

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ARY PAIXÃO BORGES SANTANA JUNIOR

**USO DO PROGRAMA HOMER PARA ESPECIFICAR
SISTEMA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA PARA
CLIENTES RESIDENCIAIS**

Porto Alegre

2019

ARY PAIXÃO BORGES SANTANA JUNIOR

**USO DO PROGRAMA HOMER PARA ESPECIFICAR
SISTEMA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA PARA
CLIENTES RESIDENCIAIS**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia

ORIENTADOR: Prof. Dr. Roberto Chouhy
Leborgne

Porto Alegre

2019

ARY PAIXÃO BORGES SANTANA JUNIOR

USO DO PROGRAMA HOMER PARA ESPECIFICAR SISTEMA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA PARA CLIENTES RESIDENCIAIS

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology – Göteborg, Suécia

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon, UFSM

Doutor pela Universidade Federal de Santa Maria – Santa Maria, Brasil

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner, UFRGS

Doutor pela Universidade Estadual de Campinas – Campinas, Brasil

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. João Manoel Gomes da Silva Junior

Porto Alegre, maio de 2019.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais (Ary e Elda), por não terem medido esforços em favor dos seus filhos.

AGRADECIMENTOS

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PPGEE, pela oportunidade de realização dos estudos na minha área de pesquisa.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, pela atenção, empenho e disponibilidade que nortearam essa caminhada.

Aos colegas do PPGEE, em especial ao Carlos Vinícius, pelo apoio e por todo o suporte durante o desenvolvimento da minha dissertação.

Aos amigos do LASEP, pelo apoio fornecido durante o período de Pós-Graduação, em especial ao meu amigo Roger Alves, que está longe, mas que é muito especial.

Aos meus amigos da graduação Jorge Antonio, Elis Marina, Lyanderson Sousa, Pedro Henrique e Válbio Reis.

Aos meus amigos de todas as horas Amanda Barroso, Matheus Barbosa e Raimundo Bacelar.

As minhas irmãs Aryelda, Auricelia e Marcília.

Aos meus sobrinhos Emanuel e Rafael por todo o carinho e amor que me inspiram sempre.

Aos meus amigos que Porto Alegre me presenteou Valter Lusa e Eduardo Conill.

A Miriam Rosek, a melhor secretária das Pós-Graduações do Brasil.

À Coordenação de Aperfeiçoamento Pessoal de Nível Superior (CAPES), pelo suporte financeiro.

RESUMO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) vem sofrendo mudanças na sua estrutura, tais como a inserção de novas fontes de energia elétrica, consumidores também com a função de geradores de energia elétrica, diferentes modelos tarifários e, além desses fatores, o maior acesso dos usuários a novos tipos de eletrodomésticos. Adicionalmente, o aumento excessivo da demanda por energia elétrica é um dos principais fatores que modificou este cenário nos últimos anos. Neste contexto, o método proposto permite obter um sistema de fornecimento de energia, combinando geração própria, armazenamento de energia e compra de energia da concessionária, de forma tal que o custo total para o tempo de vida útil do projeto seja mínimo. Para avaliar a metodologia proposta, foram analisados consumidores tipo pertencentes a diferentes faixas de consumo, nas quais foi avaliada a solução ótima, considerando a possibilidade de uso de tarifa convencional e branca. No caso de uso de tarifa branca, foram considerados três cenários de deslocamento de carga. Para simular o sistema e obter a solução de menor custo, foi utilizado o *software* HOMER *Energy Grid Version* x64 1.2.7. Os resultados mostram que o uso de GD, especificamente a energia solar fotovoltaica, se tornou economicamente viável, sendo um dos componentes presentes no sistema de fornecimento em todos os cenários simulados.

Palavras-chave: *Software* HOMER, Consumidores residenciais, Demanda, Geração Distribuída, Tarifa Branca, Deslocamento de Carga.

ABSTRACT

The Electric Power System (SEP) has undergone changes in its structure, such as the insertion of new sources of electric energy, consumers also with the function of electric power generators, different tariff models and, in addition to these factors, greater access from users to new types of appliances. Additionally, the excessive increase in the demand for electric power is one of the main factors that modifies this scenario in recent years. In this context, the proposed method allows to obtain a system of energy supply, combining own generation, storage of energy and purchase of energy to the concessionaire, in such a way that the total cost for the life time of the project is minimum. In order to evaluate the proposed methodology, we analyzed type consumers belonging to different consumption ranges, where the optimal solution was evaluated considering the possibility of using conventional and white tariffs. In the case of use of white tariff, three scenarios of load displacement were considered. To simulate the system and obtain the lowest cost solution, the HOMER Energy Grid Version x64 1.2.7 software was used. The results show that the use of GD specifically to photovoltaic solar energy became economically viable being one of the components present in the supply system in all simulated scenarios.

Keywords: HOMER Software, Residential Consumers, Demand, Distributed Generation, White Tariff, Load Displacement.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Geração Convencional versus Geração Distribuída	21
Figura 2 - Categorias dos programas de resposta à demanda.....	31
Figura 3 - Comparativo entre a tarifa branca e a convencional.....	33
Figura 4 - Cronograma de entrada da Tarifa Branca conforme REN n° 733/2016 ANEEL.....	34
Figura 5 - Metodologia Proposta	36
Figura 6 - Curvas de carga de eletrodomésticos em consumidores residenciais na região sul do Brasil.....	38
Figura 7 - Curvas de Carga antes e depois do deslocamento de demanda	39
Figura 8 - Diagrama esquemático do sistema proposto.....	40
Figura 9 - Determinação do valor presente.	43
Figura 10 - Relação de Estudos de Casos.....	48
Figura 11 - Radiação solar em Porto Alegre	49
Figura 12 – Temperatura média mensal em Porto Alegre.....	49
Figura 13 - Perfil Diário – Curva de carga de dias úteis para consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh	54
Figura 14 - Perfil Diário – Curva de carga de finais de semana e feriados para consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh	54
Figura 15 - Modelagem do sistema de fornecimento considerando GD, baterias e a rede de distribuição	55
Figura 16 - Fluxo de caixa do consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh utilizando tarifa convencional	56
Figura 17 - Composição média da energia elétrica por mês para o consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh utilizando tarifa branca convencional	57
Figura 18 - Comportamento do sistema residencial em um dia típico utilizando tarifa convencional para o consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh.....	58

Figura 19 - Fluxo de caixa consumidor na faixa de consumo entre 220 kWh até 500 kWh utilizando tarifa branca	59
Figura 20 - Composição média da energia elétrica por mês para o consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh utilizando tarifa branca.....	60
Figura 21 - Comportamento do sistema residencial em um dia típico utilizando tarifa branca para o consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh	61
Figura 22 - Perfil Diário – Curva de carga de dias úteis para consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh com resposta à demanda conservadora.....	62
Figura 23 - Fluxo de caixa do consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh utilizando tarifa branca com resposta à demanda conservadora.....	63
Figura 24 - Composição média da energia elétrica por mês para faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh utilizando tarifa branca com resposta à demanda conservadora	63
Figura 25 - Comportamento do sistema residencial em um dia típico utilizando tarifa branca com resposta à demanda conservadora para o consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh.....	64
Figura 26 - Curva de carga de dias úteis para consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh com resposta à demanda não conservadora	64
Figura 27 - Fluxo de caixa do consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh utilizando tarifa branca com resposta à demanda não conservadora.....	65
Figura 28 - Composição média de eletricidade por mês para faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh utilizando tarifa branca com resposta à demanda não conservadora.....	66
Figura 29 - Comportamento do sistema residencial em um dia típico utilizando tarifa branca com resposta à demanda não conservadora para o consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh	67
Figura 30 - Perfil diário - Curva de carga de dias úteis para consumidor na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh	68
Figura 31 - Perfil Diário – Curva de carga de finais de semana e feriados para consumidor na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh.....	68
Figura 32 - Modelagem do sistema do consumidor modelo na faixa de consumo mensal de 500 kWh até 1000 kWh	69
Figura 33 - Fluxo de caixa do consumidor na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh utilizando tarifa convencional	70
Figura 34 - Composição média da energia elétrica por mês para faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh utilizando tarifa convencional	70

Figura 35 - Comportamento do sistema residencial em um dia típico utilizando tarifa convencional para o consumidor na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh.....	71
Figura 36 - Fluxo de caixa do consumidor na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh utilizando tarifa branca	72
Figura 37 - Composição média de eletricidade por mês para faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh utilizando tarifa branca	73
Figura 38 - Comportamento do sistema residencial em um dia típico utilizando tarifa branca para o consumidor na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh	74
Figura 39 - Perfil Diário – Curva de carga de dias úteis para consumidor na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh com resposta à demanda conservadora.....	75
Figura 40 - Fluxo de caixa do consumidor na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh utilizando tarifa branca com resposta à demanda conservadora.....	76
Figura 41 - Composição média de eletricidade por mês para faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh utilizando tarifa branca com resposta à demanda conservadora.....	76
Figura 42 – Comportamento do sistema residencial em um dia típico utilizando tarifa branca com resposta à demanda conservadora para o consumidor na faixa de consumo de 500kWh até 1000 kWh.....	77
Figura 43 - Perfil Diário – Curva de carga de dias úteis para consumidor na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh com resposta à demanda não conservadora.....	78
Figura 44 - Fluxo de caixa do consumidor na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh utilizando tarifa branca com resposta à demanda não conservadora.....	79
Figura 45 - Composição média de eletricidade por mês para faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh utilizando tarifa branca com resposta à demanda não conservadora.....	79
Figura 46 - Comportamento do sistema residencial em um dia típico utilizando tarifa branca com resposta à demanda não conservadora para o consumidor na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh.....	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Subgrupos do Grupo B	32
Tabela 2 - Percentual de composição da ponta instantânea Brasil.....	38
Tabela 3 - Resultados utilizando tarifa convencional para consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh.....	56
Tabela 4 - Resultados utilizando tarifa branca para o consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh.....	59
Tabela 5 - Resultados utilizando tarifa branca com resposta à demanda conservadora para consumidores na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh.....	62
Tabela 6 - Resultados utilizando tarifa branca com resposta à demanda não conservadora para consumidores na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh.....	65
Tabela 7 - Resultados utilizando tarifa convencional para consumidores na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh.....	69
Tabela 8 - Resultados utilizando tarifa branca para consumidores na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh.....	72
Tabela 9 - Resultados utilizando tarifa branca com resposta à demanda conservadora para consumidores na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh.....	75
Tabela 10 - Resultados utilizando tarifa branca com resposta à demanda não conservadora para consumidores na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh.....	78

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Trabalhos sobre sistemas híbridos que fazem uso do Software HOMER.....	23
Quadro 2 – Dados técnicos e econômicos do painel fotovoltaico	50
Quadro 3 - Dados técnicos e econômicos do armazenador	51
Quadro 4 - Dados técnicos e econômicos do inversor.....	52
Quadro 5 - Tarifas de Energia Elétrica Baixa Tensão – em R\$/kWh sem impostos.....	53

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública
AT	Alta Tensão
BEN	Balanço Energético Nacional
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CGDSE	Custo de Geração Despachada para Segurança Energética
CMO	Custo Marginal da Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONER	Conta de Energia de Reserva
CPT	Condições Padrão Teste
CVU	Custo Variável Unitário
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
ICMS	Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIS	Programa Integração Social
PMO	Programa Mensal da Operação
PRD	Programa de Resposta à Demanda
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
REH	Resolução Homologatória
REN	Resolução Normativa
SED	Sistema de Distribuição de Sistema Elétrico
SEP	Sistema Elétrico de Potência.
SHGE	Sistemas Híbridos de Geração de Eletricidade
SPMP	Seguimento do Ponto de Máxima Potência
TE	Tarifa de Energia
TOU	Time-of-Use
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
1.1 Motivação.....	17
1.2 Objetivos	19
1.3 Contribuições.....	19
1.4 Estrutura da Dissertação.....	19
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
2.1 Definição e Classificação de Geração Distribuída.....	21
2.2 Principais Abordagens sobre Geração Distribuída Utilizando o software HOMER.....	22
2.2.1 Estudo de Dalton, Lockington e Baldock (2009)	23
2.2.2 Estudo de Al-Karaghoulis e Kazmerski (2010)	24
2.2.3 Estudo de Silva, Severino e Oliveira (2013)	25
2.2.4 Estudo de Ghasemi et al. (2013).....	26
2.2.5 Estudo de Ramli et al. (2015)	27
2.2.6 Estudo de Shahzad et al. (2017)	28
2.2.7 Observações e Ponderações Sobre os Trabalhos Apresentados	29
2.3 Programa de Resposta à Demanda.....	30
2.4 Tarifa Branca	31
3 METODOLOGIA PROPOSTA	35
3.1 Dados de Entrada.....	36
3.1.1 Curvas de Carga.....	37
3.1.2 Deslocamento de Demanda	37
3.1.3 Tipos Tarifários	39
3.1.4 Componentes do Sistema de Fornecimento Residencial	39
3.1.5 Informações Geográficas	39

3.2	Modelagem e Simulação	40
3.2.1	Modelagem dos Componentes do Sistema	40
3.3	Modelo de Análise de Viabilidade Econômica	42
3.3.1	Custo de Investimento Inicial	44
3.3.2	Custo de Reposição dos Equipamentos	44
3.3.3	Custo da Operação e Manutenção	45
3.3.4	Valor Residual	45
3.4	Simulação.....	45
4	ESTUDOS DE CASO E RESULTADOS	47
4.1	Parâmetros da Simulação.....	47
4.1.1	Painel Fotovoltaico	48
4.1.2	Bateria.....	50
4.1.3	Conversor CC/CA – Inversor	51
4.2	Análise dos Gastos da Energia Elétrica em Diferentes Cenários de Estudo	52
4.2.1	Estudo de Caso do Consumidor na Faixa de 220 kWh até 500 kWh Utilizando Tarifa Convencional.....	53
4.2.2	Estudo de Caso do Consumidor na Faixa de 220 kWh até 500 kWh Utilizando Tarifa Branca.....	58
4.2.3	Estudo de Caso do Consumidor na Faixa de 220 kWh até 500 kWh Utilizando Tarifa Branca com Resposta à Demanda Conservadora	61
4.2.4	Estudo de Caso do Consumidor na Faixa de 220 kWh até 500 kWh Utilizando Tarifa Branca com Resposta à Demanda Não Conservadora	64
4.2.4.1	Análise dos Consumidores na Faixa de Consumo de 220 kWh até 500 kWh	67
4.2.5	Estudo de Caso do Consumidor na Faixa de 500 kWh até 1000 kWh Utilizando Tarifa Convencional.....	67
4.2.6	Estudo de Caso do Consumidor na Faixa de 500 kWh até 1000 kWh Utilizando Tarifa Branca.....	71
4.2.7	Estudo de Caso do Consumidor na Faixa de 500 kWh até 10000 kWh Utilizando Tarifa Branca com Resposta à Demanda Conservadora	74
4.2.8	Estudo de Caso do Consumidor na Faixa de 500 kWh até 1000 kWh Utilizando Tarifa Branca com Resposta à Demanda Não Conservadora	77
4.2.8.1	Análise dos Consumidores na Faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh	80
5	CONCLUSÃO E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	82

5.1	Conclusão.....	82
5.2	Sugestão para Trabalhos Futuros	83
	REFERÊNCIAS	84
	APÊNDICE A – SOFTWARE HOMER	87

1 INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) brasileiro foi, por muitos anos, caracterizado por grandes usinas de geração de despacho centralizado, possuindo extensas linhas de transmissão e distribuição. Porém, nos últimos anos, esse sistema está adquirindo um arranjo mais descentralizado, com geração nas proximidades da carga, denominadas de Geração Distribuída (GD). A utilização da geração de energia elétrica próxima à carga, associada à tecnologia das redes elétricas inteligentes, são umas das grandes causadoras dessas mudanças no SEP.

