZEN, L. D.; OSÓRIO, E. **Aspects for a cleaner production approach for coal and biomass use as a decentralized energy source in southern Brazil.** *Journal of Cleaner Production*, v. 47, p. 85-95, 2013.

HEFFNER, G.; Smart Grid - Smart Customer Policy Needs. Workshop Report: **Energy Efficiency Working Party**, 2011.

HYDRO ONE. **Electricity Pricing and Costs.** 2019. Disponível em: <<https://www.hydroone.com/rates-and-billing/rates-and-charges/electricity-pricing-and-costs##TOU>>

IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, **Pesquisa Agropecuária Municipal**, 2015. Disponível em: <<https://sidra.ibge.gov.br/Tabela/3939#resultado>> Acesso em 23 mai. 2019.

IEA, International Energy Agency; **Renewables 2017: Analysis and Forecasts to 2022.** 2017. Disponível em: <<https://www.iea.org/media/publications/mtrmr/Renewables2017ExecutiveSummary.PDF>>

IEA, International Energy Agency; **Tempo Electricity Tariff - France.** Paris, França: 2011.

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.

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.

LIMBERGER, Marcos A. **Estudo da tarifa branca para a classe residencial pela medição de consumo de energia e de pesquisa de posses e hábitos.** 2014. 162 f. Dissertação (Mestrado em Metrologia), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

MATHIAS, J. F. C. M. **Biogás em Propriedades Rurais Familiares: uma opção de desenvolvimento local sustentável.** 10º Congresso de Sistemas. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

MINHA CASA SOLAR, **Inversor de 1000 W Hayonik.** Minha Casa Solar 2019. Disponível em: <https://www.minhacasasolar.com.br/produto/inversor-de-1000w-12v-220v-onda-senoidal-hayonik-78543>

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

NEOSOLAR ENERGIA, **Painel Fotovoltaico Yingli Solar 275 W.** Neosolar Energia, 2019a. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar-fotovoltaico-275wp-yingli-yl275d-30.html>>

NEOSOLAR ENERGIA, **Painel Fotovoltaico Canadian Solar 260 W.** Neosolar Energia, 2019b. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar-fotovoltaico-canadian-csi-cs6p-260wp-260wp.html>>

NEOSOLAR ENERGIA, **Bateria Estacionária Moura Clean**. Neosolar Energia, 2019c. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/loja/bateria-estacionaria-moura-clean-12mf220-220ah.html>

NREL. **HOMER Help Manual** Colorado, EUA: National Renewable Energy Laboratory 2015.

NREL. **HOMER Energy User Manual**. Colorado, EUA: National Renewable Energy Laboratory 2016.

NYHOLM, E.; ODENBERGER, M.; JOHNSON F. An economic assessment of distributed solar PV generation in Sweden from a consumer perspective – The impact of demand response. **Renewable Energy**, v 108, p 169-178, 2017.

OCTOPUS ENERGY. **A consumer-led shift to a low carbon future**. Disponível em: <https://octopus.energy/static/consumer/documents/agile-report.pdf>

OLIVA, Sebastian. Residential energy efficiency and distributed generation - Natural partners or competition? **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v 76, p 932-940, 2017.

OLIVEIRA, N. M. de. **Teoria de preços aplicada à energia elétrica: comentários sobre a tarifa branca**. 2014. 24 f. Monografia (Bacharel em Ciências Econômicas) Universidade de Brasília, Brasília, 2014.

PEREIRA, M. S. et al. **Energias renováveis: biogás e energia elétrica provenientes de resíduos de suinocultura e bovinocultura na UFSM**. Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental Santa Maria, vol. 19, nº 3, pp. 239-247, set-dez, 2015.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CPEL – CRESEB. Rio de Janeiro, 2014. 530 p.

PROBIOGÁS - **Projeto Brasil Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético do Biogás** - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 5ª ed. Editora Gülzow, 2010.

RANZI, T. J. D.; ANDRADE, M. A. N. **Estudo de Viabilidade de Transformação de Esterqueiras e Bioesterqueiras para Dejetos de Suínos em Biodigestores Rurais Visando o Aproveitamento do Biofertilizante e do Biogás**. 5º Encontro de Energia no Meio Rural. Campinas, 2004.