Associado a essa nova estrutura do SEP, está o aumento do consumo de energia elétrica no Brasil, que alcançou a marca de 526,2 TWh em 2017 (BEN, 2018). A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), consciente do novo cenário que se formou nos últimos anos, adotou novas resoluções. Dentre essas decisões, estão as resoluções normativas que facilitam a regulamentação da microgeração e minigeração, tais como a Resolução Normativa (REN) 482, de 17 de abril de 2012 (ANEEL, 2012), e a criação de tarifação horária para consumidores de Baixa Tensão (BT), pela REN 414, de 9 de setembro de 2010. Portanto, o estudo dessas mudanças no modelo do sistema de distribuição de energia elétrica, as regulamentações, os custos associados a ele e os impactos elétricos são de grande importância.

1.1 Motivação

Fontes alternativas e renováveis conectadas à rede de distribuição do sistema elétrico de potência, redes elétricas inteligentes e carros elétricos são assuntos que têm motivado novas pesquisas na área de SEP. O Brasil, em 2016, possuía cerca de 70 milhões de consumidores residenciais, sendo responsáveis pelo consumo em torno de 29 % da energia elétrica do Brasil (EPE, 2017). O acesso a eletrodomésticos, sistemas de climatização e equipamentos eletrônicos aumentou o consumo dessa classe de forma considerável nos

últimos anos.

Apesar do grande número de consumidores e do alto consumo de energia elétrica da classe de BT, estes clientes não tinham a possibilidade de escolher o modelo de tarifa em que desejavam ser faturados, pois a ANEEL só previa diferentes modelos tarifários para os consumidores de Alta Tensão (AT). Sendo responsáveis por grande parte da parcela de consumo no horário de ponta, o grupo BT é também um dos principais responsáveis pela necessidade contínua da expansão do sistema de distribuição e pelos altos custos da manutenção e operação da rede (ANEEL, 2011).

Com patamares de consumo cada vez maiores, a ANEEL resolveu criar resoluções relacionadas ao uso de Programa de Resposta à Demanda (PRD) para atender as necessidades do grupo BT, sendo a mais citada a tarifação branca, a qual teve sua primeira versão em 2010 na REN 414, de 9 de setembro de 2010. Esta resolução sofreu várias mudanças até chegar ao texto atual, no ano de 2014. Ao criar a nova estrutura tarifária, a ANEEL busca um uso mais eficiente do SEP. Além desse novo modelo tarifário, foi emitida a REN 482, de 17 de abril de 2012, que incentiva o uso de fontes de geração distribuída de energia elétrica de pequeno porte (ANEEL, 2012).

A inserção da GD no sistema de distribuição pode ser responsável pela redução no valor da fatura de energia elétrica pelo consumidor e também pode propiciar a redução de perdas elétricas, melhora da confiabilidade, redução do impacto ambiental das grandes usinas, além do adiamento de investimentos, reduzindo assim a necessidade de operação, manutenção e ampliação do sistema (SANTOS, 2014). Para que essas novas alternativas tenham sucesso no seu uso, devem ter adesão dos consumidores. A tarifa branca possui distintos preços dos postos tarifários de energia de acordo com o horário do uso. Em diversas situações, o comportamento dos clientes deve ser mudado para ocorrer uma redução no valor faturado. Dessa forma, aliar a tarifa branca e o uso de GD pode ser uma boa solução, pois em horários mais onerosos, o uso de uma geração própria ou de energia armazenada pode ser a solução para a redução no valor da energia elétrica faturada.

Nesse contexto, a principal motivação deste trabalho é aprimorar o conhecimento dos consumidores residenciais das opções para diminuir os seus gastos com energia elétrica, utilizando alternativas de tarifação aliadas a GD, armazenamento de energia e deslocamento de demanda.

1.2 Objetivos

Esta dissertação tem como objetivo elaborar uma metodologia para determinar as fontes de fornecimento para um sistema elétrico residencial em diferentes faixas de consumo que minimize custo da energia elétrica pela utilização da tarifação branca, da geração distribuída e de armazenadores de energia. Esta dissertação possui os seguintes objetivos específicos:

- determinar as fontes de energia que sejam capazes de suprir a demanda de energia elétrica da forma mais econômica possível para os consumidores residenciais;
- desenvolver um modelo de simulação Software Homer Grid® para avaliar os custos da energia elétrica em diferentes cenários de fornecimento;
- analisar as consequências da adoção da tarifa convencional e da tarifa branca para os consumidores BT residenciais de distintas faixas de consumo;
- analisar a viabilidade econômica da implantação de Sistemas Híbridos de Geração de Eletricidade (SHGE), ou seja, que utilizam diferentes formas de geração de energia elétrica para alimentar o mesmo sistema ao longo do tempo de vida do projeto;
- aplicar a metodologia proposta para consumidores BT residenciais de distintas classes de consumo.

1.3 Contribuições

As contribuições mais relevantes deste trabalho são:

- desenvolvimento de uma metodologia para propiciar o menor gasto com energia elétrica para consumidores residenciais;
- estudo sobre a utilização de tarifação branca em consumidores BT residenciais de distintas faixas de consumo;
- estudo da inserção de GD e armazenador de energia para fornecimento de energia em sistemas residenciais.

1.4 Estrutura da Dissertação

A dissertação é composta por 5 capítulos. O **Capítulo 1** apresenta a introdução do assunto, a motivação da escolha do tema e os objetivos e contribuições do trabalho.

No **Capítulo 2**, é apresentada uma revisão bibliográfica, visando expor o estado da arte sobre o assunto e embasar o entendimento das contribuições do presente estudo. Em

seguida, o **Capítulo 3** apresenta a metodologia proposta. No **Capítulo 4**, são apresentados os estudos de casos realizados. Finalizando o trabalho, são apresentados no **Capítulo 5** as conclusões e sugestões de trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

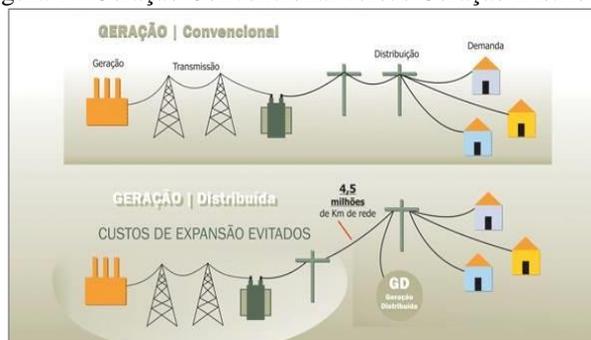
Neste capítulo, são apresentados conceitos sobre a Geração Distribuída (GD), estudos anteriores sobre o uso do programa HOMER para determinar sistemas híbridos de fornecimento de energia elétrica para sistemas residenciais e comerciais, e conceitos sobre programas de resposta à demanda utilizando postos tarifários diferenciados, os quais contribuem para a fundamentação teórica da dissertação.

2.1 Definição e Classificação de Geração Distribuída

A operação unidirecional, ou seja, o fluxo de potência no sentido da geração para carga foi, por muitos anos, a única arquitetura que o sistema elétrico de potência possuía. Marcada por possuir grandes fontes de geração de energia elétrica centralizadas, seguidas por extensas linhas de transmissão e distribuição, esta topologia vem sofrendo mudanças nos últimos anos devido à inserção da geração distribuída.

Na Figura 1, é apresentada uma representação de um sistema elétrico convencional com geração centralizada e um sistema com geração distribuída. Localizada próxima ao consumidor final a geração distribuída não necessita de longos sistemas de transmissão, ocupa uma área menor de instalação e pode ou não estar ligada ao sistema de transmissão (SANTOS, 2008).

Figura 1 - Geração Convencional versus Geração Distribuída



Fonte: CERNE, 2018.

Quando entrou em vigor, a Resolução Normativa - ANEEL nº 482/2012, de 17 de abril de 2012 permitiu ao consumidor brasileiro poder gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e, inclusive, fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade (ANEEL, 2012).

De acordo com a Resolução Normativa 687, de 24 de novembro de 2015, que altera a Resolução Normativa 482, de 17 de abril de 2012, a geração distribuída pode ser classificada de acordo com a potência instalada, sendo:

- microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- minigeração distribuída: 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, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

O adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a diminuição das perdas e a diversificação da matriz energética são as grandes vantagens da geração distribuída.

Esse tipo de geração pode acontecer por meio de diversas tecnologias, sendo as mais comuns: a energia solar fotovoltaica, a energia eólica, a biomassa e as pequenas centrais hidroelétricas. Nesse trabalho, o tipo de GD utilizado será a solar fotovoltaica. Este tipo de geração de energia é formado por alguns componentes básicos, sendo eles: painéis fotovoltaicos, inversor, estrutura mecânica e, em alguns casos, baterias.

2.2 Principais Abordagens sobre Geração Distribuída Utilizando o software HOMER

A inserção de fontes de energia elétrica próximas às cargas é um dos temas mais discutidos nos últimos anos, e o advento das redes elétricas inteligentes torna esse tema ainda mais importante no estudo da distribuição da energia elétrica.

Neste contexto, serão descritas a seguir as principais abordagens correlatadas sobre geração distribuída implementadas por intermédio do *software* HOMER, as quais se encontram de forma sintetizada no Quadro 1.

Quadro 1 - Trabalhos sobre sistemas híbridos que fazem uso do Software HOMER

Características		Referências						*
		A	B	C	D	E	F	
Aplicação	Nacional			X				X
	Internacional	X	X		X	X	X	
Componentes	Painel Fotovoltaico	X	X	X	X	X	X	X
	Biomassa						X	
	Diesel		X		X	X		
	Bateria	X	X	X	X		X	X
	Eólica	X						
Tipo de Sistema Fotovoltaico	<i>Off-Grid</i>		X	X	X			
	<i>On-Grid</i>	X				X	X	X
Público-alvo	Residencial				X	X	X	X
	Comercial	X	X	X		X	X	
	Industrial					X		

Fonte: O autor (2019)

Nota: Referência A: DALTON; LOCKINGTON; BALDOCK, 2009.
Referência B: AL-KARAGHOULI; KAZMERSKI, 2010.
Referência C: SILVA; SEVERINO; OLIVEIRA, 2013.
Referência D: GHASEMI et al., 2013.
Referência E: RAMLI et al., 2015.
Referência F: SHAHZAD et al., 2017.
* Análise proposta nesta dissertação.

2.2.1 Estudo de Dalton, Lockington e Baldock (2009)

O artigo *“Feasibility analysis of renewable energy supply options for a grid-connected large hotel”* (Dalton; Lockington e Baldock, 2009) apresenta um estudo da viabilidade técnica e financeira das configurações de fonte de alimentação híbrida para um hotel de grande escala conectado à rede em Queensland, Austrália. Os critérios de avaliação incluíram o Valor Presente Líquido (VPL), fração renovável (RF) e tempo de retorno.

O software HOMER foi utilizado como ferramenta de avaliação com modelagem realizada com dados de carga horária. Os resultados demonstram que as energias renováveis, em princípio, têm o potencial de fornecer energia significativa para atender a demanda do hotel, em conjunto com o fornecimento de eletricidade à rede. A simulação mostrou que, a preços de 2004, o VPL da configuração híbrida rede/renovável é comparável ao fornecimento somente de rede e resultou em uma participação da renovável de 73%, um tempo de retorno de 14 anos e uma redução de 65 % nas emissões de gases de efeito estufa. A simulação também mostrou que, embora uma configuração somente de energia renovável possa potencialmente fornecer 100 % da demanda de energia, tal configuração é atualmente antieconômica, considerando os custos atuais de eletricidade.

Os resultados indicam que os sistemas de conversão de energia eólica (WECS), e não a energia fotovoltaica são a tecnologia renovável mais economicamente viável para operações

conectadas à rede em larga escala. Especificamente, os WECS de larga escala (mais de 1000 kW) são mais eficientes e mais econômicos que os WECS de pequena escala (0,1–100 kW). A análise demonstra que as energias renováveis são técnica e economicamente viáveis como um complemento ao fornecimento conectado à rede e deve se tornar mais atraente à medida que os custos de energia elétrica da rede aumentam.

2.2.2 Estudo de Al-Karaghoul e Kazmerski (2010)

Denominado “*Optimization and life-cycle cost of health clinic PV system for a rural area in southern Iraq using HOMER software*”, esse estudo apresenta uma análise comparativa entre o uso de um sistema solar fotovoltaico (PV) e o uso de geradores a diesel para alimentar uma clínica de saúde na região rural localizada no sul do Iraque. Esse estudo de caso utiliza do software HOMER para estimar o tamanho do sistema e o custo de ciclo de vida do mesmo para ambas fontes geradoras.

Primeiramente, os autores afirmam que a maioria das áreas rurais no sul do Iraque ainda não estão desenvolvidas e que há uma grande necessidade de fornecer energia elétrica nessas áreas. Dessa forma, pequenos sistemas de eletrificação podem desempenhar um papel estratégico nessa região. Essa localização geográfica é abundante em radiação solar o ano todo, sendo este um fator positivo para a implantação de energia solar para geração de energia elétrica.

Os autores descrevem os equipamentos elétricos e a rotina de uso dos mesmos. Com esses dados, é obtida a demanda de energia diária da carga de 31,6 kWh/dia. O sistema consiste em módulos fotovoltaicos, baterias, controlador de carga, inversor e os dispositivos necessários de fiação e segurança. O tempo de vida do projeto é determinado logo após a escolha dos componentes, levando em consideração o tempo de vida dos componentes e o custo dos mesmos. Nesse caso, o projeto tem 30 anos de vida, pois é o tempo de vida do painel solar. De acordo com a demanda do consumidor estudado e dos componentes utilizados, o *Software HOMER* auxilia na obtenção da composição do sistema de geração adotado para suprir a demanda da clínica.

Posteriormente, os autores apresentam os valores dos componentes e o valor da média anual de irradiação, que é de 5,65 kWh/m²/dia. Esses dados são fundamentais para que o software encontre um modelo de sistema viável, ou seja, que possa satisfazer as cargas e as restrições impostas pelos autores. O custo do ciclo de vida do sistema é o fator decisivo neste estudo para a seleção do melhor modelo de geração de energia para a clínica em questão.

Os autores analisam o Valor Presente Líquido – VPL de cada sistema apresentado pelo *software* HOMER, sendo o ideal o que possui o menor VPL. Nesse estudo, o modelo ideal é composto por módulos fotovoltaicos de 6 kW, 80 baterias e um inversor de 3 kW, com um custo inicial de US\$ 50.700,00 e um VPL de US\$ 60.375,00. O sistema mais caro é o gerador a diesel sozinho, com um custo inicial de US\$ 4.500,00 e um VPL de US\$ 352.303,00. Esta análise mostra que o sistema fotovoltaico é o mais adequado para a localidade estudada.

2.2.3 Estudo de Silva, Severino e Oliveira (2013)

Intitulado “*A stand-alone hybrid photovoltaic, fuel cell and battery system: A case study of Tocantins, Brazil*”, esse estudo tem como finalidade analisar um projeto piloto contendo módulos fotovoltaicos e bateria, localizado em uma área de proteção ambiental, situada no estado de Tocantins, utilizando o *software* HOMER.

Primeiramente, os autores apresentam a região amazônica e quantificam cerca de 300 mil comunidades isoladas que não possuem acesso à energia elétrica. Os principais motivos da escassez da energia elétrica estão associados, principalmente, aos obstáculos geográficos, à dispersão populacional e às questões econômicas. O uso de geração a diesel é a principal fonte de energia elétrica de muitas comunidades da região, e o estudo apresenta os problemas relacionados ao uso dessa fonte de energia, como as frequentes interrupções de energia e os altos custos com manutenção.

Pequenos sistemas fotovoltaicos (PV) e célula de combustível (FC) independentes podem desempenhar um papel estratégico no desenvolvimento da região. O hidrogênio oferece muitas oportunidades e pode, em combinação com as células de combustível, desempenhar um papel importante na transformação de sistemas energéticos. Pode ser considerado um combustível amigo do ambiente quando extraído da água, utilizando a eletricidade obtida a partir de fontes de energia renováveis. A energia excedente produzida pelos sistemas fotovoltaicos pode ser usada para produzir hidrogênio (H₂), pela eletrólise da água dos rios e poços da região amazônica. O H₂ armazenado durante o dia pode fornecer células de combustível para a produção de energia elétrica durante a noite. Uma das aplicações mais interessantes do H₂ é o seu uso como vetor de energia em sistemas de energia renovável, com o objetivo de fornecer energia para uso residencial em áreas isoladas.

Este artigo examina os aspectos técnicos e econômicos da avaliação e otimização de um sistema híbrido independente, composto por um sistema fotovoltaico, células de combustível e baterias para fornecer energia às comunidades isoladas na Amazônia brasileira.

O perfil de carga diária típica do Centro de Pesquisa Cangussu (CPC), consumidor analisado no estudo, é comparável à demanda de energia de uma comunidade isolada da Amazônia brasileira composta de cinco casas, um centro comunitário, uma escola e um centro de saúde.

Com auxílio do *software* HOMER, os Valores Presentes Líquidos das diferentes composições do sistema de fornecimento de energia elétrica foram calculados e, devido aos altos custos o uso de baterias, o uso da célula de hidrogênio é mais indicado que o uso de célula combustível. Os autores fazem estudos de sensibilidade para fazer uma projeção da viabilidade do uso da célula de hidrogênio como armazenador de energia.

2.2.4 Estudo de Ghasemi et al. (2013)

Denominado “*Techno-economic analysis of stand-alone hybrid photovoltaic–diesel–battery systems for rural electrification in eastern part of Iran—A step toward sustainable rural development*”, o estudo faz uma breve apresentação da situação energética no Irã. Este país possui uma grande dependência do uso de diesel para a obtenção de energia elétrica em algumas das suas regiões. Devido às políticas implementadas no país para o uso de energias renováveis, associadas a alta incidência de radiação solar da região, que de acordo com o artigo é de 5 kWh/m²/dia, a energia solar está em grande ascensão naquela região.

De acordo com esse estudo, todas as comunidades formadas por mais de 20 domicílios possuem eletrificação. No entanto, as comunidades que possuem menos de 20 domicílios geralmente não possuem acesso à energia elétrica. O estudo de caso contemplado nesse artigo é referente a uma dessas comunidades sem acesso à energia elétrica, Khavar-E-Bala, localizada na parte nordeste do Irã.

O objetivo principal desse estudo é analisar a viabilidade técnico-econômica desses sistemas híbridos PV-diesel para a eletrificação de aldeias remotas. A utilização de baterias também é objeto de estudo nesse trabalho. Os autores utilizam o *software* HOMER para encontrar o sistema híbrido renovável mais econômico, ou seja, o que possui menor VPL.

A aldeia Khavar-E-Bala está numa área rural remota sem acesso à eletricidade, o que causa grande transtorno para os 14 domicílios da aldeia. Com base no perfil de carga de regiões semelhantes, foi estimado que o consumo médio está em torno de 200 kWh/dia, com uma demanda de pico de 18 kW, o qual ocorre no verão nesta área.

O sistema estudado nesse artigo é composto por quatro componentes: geradores, baterias, painéis fotovoltaicos e conversor. O gerador a diesel é dimensionado para atender a máxima demanda, pois existem situações em que esse componente será o único responsável

por suprir a demanda do sistema. Como o pico de demanda foi 18 kW, os autores selecionaram um gerador de 20 kW, considerando uma variação de 2 kW.

O painel fotovoltaico foi o responsável pela determinação do tempo de vida do projeto. Como o componente possui 25 anos de vida útil, esse é o tempo de vida de todo o sistema. Como os painéis geram eletricidade somente durante o dia, a energia elétrica utilizada no período noturno, para o sistema avaliado, será fornecida pelo gerador a diesel ou pelo banco de baterias. Assim, é sugerido que o excesso de eletricidade produzido durante o dia seja usado para carregar as baterias.

Os resultados indicam que o sistema híbrido ótimo de energia renovável não ligado à rede é composto por uma usina fotovoltaica de 15 kW, um gerador diesel de 20 kW e um inversor de 20 kW. O sistema poderá fornecer 200 kWh/dia de consumo de energia com um pico de demanda de 18 kW. O VPL do sistema é de US\$ 309.034,00 durante o período de projeção de 25 anos e taxa de desconto anual de 10 %. A fração renovável varia entre zero e 30 %.

Portanto, com os resultados obtidos e considerando o potencial da radiação solar e a existência de vilarejos remotos na província de Khorasan-E-Jonoobi, no Irã, os quais estão longe da rede pública, os sistemas híbridos PV-diesel-bateria são candidatos para a eletrificação dessas aldeias.

2.2.5 Estudo de Ramli et al. (2015)

Intitulado “*Optimal sizing of grid-connected photovoltaic energy system in Saudi Arabia*”, o artigo descreve a dependência da Arábia Saudita em relação ao diesel como gerador de eletricidade, exceto para alguns kW gerados a partir de energia renovável. O baixo preço do diesel neste país, que é um dos mais baratos do mundo, torna a geração de energia a diesel menos dispendiosa do que os sistemas fotovoltaicos (PV), embora o país tenha alta radiação solar (até 2.200 kWh/m²/ano) e os preços dos painéis fotovoltaicos estejam diminuindo em escala mundial. De acordo com esse artigo, a redução do uso de diesel não será apenas benéfica por permitir a redução da emissão de CO₂, mas também para aumentar a exportação de petróleo.

O software de simulação HOMER realiza a análise dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede simulando a operação do sistema e a avaliação de custos para a vida útil do projeto. A demanda de eletricidade em Meca varia mensalmente, dependendo de vários fatores. Entre as razões para as variações no consumo de eletricidade estão os feriados

nacionais, ocasiões religiosas e mudanças climáticas. O consumo máximo de carga de pico ocorre no verão. Às vezes, há uma sobreposição entre os meses de verão e o mês do Hajj ou do Ramadã, resultando em alto consumo de energia nesse período de tempo. O perfil de carga mostra que o pico é de cerca de 2.200 MW, com consumo de energia de 33.000 MWh /dia, observado no mês de novembro.

No HOMER, a entrada de recursos solares é realizada pela radiação solar, que é obtida através de informações referentes a latitude, longitude e fuso-horário do local estudado.

Neste estudo, todo o excesso de eletricidade da PV é vendido para distribuidora de energia. O preço de venda é sempre superior ao preço de compra. Os preços de venda e compra de eletricidade excedente da energia fotovoltaica fazem parte da política de conservação de energia. Com essa política, o Reino da Arábia Saudita encoraja e apoia a redução do consumo interno de diesel e, portanto, subsídios podem ser oferecidos para reduzir o preço de venda de eletricidade de origem fotovoltaica para os consumidores. Os preços de compra de energia renovável são estimados em US\$ 0,016 /kWh durante as horas fora de pico, US\$ 0,027 /kWh durante as horas intermediárias e US\$ 0,040 /kWh nos horários de pico. Os horários de períodos (fora do horário de pico, intermediário e horário de pico) não são alterados na simulação para simplificar a análise.

Neste trabalho, o uso do Software HOMER foi fundamental para determinar o dimensionamento ótimo do sistema fotovoltaico e do inversor conectado à rede em Makkah, Arábia Saudita. Além disso, dados como emissão de gases CO₂ e os custos envolvidos nos projetos foram calculados pelo programa.

2.2.6 Estudo de Shahzad et al. (2017)

No artigo *“Techno-economic feasibility analysis of a solar-biomass off grid system for the electrification of remote rural areas in Pakistan using HOMER software”*, os autores apresentam inicialmente a situação energética em que o Paquistão se encontra, pois devido a uma crise energética, vários setores da economia foram prejudicados, inclusive a agricultura, grande responsável pela geração de renda no país.

Os autores explanam sobre a necessidade de utilizar sistemas com uso de mais de um tipo de geração devido aos problemas de fornecimento inconsistentes, por causa das características intermitentes sob condições climáticas variáveis. Para tratar com os diferentes tipos de geração de energia, os autores utilizaram o *software* HOMER. Nesse artigo, são apresentados vários trabalhos que fizeram uso desse programa para analisar a viabilidade

econômica dessas novas fontes de geração de energia ligadas ou não a rede elétrica de energia.

A metodologia do estudo fez uso do *software* HOMER, sendo o mesmo utilizado para dimensionar e planejar o sistema híbrido estudado, levando em consideração o VPL para determinar os componentes do sistema de fornecimento de energia elétrica. O HOMER simula as configurações do sistema, fazendo o balanço de energia para cada hora e recebendo as cargas elétricas ou térmicas por hora que um sistema pode fornecer.

O estudo de caso desse trabalho foi um sistema híbrido fora da rede e projetado para atender à necessidade de eletricidade de uma fazenda agrícola e de uma pequena comunidade composta por seis famílias. Em comparação com as áreas urbanas, a demanda por eletricidade residencial rural não é alta. O consumo na comunidade residencial é devido à iluminação, ventiladores e pequenas bombas de água. O principal consumo de eletricidade deve-se às necessidades agrícolas da fazenda, como o sistema de irrigação e a máquina cortadora de grama elétrica. No caso desse estudo, o sistema híbrido solar / biomassa foi selecionado para a fazenda agrícola, pois a biomassa está disponível facilmente na forma de esterco. O sistema híbrido de biomassa com energia solar para geração de eletricidade é mais sustentável, pois pode gerar eletricidade também nos dias nublados.

Neste sistema híbrido de geração de eletricidade *off-grid* PV-Biomassa, são quatro os componentes principais: painéis fotovoltaicos, gerador de biogás, conversor e baterias de armazenamento. Foi concebido um sistema composto por módulos fotovoltaicos de 10 kW, gerador de biogás de 8,0 kW, conversor e baterias.

Os resultados obtidos a partir da análise de custos revelaram que a combinação de módulos fotovoltaicos de 10 kW, gerador alimentado a biogás de 8,0 kW, 32 baterias de armazenamento e conversor de 12 kW foi a solução mais viável para este estudo de caso, com investimento inicial de capital em torno de R\$ 18.784,57 e o VPL em torno de R\$ 29.946,93. O modelo de sistema baseado em fontes renováveis híbridas proposta neste estudo pode ser empregada na área rural remota para torná-las independentes das redes.

2.2.7 Observações e Ponderações Sobre os Trabalhos Apresentados

Na seção anterior, foram citados trabalhos relacionados ao uso do *software* HOMER para a modelagem e simulação de sistemas com fontes de energia conectadas ou não a rede.

O Quadro 1 apresenta a comparação do estudo proposto nesta dissertação com trabalhos publicados em periódicos. Em tal quadro, foram levantados aplicação, componentes, tipo de sistema fotovoltaico e público-alvo.

Os trabalhos apresentados, em sua maioria, tratam de consumidores localizados em áreas remotas. A maior parte dos artigos publicados em periódicos trata-se de estudos de casos de localidades situadas na Ásia e África. De todos os estudos apresentados, apenas o publicado por Silva, Severino e Oliveira (2013) é nacional.

O *software* HOMER tem o seu uso cada vez mais difundido, pois tem a possibilidade de desenvolver projetos utilizando distintas fontes de geração de energia, além de fazer um comparativo entre as diferentes tecnologias e fornecer ao usuário informações econômicas e técnicas do projeto. Os trabalhos citados e esta dissertação fizeram uso das várias ferramentas desse *software* para determinar a composição do sistema que possa suprir a demanda elétrica do consumidor analisado, com o menor VPL possível.