REN21, Renewable Global Status Report. **Biomass Energy**, 2017. Disponível em: http://www.ren21.net/gsr-2017/chapters/chapter_02/chapter_02/#bioenergy-markets

RENEWABLE ENERGY GERMANY AGENCY. **Renewable Energy Sources Act – EEG**. Outubro de 2009. Disponível em: http://www.bmu.de/les/english/pdf/application/pdf/eeg_2009_en_bf.pdf

RÜTHER, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos**. Editora UFSC / LABSOLAR, 2004. 114 p. ISBN 85-87583-04-2. Disponível em: <https://fotovoltaica.ufsc.br/sistemas/livros/livro-edificios-solares-fotovoltaicos.pdf>

SANTOS, L. L. C. **Metodologia para análise da tarifa branca e da geração distribuída de pequeno porte nos consumidores residenciais de Baixa Tensão**. 2014a. 92 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2014.

SANTOS, A. B de S.; CAMACHO, J. R.; GUIMARÃES Jr., S.C.; RODRIGUES, K.D. **Tarifa Branca – um estudo da estrutura tarifária do grupo B do setor elétrico - parte II: estudos de casos**. 2014b. XII Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Uberlândia, 2014.

- SANTOS, I. P. dos. **Desenvolvimento de Ferramenta de Apoio à Decisão em Projetos de Integração Fotovoltaica à Arquitetura**. 278 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil). Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 2013.
- SANTOS, J. B. dos; JABBOUR, C. J. C.; **Adoção de Energia Fotovoltaica em Hospitais: revisando a literatura e algumas experiências internacionais**. Saúde Sociedade. v. 22. n. 3. p. 972-977. São Paulo. 2013.
- SANTOS, P. E. S. **Tarifa de distribuição para unidades consumidoras e micro-geradores considerando a elasticidade-preço das cargas**. 2008. 147 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2008.
- SEN, R.; BHATTACHARYYA, S. C. Off-grid electricity generation with renewable energy technologies in India: An application of HOMER. **Renewable Energy**, v. 62, p. 388-398, 2014. ISSN 0960-1481.
- SOLAR ENERGY INTERNATIONAL. **Photovoltaics Design and Installation Manual**. 1ª ed. Editora New Society Publishers, 2004. 320 p. ISBN 978-0865715202.
- SVENSSON, M. **Country Report Suécia**. IEA Bioenergy Task 37, 2016. Disponível em: <http://task37.ieabioenergy.com/country-reports.html?file=files/daten-redaktion/download%20/publications/countryreports/2015/Sweden_Country_Report_Berlin_10%20-2015.pdf>
- TOLEDO, F. **Desvendando as redes elétricas inteligentes**. Coordenador Geral Fabio Toledo - Vários colaboradores. Rio de Janeiro: Brasport, 2012.
- TONIN, F. S. **Caracterização de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica na Cidade de Curitiba**. 2017. 132 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2017.
- TORRITI, J. Price-based demand side management: Assessing the impacts of time-of-use tariffs on residential electricity demand peak shifting in Northern Italy. **Energy**, v. 44, p.576-583, 2012.
- URBANETZ JR, J. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Redes de Distribuição Urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. 189 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.
- WALKER, E. **Estudo da viabilidade econômica na utilização de biomassa como fonte de energia renovável na produção de biogás em propriedades rurais**. 2009. 107 f. Dissertação (Mestrado em Modelagem Matemática), Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, Ijuí, 2009.
- WANDERLEY, R. R. A. **Análise de Impacto Regulatório Tarifário da Inserção de Microgeração Fotovoltaica em Consumidores Residenciais**. 2017. 117 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual Paulista – UNESP, Ilha Solteira, 2017.
- Wang, L.; Shahbazi, A.; Hanna, M. A. Characterization of corn Stover, Distiller Grains and Cattle Manure for Thermochemical Conversion. **Biomass Bioenergy**, v. 35, p. 171–178, 2011.
- ZANONI, N. **Análise da Viabilidade da Implantação de um Sistema Híbrido para Geração de Energia Elétrica**. 2018. 118 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Ciências Ambientais). Universidade de Caxias do Sul – UCS, Caxias do Sul, 2018.