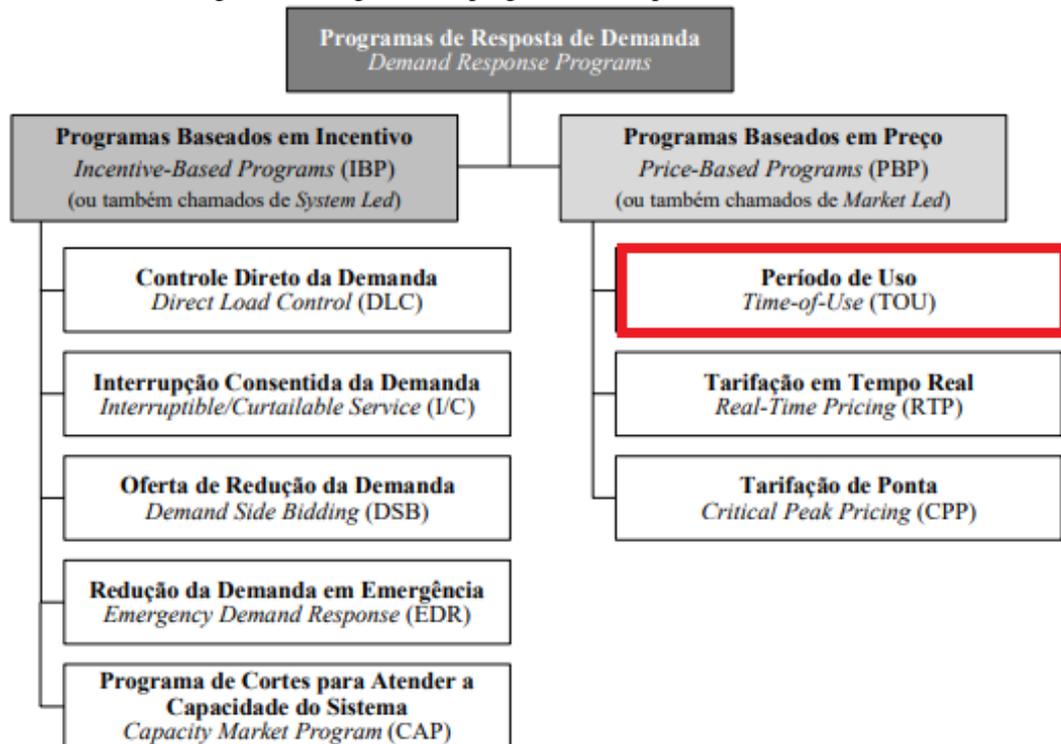
Desta forma, é notado que os trabalhos apresentados em sua maioria são estudos realizados em localidades remotas e não conectados à rede. Diferentemente, este trabalho é direcionado a área urbana, conectado à rede e fazendo uso de outras ferramentas além da GD, como a tarifação horária e a mudança nos hábitos de consumo dos consumidores para conseguir uma redução nos gastos com energia elétrica pelo consumidor residencial.

2.3 Programa de Resposta à Demanda

O Programa de Resposta a Demanda (PRD) promove mudanças no preço da eletricidade ou incentiva financeiramente cortes de demanda em períodos de alto custo de geração, ou quando a confiabilidade do sistema possui problemas (DOE, 2006).

A maioria dos autores classifica os PRDs em dois tipos: baseado em preços e baseados em incentivos. A Figura 2 apresenta todas as subcategorias dos PRDs, as quais são detalhadas a seguir.

Figura 2 - Categorias dos programas de resposta à demanda



Fonte: Adaptado de Moghaddam; Abdollahi; Rashidinejad (2011).

O modelo tarifário brasileiro antes da REN 414/2010 possuía modelos de tarifa do tipo *Time-of-Use* (TOU) apenas para consumidores de alta tensão (acima de 2,3kV), os quais poderiam optar pela tarifa azul ou verde. Os consumidores de baixa tensão, por sua vez, são grandes responsáveis pela sobrecarga do sistema no horário de ponta, mas não possuíam nenhum tipo de tarifação com valor diferenciado. Dessa forma, a ANEEL criou nessa regulação uma tarifa por tempo de uso para os consumidores BT denominada tarifa branca, a qual é objeto de estudo neste trabalho.

2.4 Tarifa Branca

A tarifação branca no Brasil fornece aos consumidores do Grupo B uma modalidade tarifária diferente da convencional, por possuir sinalizações tarifárias de acordo com o horário da utilização.

O Grupo B é formado pelos clientes que são alimentados por tensão inferior a 2,3 kV. Os clientes de baixa tensão são divididos em subgrupos de acordo com as atividades do consumidor, como é apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 - Subgrupos do Grupo B

Grupo B – Baixa Tensão	
B1	Residencial/Residencial Baixa Renda
B2	Rural/Cooperativa Rural/Serviço Público de Irrigação
B3	Demais Classes
B4	Iluminação Pública

Fonte: Adaptado de ANEEL (2010c)

A Resolução Normativa - nº 414/2010 determina que a modalidade tarifária horária branca é aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, sendo caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia, considerando-se:

- I – Uma tarifa para o consumo de energia (R\$/MWh) para o posto tarifário ponta; II – Uma tarifa para o consumo de energia (R\$/MWh) para o posto tarifário intermediário; e III – Uma tarifa para o consumo de energia (R\$/MWh) para o posto tarifário fora de ponta. (ANEEL, 2010, p.31).

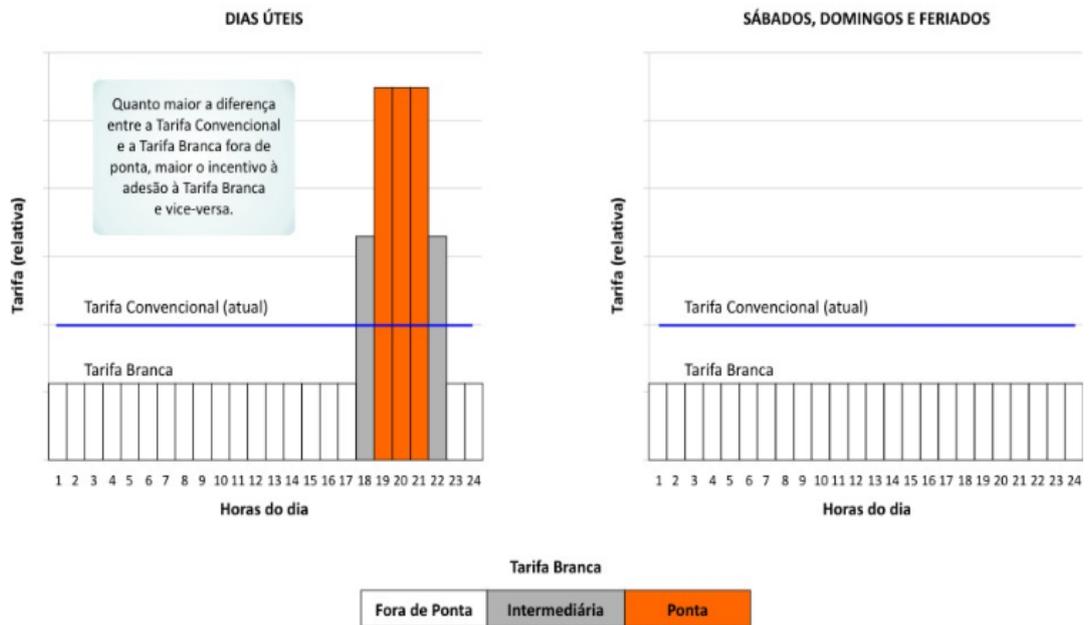
Cada distribuidora possui a liberdade de escolha do seu horário de ponta e intermediário. No entanto, a ANEEL precisa aprovar o horário proposto.

O horário de ponta é aplicado todos os dias do ano, exceto finais de semana e feriados nacionais. Nesses dias, o consumo de energia é totalmente tarifado com o valor do posto fora da ponta. O motivo dessa exceção é devido ao fato de, nos finais de semana e feriados, parte dos comércios e indústrias estarem fechados e com isso há uma menor utilização do sistema.

O principal objetivo da sinalização horária é proporcionar que cada consumidor seja tarifado da forma mais próxima possível do custo que efetivamente ele causa na rede, incentivando uma mudança nos seus hábitos de consumo no horário de ponta do sistema e, desta forma, possibilitar a redução dos investimentos necessários à expansão dos sistemas de distribuição e transmissão (ANEEL, 2011).

A Figura 3 foi desenvolvida pela ANEEL para apresentar de forma visual aos consumidores esse novo cenário que está sendo proposto com a utilização da tarifa branca.

Figura 3 - Comparativo entre a tarifa branca e a convencional



Fonte: ANEEL (2014a)

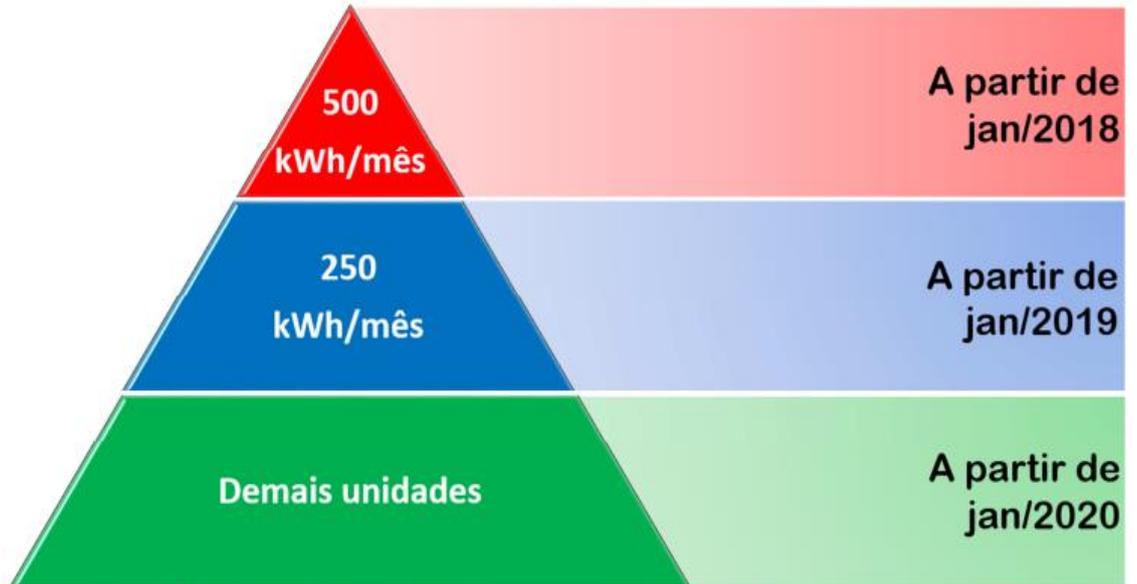
A tarifa branca teve sua data de implementação proposta para o início do ano de 2014. Porém, por falta de medidores eletrônicos homologados pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia – Inmetro, a mesma teve que ser postergada.

Com a solução dessa pendência metrológica, que estava adiando a implantação da tarifa branca no Brasil, o Inmetro iniciou o processo de aprovação dos medidores e a ANEEL, através da Resolução Normativa nº 733, de 2016 (ANEEL, 2016), regulamentou a data de início do uso da tarifa branca no Brasil, como pode ser observado na Figura 4. O início da tarifa branca ficou acordado para 01 de janeiro de 2018 e o processo de requisição dos consumidores foi subdividido pela agência, para que as distribuidoras possam atender com qualidade e dentro dos prazos previstos, visto que o volume de solicitações pode exceder a capacidade de atendimento das distribuidoras. O método de escalonamento foi através de faixa de consumo.

A partir de 1º de janeiro de 2018, o consumidor pode solicitar adesão à tarifa branca ou a instalação de medidores com funcionalidades adicionais, conforme o seguinte cronograma:

“I) de imediato, para as novas ligações e para as unidades consumidoras com média anual de consumo superior a 500 kWh por mês; II) em até 12 (doze) meses, para unidades consumidoras com média anual de consumo superior a 250 kWh por mês; e III) em até 24 (vinte e quatro) meses, para as demais unidades consumidoras.” (ANEEL, 2016, p.1)

Figura 4 - Cronograma de entrada da Tarifa Branca conforme REN n° 733/2016 ANEEL



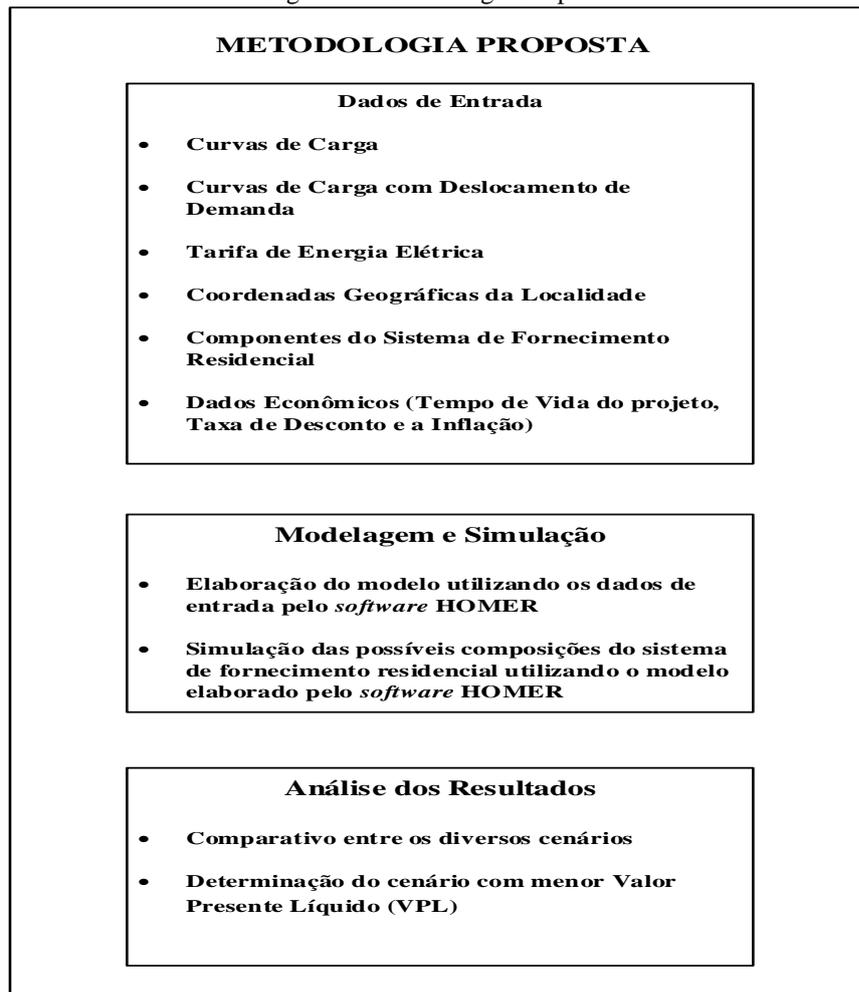
Fonte: ANEEL (2016).

3 METODOLOGIA PROPOSTA

Neste capítulo, é apresentada a metodologia proposta, a qual tem a finalidade de encontrar a composição do sistema de fornecimento residencial que seja capaz de atender a demanda elétrica com o menor custo, considerando a vida útil do projeto. Esse estudo faz uso do Valor Presente Líquido (VPL) como fator comparativo entre as possíveis composições do sistema de fornecimento residencial, para encontrar o menos oneroso. Para reduzir os gastos com energia elétrica dos consumidores residenciais, serão utilizados: Geração Distribuída, sistema de armazenamento de energia, diferentes modelos tarifários e deslocamento de demanda.

A Figura 5 apresenta o fluxograma da metodologia proposta. Nesta ilustração, pode ser verificado que a metodologia é composta de três etapas, sendo elas: inserção dos dados de entrada, modelagem e simulação e análise de resultados. A primeira etapa é a inserção dos seguintes dados: curvas de cargas do consumidor, tarifas de energia elétrica, coordenadas da localidade, componentes do sistema fotovoltaico, a GD com suas especificações técnicas e econômicas e dados econômicos do projeto. A segunda etapa é realizada com auxílio do *software* HOMER, que modela o sistema de acordo com os dados de entrada e simula o sistema modelado. E a terceira e última etapa é a análise dos resultados fornecidos pela simulação.

Figura 5 - Metodologia Proposta



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

3.1 Dados de Entrada

As informações necessárias para que o *software* HOMER possa modelar e simular o sistema para encontrar o resultado mais viável economicamente são inseridas nessa etapa. Nessa parte do estudo, também é realizado um deslocamento de parte da demanda elétrica do horário de ponta para horário fora de ponta, para que possam ser analisados os possíveis benefícios da mudança nos hábitos de consumo para a redução do custo de energia elétrica.

3.1.1 Curvas de Carga

Esta parte da metodologia é referente a obtenção das curvas de cargas dos consumidores. Em particular, esse trabalho fará uso em seus estudos de casos das curvas de carga de consumidores residenciais pertencentes a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE-D).

As curvas de carga analisadas foram plotadas através das médias de consumo de distintos clientes, que agrupados por classes de consumos, deram origem a um consumidor modelo com duas curvas de carga típicas do subgrupo pertencente, sendo uma representando finais de semana e feriados e a outra representando dias úteis.

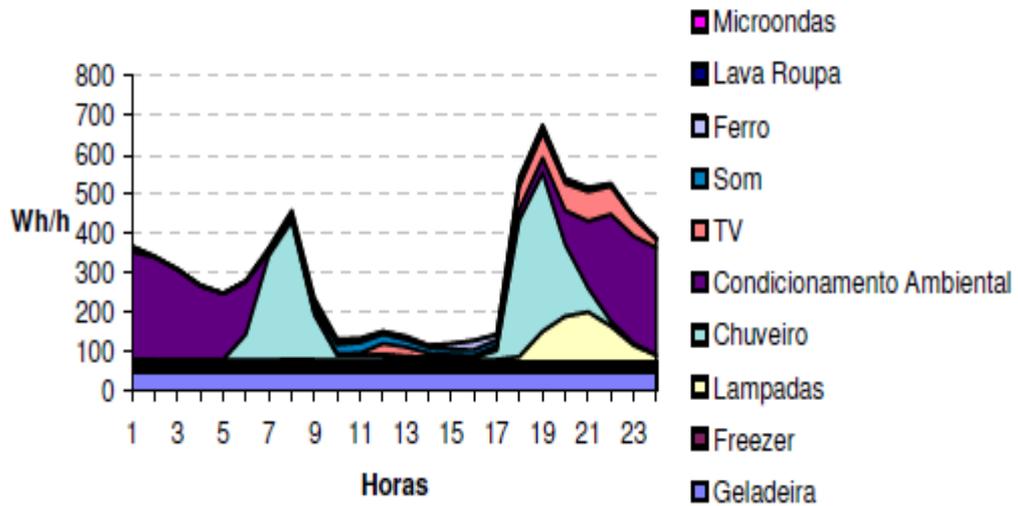
3.1.2 Deslocamento de Demanda

A implementação da tarifação branca, que é um modelo de tarifação horária, considera que o consumidor que optar pelo seu uso terá valores da energia elétrica distintos de acordo com o dia da semana e o horário de consumo. Dessa forma, para obter uma redução no valor pago na fatura de energia elétrica, o usuário deve modificar a sua curva de carga, no sentido de diminuir a demanda de energia elétrica nos horários mais onerosos. Nesta metodologia considera-se a adoção de uma estratégia de reposta à demanda denominada de deslocamento de demanda.

Para realizar o deslocamento de demanda, é necessário selecionar os eletrodomésticos que sofrerão mudança no seu horário de uso, e para isso os equipamentos devem ser susceptíveis a mudanças e devem ser grandes responsáveis pela formação da ponta na distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2010).

De acordo com a Nota Técnica nº 362/2010, da ANEEL, que faz uso das informações fornecidas pela Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos e Uso (PPH), realizada pela Eletrobrás, os eletrodomésticos que podem ter seu uso gerenciado sem grandes problemas e que são grandes responsáveis pela formação da ponta na distribuição de energia seriam o ar condicionado e o chuveiro elétrico. A Figura 6 apresenta as curvas de cargas dos eletrodomésticos de acordo com horário do dia para consumidores residenciais do Brasil. O consumo de energia elétrica poderá continuar o mesmo, mas com essa modulação apenas será evitado o uso desses equipamentos selecionados no horário de ponta.

Figura 6 - Curvas de carga de eletrodomésticos em consumidores residenciais na região sul do Brasil



Fonte: ELETROBRÁS (2007)

A Tabela 2 apresenta a contribuição para a formação da ponta instantânea do sistema de distribuição, por equipamento utilizado no Brasil.

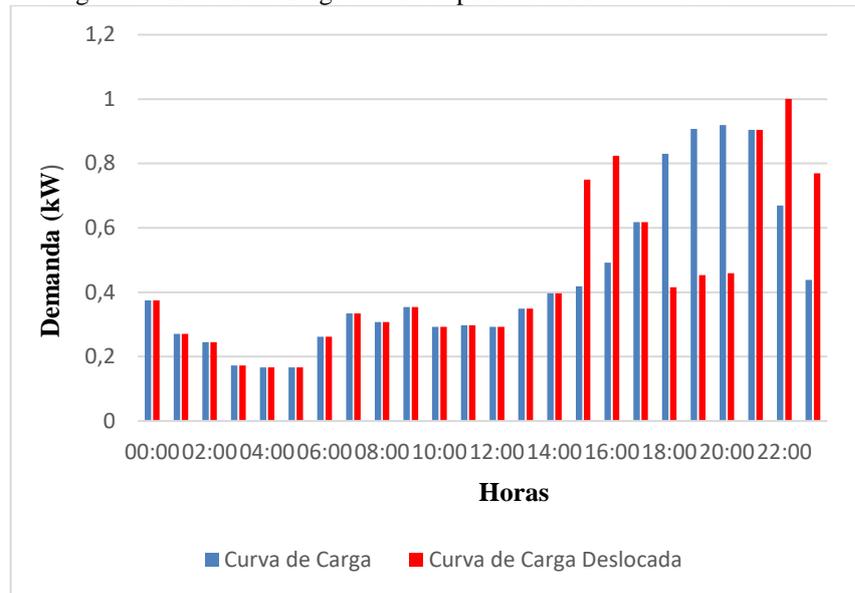
Tabela 2 - Percentual de composição da ponta instantânea Brasil.

Equipamento	Percentual de Composição da ponta
Chuveiro Elétrico	43%
Iluminação	17%
Geladeira/Freezer	14%
Televisor	13%
Ar Condicionado	7%
Som	2%
Ferro Elétrico	2%
Micro-ondas	1%
Lava-Roupas	5%

Fonte: ANEEL (2010)

A Figura 7 apresenta um exemplo de uma curva de carga antes e após o deslocamento de carga. O consumo diário registrado é o mesmo, porém no horário de ponta quando a tarifa de energia é mais cara, houve uma redução do consumo devido ao remanejamento do uso de alguns eletrodomésticos para um horário fora de ponta.

Figura 7 - Curvas de Carga antes e depois do deslocamento de demanda



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

3.1.3 Tipos Tarifários

Na metodologia, são utilizados dois tipos de modelos tarifários: modelo tarifário convencional e o de tarifação branca. No modelo tarifário convencional, o valor faturado é o consumo em kWh multiplicado pelo valor do kWh, determinado pelas Resoluções Homologatórias da ANEEL. O segundo modelo, de tarifação branca, como apresentado no Capítulo 2, é uma nova opção para os consumidores de baixa tensão serem faturados, no qual existem diferentes valores do kWh de acordo com o horário e o dia da semana.

3.1.4 Componentes do Sistema de Fornecimento Residencial

A escolha dos possíveis componentes é necessária para limitar o espaço de análise do programa. Devem ser escolhidos quais modelos de painéis fotovoltaicos, inversores e baterias estarão disponíveis para simulação. Também é limitado o número máximo de componentes que podem ser utilizados pelo programa.

3.1.5 Informações Geográficas

O passo seguinte, para completar os dados de entrada do sistema, é inserir os dados dos recursos naturais. O *software* HOMER, utilizando dados informados pelo usuário (latitude, longitude e fuso horário), busca no banco de dados da *NASA Surface Meteorology*

and Solar Energy as informações como irradiação solar e temperatura da localidade estudada ou, também, o usuário pode inserir os dados da fonte que desejar.

3.2 Modelagem e Simulação

Nesta etapa, é proposto um modelo que represente o consumidor residencial e as possíveis fontes de energia e de armazenamento para o fornecimento de energia durante o período de estudo. O modelo inclui, dentre outros: curvas de demanda do consumidor, quantidade de equipamentos utilizados e disponibilidade de recursos naturais. O *software* HOMER foi escolhido para auxiliar na modelagem e simulação. Este programa encontra o sistema com menor valor presente líquido para fornecimento de energia utilizando o método de busca exaustiva. Os detalhes para a escolha deste programa são apresentados no Apêndice A.

3.2.1 Modelagem dos Componentes do Sistema

A Figura 8 mostra um sistema de fornecimento de energia genérico.



Fonte: Aliança Fotovoltaica Brasil (2019)

O painel fotovoltaico é o principal componente do sistema de Geração Distribuída, pois determina a vida útil do projeto. A potência de saída do módulo fotovoltaico utilizado pelo HOMER é obtida através da seguinte expressão:

$$P_{PV} = Y_{PV} \cdot f_{PV} \cdot \left(\frac{\bar{G}_T}{\bar{G}_{T,CPT}} \right) \cdot [1 + \alpha_P (T_C - T_{C,CPT})] \quad (1)$$

onde:

P_{PV} é a potência de saída do painel fotovoltaico (kW);

Y_{PV} é a capacidade nominal do painel fotovoltaico, ou potência de saídas em condições padrão de teste¹ (kW);

f_{PV} é o fator de desclassificação do painel fotovoltaico (%);

\bar{G}_T é a radiação solar incidente sobre o painel fotovoltaico no intervalo de tempo corrente (kW/m²);

$\bar{G}_{T,CPT}$ é a radiação incidente em condições padrão de teste (1 kW/m²)

α_p é o coeficiente de variação da energia com a temperatura (%/°C);

T_C é a temperatura da célula fotovoltaica no intervalo de tempo corrente (°C);

$T_{C,CPT}$ é a temperatura da célula fotovoltaica em condições padrão de teste (25 °C).

No HOMER, as principais propriedades físicas da bateria são sua tensão nominal, curva de capacidade, curva de vida útil, estado mínimo de carga e eficiência de ida e volta. A curva de capacidade mostra a capacidade de descarga da bateria em ampere-hora em relação à corrente de descarga em amperes.

Na simulação do sistema, o HOMER não permite que a bateria seja descarregada abaixo do estado mínimo de carga. A eficiência de carga e descarga indica a porcentagem da energia que entra na bateria que pode ser retirada. Variáveis relacionadas com as baterias, tais como valores de máximo e mínimo de estado de carga, capacidade de carga e descarga e as taxas limites das rampas de subida e descida, são representadas em (2), (3), (4), (5) e (6) (VERGARA, TORQUARO, 2015).

$$SOC^t = SOC^{t-1} \cdot (1 - \delta) + \frac{P'_{BAT} \cdot \Delta t \cdot \eta_{BAT}}{C_{BAT} \cdot V_{BAT}} \quad (2)$$

$$P'_{BAT} = \begin{cases} +P'_{BAT,carregando} \\ -P'_{BAT,descarregando} \end{cases} \quad (3)$$

¹ Condições Padrão Teste (CPT): os fabricantes de módulos fotovoltaicos analisam a potência de saída de seus equipamentos em condições de teste, ou seja, radiação de 1 kW/m² e temperatura da célula a 25 °C. As condições padrão de teste normalmente não refletem condições operacionais, visto que as temperaturas atingidas com radiação concentrada em uma célula tendem a ser muito maiores do que 25 °C

$$P'_{BAT,\min} \leq P'_{BAT} \leq P'_{BAT,\max} \quad (4)$$

$$RU_{BAT} = RD_{BAT} = 0,2 \cdot C_{BAT} \cdot V_{BAT} \quad (5)$$

$$SOC_{\min} \leq SOC^t \leq SOC_{\max} \quad (6)$$

Onde:

SOC é o estado de carga;

SOC_{\min} é o estado da carga mínimo;

SOC_{\max} é o estado da carga máximo;

\mathcal{D} é a taxa de auto descarga;

P_{BAT} é a potência de fornecimento;

$+P'_{BAT,\text{carregando}}$ é a potência de fornecimento da bateria carregando;

$-P'_{BAT,\text{descarregando}}$ é a potência de fornecimento da bateria descarregando;

$P'_{BAT,\min}$ é a potência de fornecimento mínimo;

$P'_{BAT,\max}$ é a potência de fornecimento máximo;

Δt é o tempo de carregamento;

η_{BAT} é a eficiência da bateria;

C_{BAT} é a capacidade da bateria;

V_{BAT} é a tensão nominal;

RU_{BAT} é a taxa limite da rampa de subida;

RD_{BAT} é a taxa limite da rampa de descida;

t é o tempo.

3.3 Modelo de Análise de Viabilidade Econômica

A vida útil dos projetos analisados está definida pela vida útil dos painéis fotovoltaicos, em torno de 25 anos. Para calcular o VPL podem ser usados diversos indicadores econômicos. Na metodologia proposta, são utilizados a taxa de inflação, que é a média dos últimos cinco anos do Índice de Preço ao Consumidor (IPCA), que foi igual a 6,44 % a.a., e a taxa de desconto, que é a taxa de juros do Sistema Especial de Liquidação e

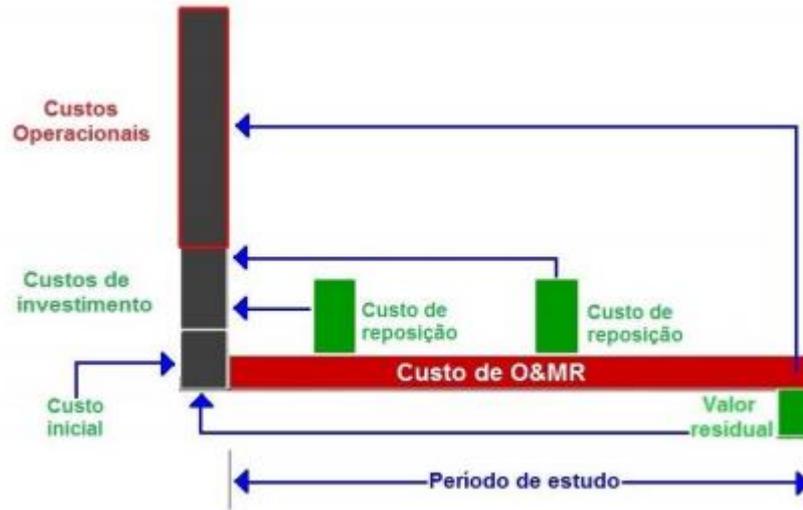
Custódia (SELIC), igual a 6,5 % a.a.

Após a finalização da modelagem do sistema, é realizada a etapa de avaliação econômica. Os equipamentos adquiridos, a substituição dos equipamentos e a manutenção e operação do sistema são contabilizados no fluxo de caixa do modelo construído.

Na metodologia proposta, utiliza-se como principal parâmetro de avaliação econômica o Valor Presente Líquido (VPL), de acordo com o qual a melhor alternativa dentre todas as encontradas é aquela com o menor VPL. Este indicador contempla os custos de investimento inicial, de substituição dos componentes, de operação e manutenção do sistema e o custo de compra de energia da empresa distribuidora, além de qualquer valor residual que ocorre no final da vida útil do projeto (LAMBERT; GILMAN; LILIENTHAL, 2006).

Este trabalho, como citado anteriormente, utilizará o *Software* HOMER para auxiliar no encontro do valor ótimo para o problema proposto, que é encontrar o mínimo valor para o VPL dentre as possíveis formas que o sistema utiliza para alimentar os consumidores residenciais estudados. A Figura 9 representa todos os custos associados ao projeto, os quais são trazidos para um valor presente.

Figura 9 - Determinação do valor presente.



Fonte: Adaptado de (FULLER, BOYLES, 2000)

Para obter o VPL, calcula-se o fluxo de caixa para o período de vida útil do projeto, com base no custo anual de operação, mais o custo do capital e custo de reposição:

$$VPL = \sum_{t=1}^T \frac{FC_{(t)}}{(1+i)^t} \quad (7)$$

onde:

FC_t é o fluxo de caixa anual (R\$);

i é a taxa de desconto (% a.a.);

t é o tempo (anos);

τ é o tempo de vida do projeto (anos).

O fluxo de caixa deve prever todos os custos envolvidos no projeto: custo do investimento inicial, custo de operação e manutenção e o valor residual dos componentes no final da vida útil do projeto.

3.3.1 Custo de Investimento Inicial

O custo de investimento inicial (C_{INV}) está relacionado com o valor de aquisição de todos os componentes do sistema:

$$C_{INV} = C_{ipv} + C_{ibt} + C_{iinv} \quad (8)$$

onde:

C_{ipv} é o investimento inicial do painel fotovoltaico (R\$);

C_{ibt} é o investimento inicial da bateria (R\$);

C_{iinv} é o investimento inicial do inversor (R\$).

3.3.2 Custo de Reposição dos Equipamentos

O custo de reposição dos equipamentos é determinado pelo usuário, fazendo uso de informações do fabricante. O tempo de vida de um projeto é determinado pelo componente com maior vida útil, ou seja, o que precisa de mais tempo para ser substituído. Durante o período de vida útil do projeto, os demais componentes devem ser substituídos pelo menos uma vez.

3.3.3 Custo da Operação e Manutenção

Este custo está relacionado com valores pagos pelo usuário durante os anos de vida do projeto para a operação e manutenção de cada componente do sistema, ou seja, despesas relacionadas a verificação, a limpeza e a testes de rotina. Na sua grande maioria, os fabricantes fornecem esse valor ou uma margem de valor, que geralmente está entre 1 % a 3 % do valor do equipamento. Esse custo também agrega os valores da energia consumida da concessionária pelo usuário.

3.3.4 Valor Residual

Esse valor está relacionado ao valor que os componentes que ainda estão em condições de uso possuem no final da vida útil do projeto. Esse custo possui algumas maneiras de ser calculado. O programa HOMER utiliza a seguinte expressão (9) (LAMBERT et al., 2006).

$$V_{res} = C_{rep} \frac{R_{rem}}{R_{comp}} \quad (9)$$

onde:

V_{res} é o valor residual (R\$);

C_{rep} é o custo de reposição do equipamento (R\$);

R_{rem} tempo remanescente de vida do componente (anos);

R_{comp} é o tempo de vida útil do componente (anos).

3.4 Simulação

A metodologia proposta utilizou o *software* HOMER *Energy Grid Version* x64 1.2.7 para simular o sistema de fornecimento de energia para o consumidor estudado. No processo de simulação, o HOMER avalia todas as possíveis combinações dos componentes determinados pelo usuário realizando a busca exaustiva, e simula o funcionamento do sistema de fornecimento residencial efetuando cálculos energéticos e avaliando as 8760 horas de cada

ano para toda a vida útil do projeto. Para cada hora, ele compara o consumo de energia da residência com a energia que o sistema pode fornecer naquela hora, e calcula a energia que entra e sai em cada componente. Finalmente, enumera todos os sistemas que conseguem suprir a demanda de energia elétrica do consumidor estudado, sendo o sistema ótimo aquele com menor VPL.

4 ESTUDOS DE CASO E RESULTADOS

Neste capítulo, são apresentados os estudos de caso realizados e os resultados obtidos por meio da metodologia proposta para a minimização dos gastos com a energia elétrica para duas faixas de consumidores residenciais da cidade de Porto Alegre, Rio Grande do Sul.

4.1 Parâmetros da Simulação

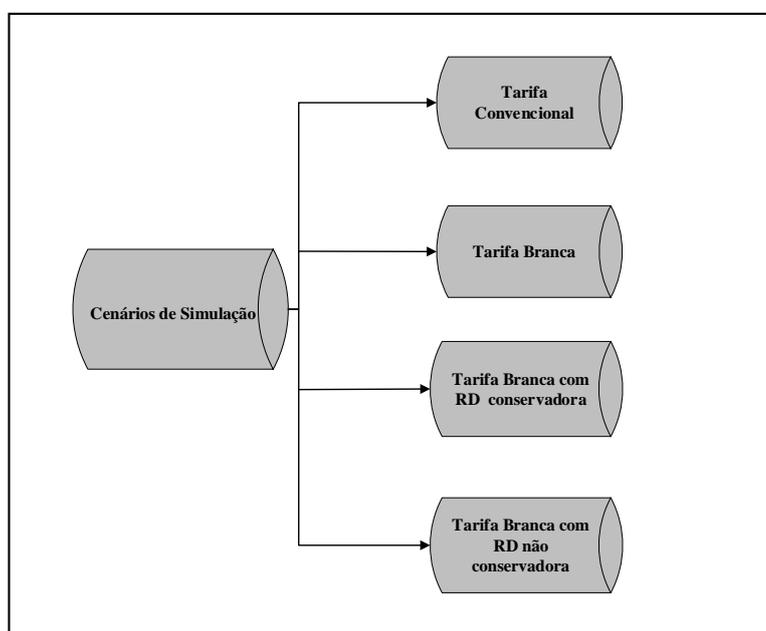
Para analisar a metodologia proposta foram considerados quatro cenários, sendo eles: cenário com tarifa convencional, cenário com tarifa branca, cenário com tarifa branca e RD conservadora e cenário com tarifa branca e RD não conservadora. A nomenclatura conservador/não conservador está associada a porcentagem do consumo dos equipamentos selecionados que foram deslocados, ou seja, em um cenário conservador, apenas 50 % do consumo dos aparelhos selecionados foi deslocado do horário de ponta, e no cenário não conservador, 100 % do consumo dos aparelhos selecionados foi deslocado do horário de ponta. Esses quatro cenários foram simulados para unidades de duas faixas de consumo: faixa de consumo mensal de 220 kWh até 500 kWh e faixa de consumo mensal de 500 kWh até 1000 kWh, totalizando oito estudos de casos.

A Figura 10 apresenta a relação dos estudos de casos. O primeiro e o segundo cenário consideram, respectivamente, o uso das tarifas convencional e branca sem alterar os hábitos de consumo do consumidor. O terceiro e o quarto cenário adotam a tarifa branca, porém consideram mudanças nos hábitos de consumo dos consumidores.

A tarifa branca tem um valor mais oneroso da energia elétrica no horário de ponta, que ocorre, no caso da CEEE-D, entre 18 e 21 horas. Por isso, muitas vezes, esse tipo de tarifa horária faz o consumidor modificar o horário de consumo de alguns equipamentos. Nesse estudo, nos cenários com mudança de hábitos, o chuveiro elétrico e o ar-condicionado tiveram seus horários de uso modificados. Essa mudança foi realizada da seguinte forma: no terceiro cenário, que possui uma RD conservadora, apenas 50 % do consumo desses aparelhos foi

deslocado, e no quarto cenário, que possui uma RD não conservadora, 100 % do consumo desses aparelhos foi deslocado. Nos dois casos, tanto o conservador como o não conservador, metade do consumo foi deslocado para antes do horário de ponta (das 15 às 17 horas) e a outra metade do consumo deslocado para depois do horário de ponta (das 22 às 24 horas). Assim, a concentração de consumo existente nas três horas do horário de ponta foi redistribuída em quatro horas fora do horário de ponta. Todos os cenários estudados podem ser alimentados com energia elétrica proveniente da rede de distribuição ou da GD, nesse caso energia fotovoltaica. Nos casos que tiverem a presença de bateria, ela também poderá alimentar o consumidor.

Figura 10 - Relação de Estudos de Casos



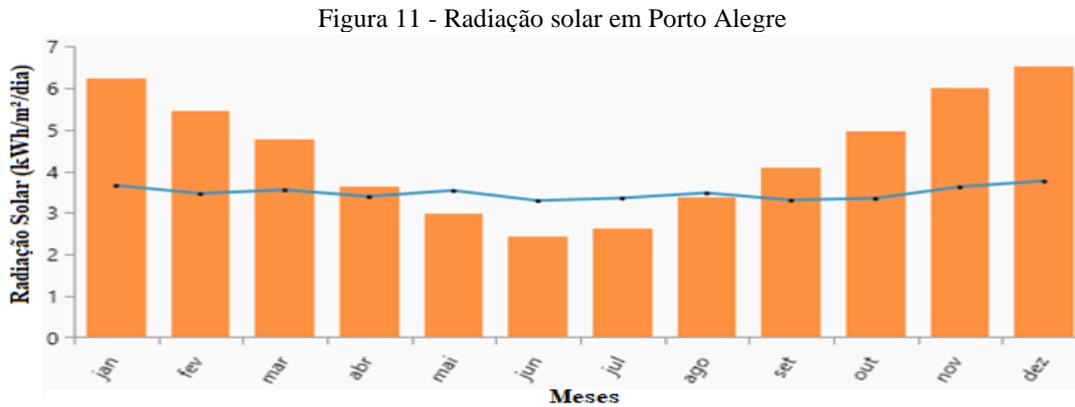
Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

Para a utilização Geração Distribuída, é necessária a escolha dos componentes do sistema de geração de energia que atendam às necessidades técnicas e econômicas do projeto. Selecionar o painel fotovoltaico, inversor, controlador de carga e a bateria é um dos passos fundamentais para a execução dos estudos de casos.

4.1.1 Painel Fotovoltaico

A partir dos dados de latitude e longitude, o *Software* HOMER, busca no banco de dados da NASA a irradiação solar em cada hora do dia e as temperaturas da localidade. As

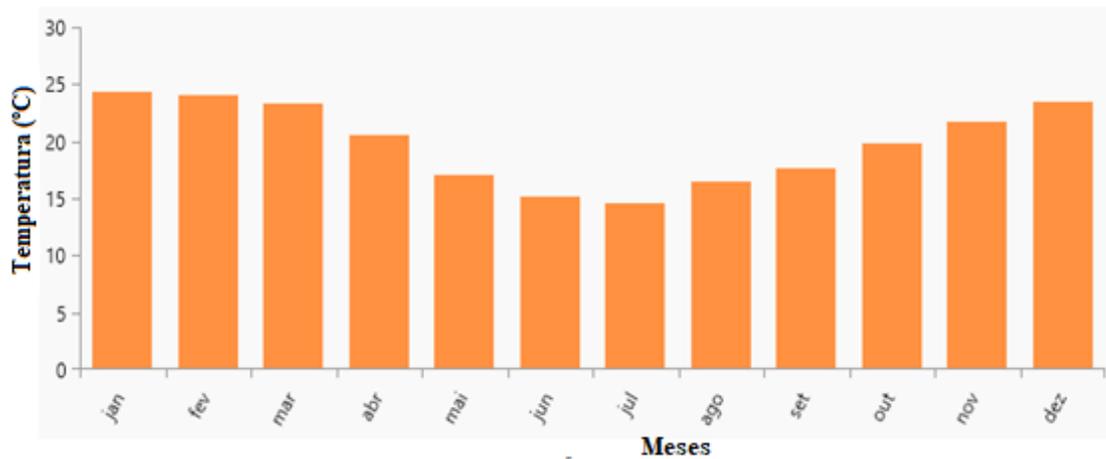
simulações utilizadas fizeram uso dos dados de radiação solar da cidade de Porto Alegre, Rio Grande do Sul, mostrado na Figura 11 .



Fonte: elaborado pelo autor (2019)

O valor da temperatura é um dos dados fundamentais, visto que ela é um dos fatores limitantes para a produção de energia elétrica pelo painel solar. Dessa forma, a apresenta o valor médio nos 12 meses do ano na cidade de Porto Alegre, Rio Grande do Sul (Figura 12).

Figura 12 – Temperatura média mensal em Porto Alegre



Fonte: elaborado pelo autor (2019)

Fonte:

O painel fotovoltaico utilizado foi o modelo genérico do tipo policristalino com 72 células, com 0,325 kW de potência, custa R\$ 900,00 e possui um custo de R\$ 18,00 por ano em manutenção e operação. A vida útil deste componente é de 25 anos e, sendo o equipamento com maior vida útil, determinou a vida útil final do projeto de 25 anos. O Quadro 2 apresenta os dados técnicos e econômicos referentes ao painel selecionado.

Quadro 2 – Dados técnicos e econômicos do painel fotovoltaico

Painel Fotovoltaico Genérico – 325W			
Dados Econômicos		Dados Técnicos	
Custo do Painel (R\$)	900,00	Potência Nominal máx (Pmax)	325 W
Custo da reposição (R\$)	900,00	Tensão Operacional opt. (Vmp)	37 V
		Corrente Operacional opt. (Imp)	8,78A
Custo de Manutenção e Operação (R\$/ano)	18,00	Tensão Circuito Aberto (Voc)	45,5V
		Eficiência do Módulo	16,72%
		Temperatura Operacional	-40°C ~ +85°C
		Tempo de Vida	25 anos

Fonte: elaborado pelo autor (2019)

4.1.2 Bateria

A bateria escolhida para o estudo foi o modelo genérico, que é do tipo íon de lítio. Associada à bateria, o fabricante disponibiliza um controlador de carga para o carregamento da bateria, sendo que este opera em 48 V. Este conjunto bateria/carregador custa R\$ 8000,00 e tem o seu valor de reposição semelhante ao valor inicial. A vida útil desse armazenador é de 10 anos. De acordo com o fabricante, possui um valor de operação e manutenção em cerca de R\$ 160,00 por ano, como pode ser visto no Quadro 3 . A profundidade de descarga da bateria é de 10,2 %.

Quadro 3 - Dados técnicos e econômicos do armazenador

Bateria Genérica – 48V			
Dados Econômicos		Dados Técnicos	
Custo do Conjunto (R\$)	8.000,00	Capacidade Nominal	9,8 kWh
Custo da Reposição (R\$)	8.000,00	Capacidade Utilizável	8,8 kWh
		Tensão Nominal	51,8 V
Custo de Manutenção e Operação (R\$/ano)	160,00	Capacidade	189 Ah
		Faixa de Tensão	37 V ~58.8 V
		Temperatura Operacional	-10°C ~ +45°C
		Tempo de Vida	10 anos

Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

4.1.3 Conversor CC/CA – Inversor

Os estudos de casos fizeram uso de dois modelos genéricos de inversores. Para consumidores na faixa de consumo mensal de 220 kWh até 500 kWh, foi utilizado um modelo de potência de 3 kW e, para os consumidores na faixa de consumo mensal de 500 kWh até 1000 kWh, foi utilizado um modelo de potência de 8 kW. Estes equipamentos, além da função básica de um inversor ou conversor CC/CA, fazem também uma sincronização com a rede pública de eletricidade. Dessa forma, garantem que a energia solar produzida seja fornecida exatamente como aquela que é recebida da rede elétrica. O Quadro 4 apresenta os dados técnicos e econômicos dos dois modelos de inversores utilizados.

Quadro 4 - Dados técnicos e econômicos do inversor

Inversores Genéricos		
Dados Técnicos	Inversor 3 kW	Inversor 8 kW
Faixa de Tensão de Entrada	35 V ~ 68 V	37 V ~ 64 V
Faixa de Tensão de Saída	240 V (211 V – 264 V)	230 V (210 V – 260 V)
Frequência de Saída	50/60 Hz	50/60 Hz
Potência de Saída	3.000 W	8.000 W
Eficiência	95 %	95 %
Dados Econômicos	Inversor 3 kW	Inversor 8 kW
Custo do Inversor (R\$)	4.000,00	6.000,00
Custo da reposição do Inversor (R\$)	4.000,00	6.000,00
Custo de Manutenção e Operação do Inversor (R\$/ano)	80,00	120,00
Vida Útil	10 anos	10 anos

Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

4.2 Análise dos Gastos da Energia Elétrica em Diferentes Cenários de Estudo

Esses estudos de casos foram realizados com auxílio da distribuidora CEEE-D, que é uma das responsáveis pela distribuição da energia elétrica no Estado do Rio Grande do Sul. Foram analisadas as curvas de cargas típicas de consumidores da capital Porto Alegre, que foram classificadas por faixas de consumo. Foram elaboradas duas curvas de cargas para cada faixa de consumo: uma curva de carga que representa o consumo nos dias úteis e uma curva de carga que representa o consumo em finais de semana e feriados. Essas curvas foram obtidas com dados de consumo de clientes pertencentes a um alimentador da cidade de Porto Alegre pelo período de seis meses, dando origem a um consumidor modelo para cada faixa de consumo. Nesse estudo, foram analisados os consumidores modelos de duas faixas de consumo: faixa de consumo mensal de 220 kWh até 500 kWh e a faixa de consumo mensal de 500 kWh até 1000 kWh. As curvas de cargas típicas utilizadas no estudo sofrem mudanças causadas por uma variação randômica. As duas faixas de consumo, como mencionando anteriormente, tiveram quatro situações analisadas nos estudos de casos, sendo elas

diferenciadas pelo tipo de tarifação utilizada e uma possível Resposta à Demanda associada à tarifa horária utilizada, sendo, nesse estudo, utilizada a tarifa branca.

Foram utilizados nos estudos de casos os valores tarifários informados na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.484, do dia 22 de novembro de 2018, para a distribuidora CEEE-D, os quais estão apresentados no Quadro 5.

Quadro 5 - Tarifas de Energia Elétrica Baixa Tensão – em R\$/kWh sem impostos

Subgrupo	Classe	Aliquota ICMS	Valor kWh			
			Modalidade Convencional	Modalidade Horária Branca		
				Ponta	Intermediário	Fora Ponta
B1	Residencial Baixa Renda até 30 kWh	Até 50 kWh	0,174979	Não se aplica		
	Residencial Baixa Renda 31-100 kWh	12%	0,299964			
	Residencial Baixa Renda 101-220 kWh	Acima de 50 kWh	0,449946			
	Residencial Baixa Renda acima de 220 kWh		0,499940			
	Residencial Convencional	30%	0,547600			
B2	Rural Sem CPR	30%	0,383320	0,670980	0,437700	0,328210
	Rural Com CPR	Diferido				
	Rural Irrigante/Hor. Especial (Art.53 L REN 414)					
B3	Industrial - Reconhecido pela SEFAZ-RS	18%	0,547600	1,036750	0,672220	0,484520
	Industrial	30%				
	Comercial					
	Poder Público					
	Serviço Público					
B4	Iluminação Pública - Rede de distribuição	20%	0,301180	Não se aplica		

Fonte: ANEEL (2018)

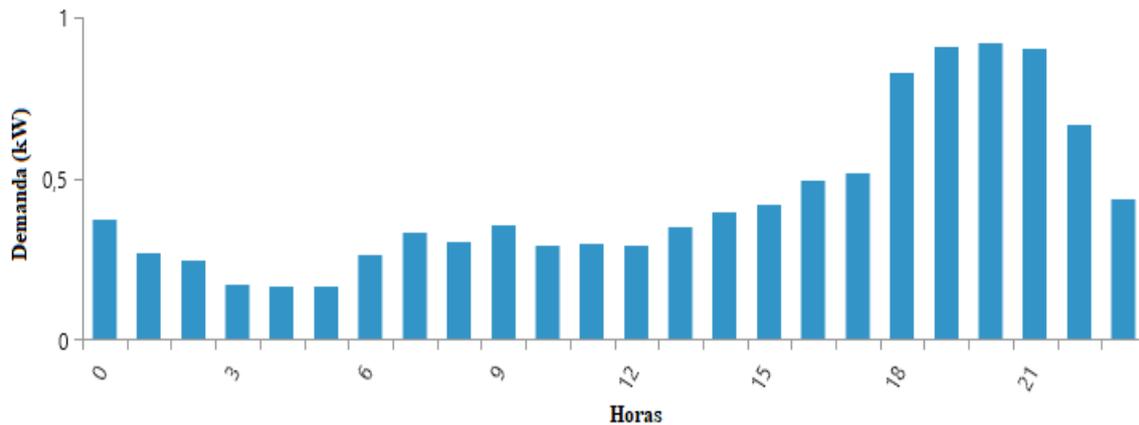
Os valores em R\$/kWh apresentados no não possuem os impostos acrescidos ao seu valor, pois os tributos Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) possuem grandes variações de valores, de acordo com o mês tarifado. Desta forma, neste estudo, esses dois impostos foram desconsiderados, sendo considerado apenas o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), que é definido pela própria regulamentação, e que, no caso dos clientes estudados, é de 30 %. O valor final da tarifa é calculado utilizando a seguinte expressão:

$$\text{Preço Final} = \frac{\text{Preço Homologado}}{(0,7)} \quad (10)$$

4.2.1 Estudo de Caso do Consumidor na Faixa de 220 kWh até 500 kWh Utilizando Tarifa Convencional

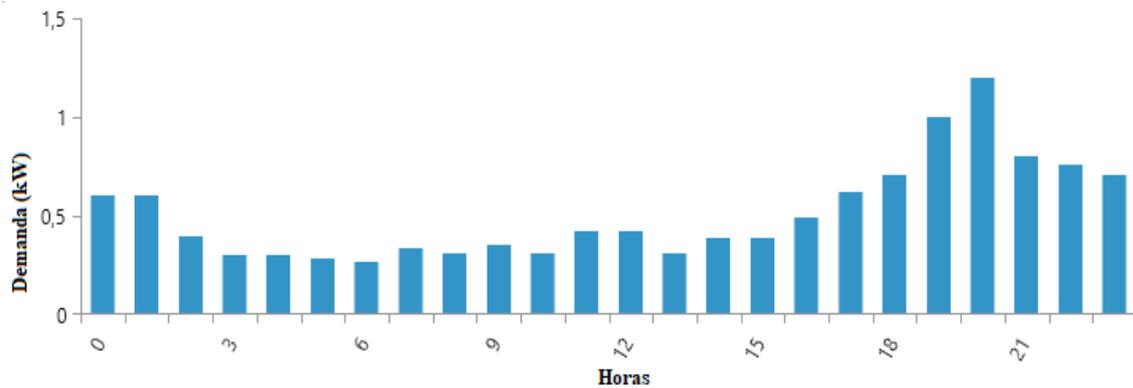
Esse estudo de caso é realizado com um consumidor modelo cujas curvas de carga para dias de semana e final de semana/feriados são apresentadas nas Figuras 13 e 14, respectivamente. A tarifa utilizada nesse cenário é a convencional.

Figura 13 - Perfil Diário – Curva de carga de dias úteis para consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

Figura 14 - Perfil Diário – Curva de carga de finais de semana e feriados para consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

A Figura 15 apresenta a modelagem do fornecimento de energia considerando todas as fontes utilizadas na metodologia proposta.

Figura 15 - Modelagem do sistema de fornecimento considerando GD, baterias e a rede de distribuição.



Fonte: Aliança Fotovoltaica Brasil (2019)

A Tabela 3 apresenta quatro possíveis arquiteturas do sistema residencial. De acordo com a mesma, o mais vantajoso para o cliente seria a que utiliza nove painéis (2,93 kW) e um inversor (3,0 kW), sem a utilização de baterias e com a utilização da rede elétrica de energia com um VPL de R\$ 24.067,00. O uso exclusivo da rede como única fonte de energia elétrica é apresentado na quarta linha da Tabela 3, com um VPL de R\$ 69.304,00. Fazendo um comparativo entre o melhor resultado e o uso exclusivo da rede elétrica, essa última tem um ponto favorável que seria um custo inicial inexistente, visto que a utilização unicamente da energia elétrica fornecida pela concessionária não necessita nenhuma aquisição de equipamentos pelo consumidor. A segunda arquitetura com melhor resultado apresentado seria semelhante a primeira arquitetura, porém com o uso de uma bateria, fato esse que pode ser considerado pelo cliente, pois esse tipo de equipamento pode fornecer ao consumidor a possibilidade da utilização da energia elétrica em situações de interrupção de fornecimento de energia pela concessionária.

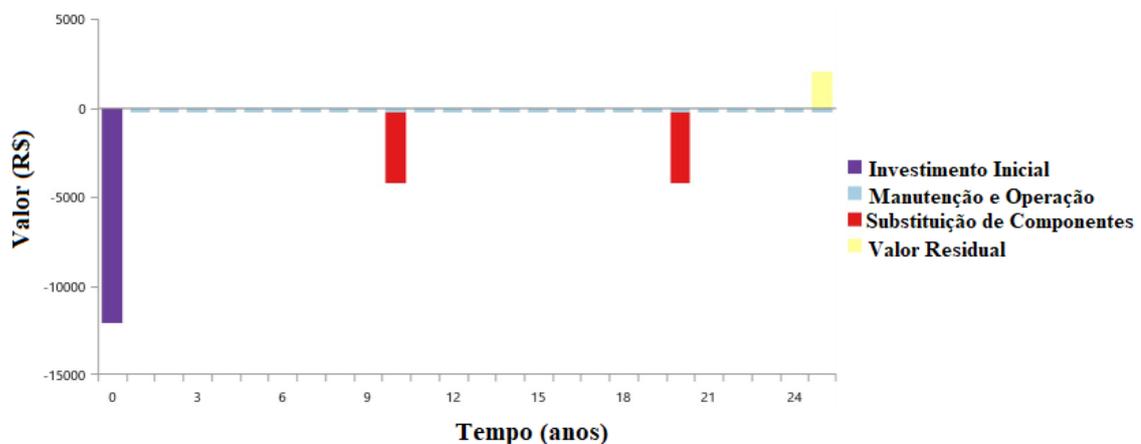
Tabela 3 - Resultados utilizando tarifa convencional para consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh

Arquitetura				Custos		
Painel Solar (kW)	Bateria	Rede	Conversor (kW)	Valor Presente Líquido -VPL (R\$)	Custo de Operação (R\$/ano)	Custo Inicial (R\$)
2,93		X	3,00	24.067,00	482,18	12.100,00
2,93	1	X	3,00	47.959,00	1.123,00	20.100,00
		X		69.304,00	2.793,00	0,00
2,28	1	X	6,00	69.695,00	2.793,00	22.300,00

Fonte: elaborado pelo autor (2019)

O sistema para alimentar o consumidor residencial modelo foi analisado em um período de 25 anos e, dessa forma, o custo do projeto durante o seu tempo de vida útil deve ser considerado para ser determinada a melhor arquitetura do sistema. Na Figura 16, é apresentado o fluxo de caixa do sistema com menor VPL. A ordenada dessa imagem representa os 25 anos do projeto e a abcissa representa os valores relacionados ao projeto em reais: o investimento inicial no primeiro ano, isto é, a aquisição dos componentes (painéis fotovoltaicos e os inversores); os valores de operação, manutenção e substituição dos componentes durante os demais anos do projeto; e o valor referente a energia paga à concessionária. No final do projeto, é apresentado um valor denominado de residual, que é um valor excedente. O inversor que foi substituído no ano 20 teria uma vida útil de 10 anos. Porém, o projeto só tem mais 5 anos após a troca do inversor, tendo assim um valor agregado referente a esses 5 anos em que o inversor ainda poderia ser utilizado.

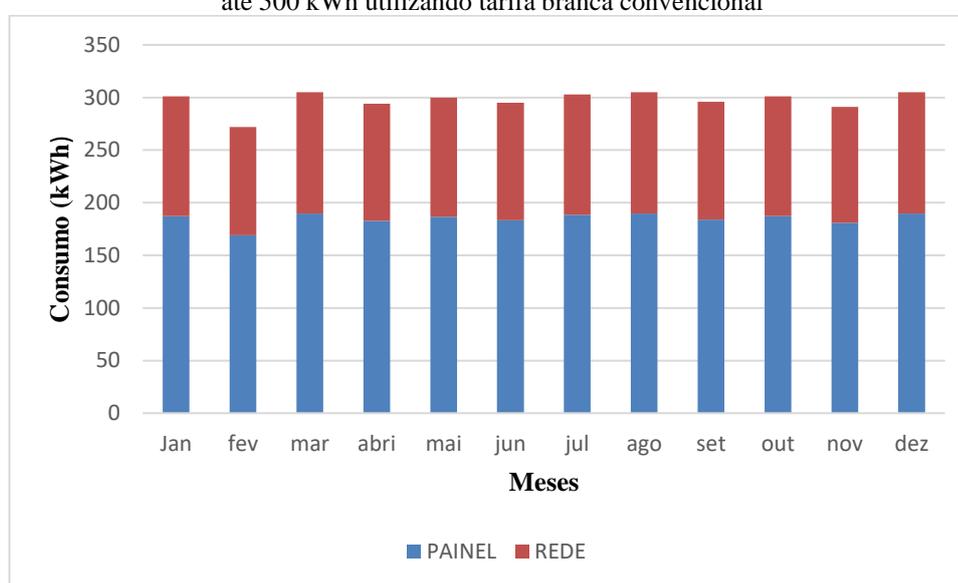
Figura 16 - Fluxo de caixa do consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh utilizando tarifa convencional



Fonte: elaborado pelo autor (2019)

A Figura 17 apresenta a participação da rede elétrica e do sistema fotovoltaico no fornecimento de energia para o consumidor. De acordo com esse gráfico, cerca de 62,2 % da energia utilizada por esse consumidor é proveniente do painel solar e 37,8 %, da rede elétrica de distribuição. Esta Figura também mostra que, de acordo com a irradiação mensal, a geração de energia elétrica do sistema fotovoltaico varia. No mês de junho, por exemplo, a irradiação solar é menor na cidade de Porto Alegre, e a produção de energia elétrica do sistema fotovoltaico diminui. Assim, a necessidade do uso da energia advinda da rede elétrica é maior.

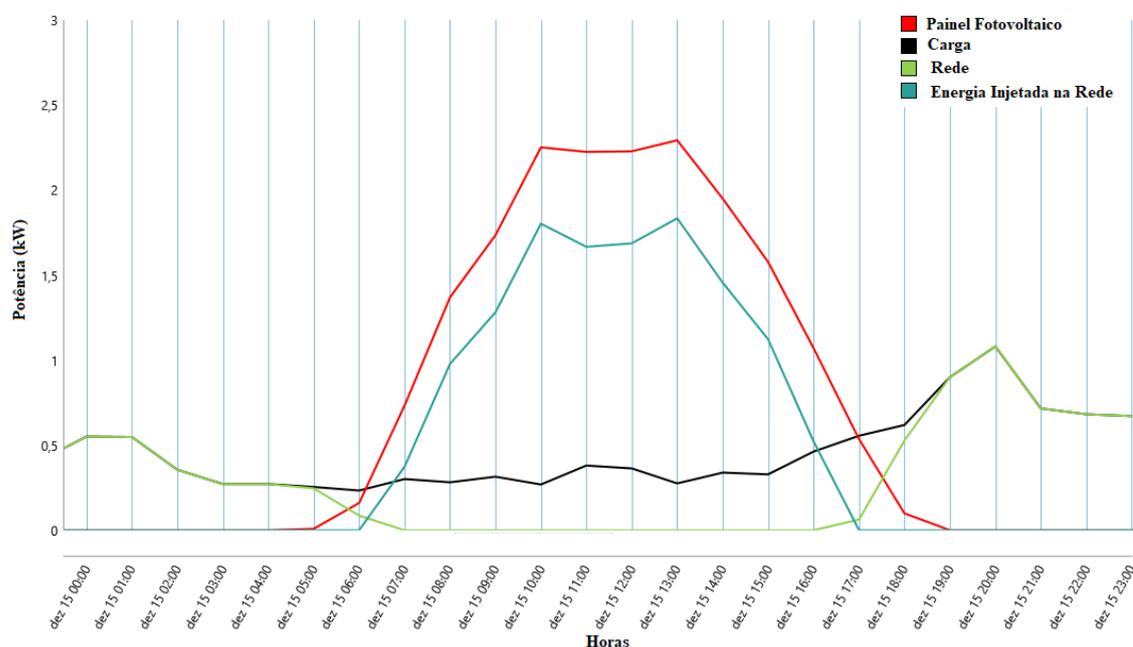
Figura 17 - Composição média da energia elétrica por mês para o consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh utilizando tarifa branca convencional



Fonte: elaborado pelo autor (2019)

A Figura 18 apresenta a curva de carga para um dia de semana, mostrando a participação do sistema fotovoltaico e da concessionária durante um dia típico. Neste caso, o consumidor não possui bateria. Dessa forma, a energia solar tem o seu uso concentrado nas horas de sol das 5 horas da manhã até às 18 horas. No período de maior intensidade solar, entre 7 e 16 horas, o sistema solar é o único fornecedor de energia elétrica e durante a noite, a rede é a única fornecedora de energia. Como o sistema não possui bateria, o excesso de energia produzida pelo sistema fotovoltaico é injetado na rede. Assim, o consumidor consegue uma grande compensação de energia, reduzindo bastante o valor pago a concessionária.

Figura 18 - Comportamento do sistema residencial em um dia típico utilizando tarifa convencional para o consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh



Fonte: elaborado pelo autor (2019)

4.2.2 Estudo de Caso do Consumidor na Faixa de 220 kWh até 500 kWh Utilizando Tarifa Branca

O primeiro caso a ser estudado utilizando a tarifa branca será para o consumidor modelo com o perfil de carga sem nenhuma alteração nos hábitos de consumo. Os dados de entrada referentes à demanda do sistema serão as curvas de carga apresentadas na Figura 13 para dias da semana e na Figura 14 para finais de semana e feriados.

A Tabela 4 apresenta quatro sistemas de fornecimento, ordenados de forma crescente em função do VPL. O sistema com o menor VPL é composto por nove painéis solares, uma bateria, um conversor e a rede elétrica. Esse sistema tem um valor inicial de R\$ 20.100,00 e um VPL de 55.078,00. Para alimentar o mesmo consumidor com a utilização apenas da energia provinda da rede elétrica, o VPL seria cerca de R\$ 73.476,00.

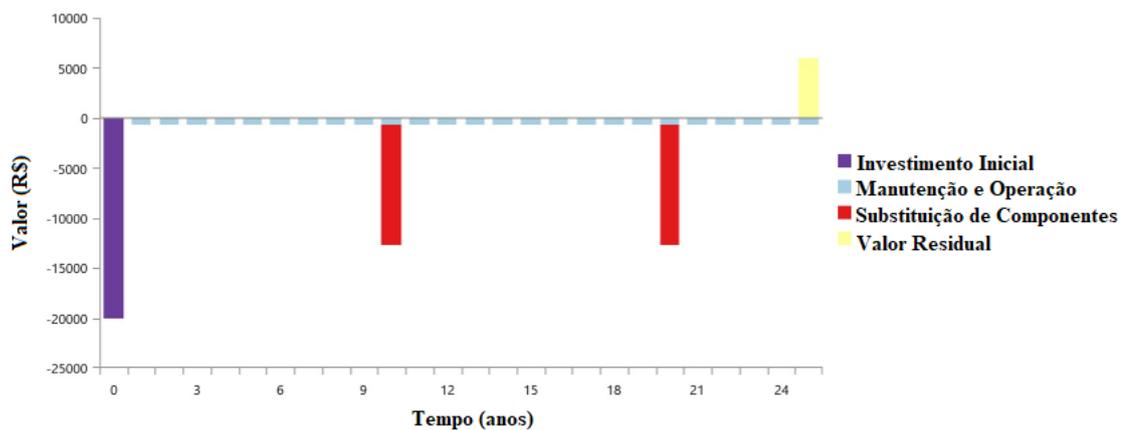
Tabela 4 - Resultados utilizando tarifa branca para o consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh

Arquitetura				Custos		
Painel Solar (kW)	Bateria	Rede	Conversor (kW)	Valor Presente Líquido -VPL (R\$)	Custo de Operação (R\$/ano)	Custo Inicial (R\$)
2,93	1	X	3,00	55.078,00	1.409,00	20.100,00
2,93		X	3,00	56.908,00	1.805,00	12.100,00
		X		73.476,00	2.961,00	0,00
1,30	1	X	3,00	75.830,00	2.427,00	15.600,00

Fonte: elaborado pelo autor (2019)

A Figura 19 apresenta o fluxo de caixa do sistema com menor VPL para o consumidor na faixa de consumo entre 220 kWh até 500 kWh, quando o mesmo utiliza a tarifa branca. O investimento inicial foi de R\$ 20.100,00, que representa aquisição dos componentes (baterias, inversor e painéis fotovoltaicos). A operação e manutenção custam R\$ 1.409,00 por ano e incluem o valor que é pago para a concessionária pela energia fornecida, além da manutenção e operação dos componentes da GD. As substituições de componentes são referentes à reposição da bateria e do inversor a cada dez anos. No final dos 25 anos do projeto, é calculado o valor residual, que é referente aos componentes que ainda possuem vida útil e valor de mercado, que nesse caso ultrapassa o valor de R\$ 5.000,00.

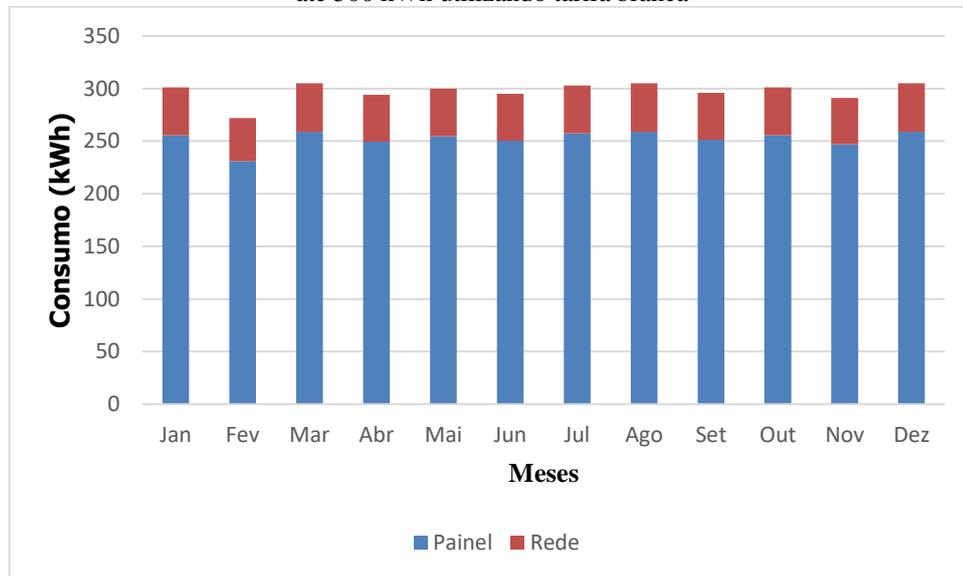
Figura 19 - Fluxo de caixa consumidor na faixa de consumo entre 220 kWh até 500 kWh utilizando tarifa branca



Fonte: elaborado pelo autor (2019)

De acordo com a Figura 20, pode ser observado que 84,9 % da energia utilizada por esse consumidor é advinda dos painéis solares e 15,1 % é proveniente da rede elétrica. Meses como junho e julho possuem uma produção menor de energia solar, pois é nesses meses que a irradiação solar é menor na região simulada.

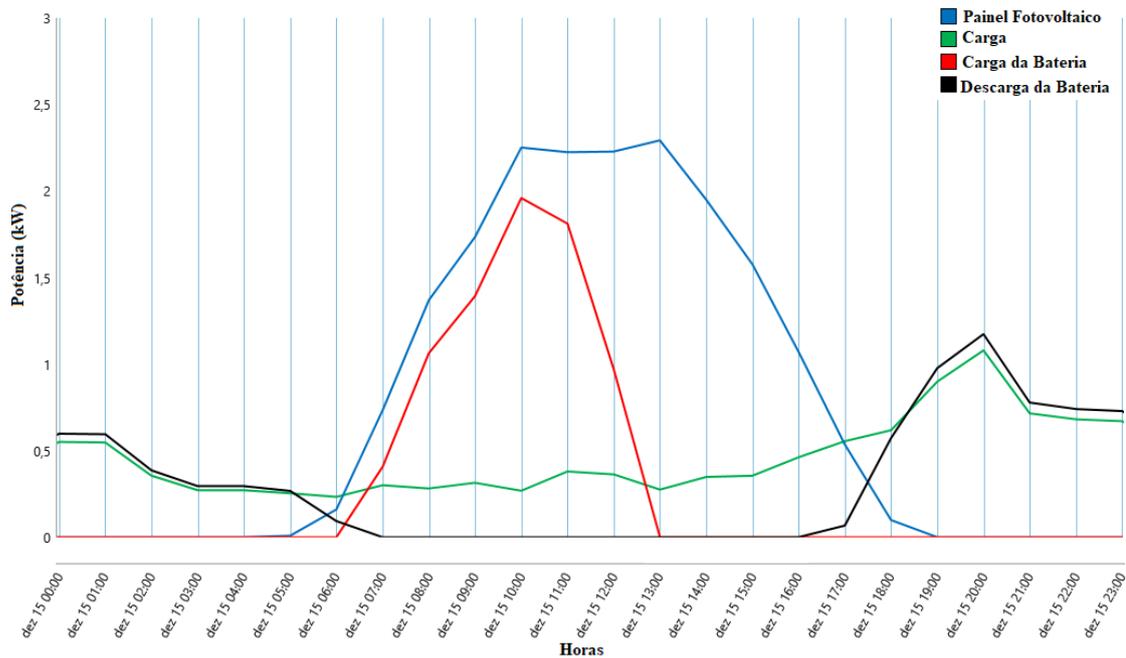
Figura 20 - Composição média da energia elétrica por mês para o consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh utilizando tarifa branca



Fonte: elaborado pelo autor (2019)

A Figura 21 apresenta o comportamento do sistema residencial, no qual a carga (linha verde) consome parte da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos (linha azul). Entretanto, parte da energia produzida é armazenada pela bateria do sistema (linha vermelha). No horário de ponta e intermediário, parte da energia acumulada na bateria é descarregada no sistema, como pode ser observado pela linha preta, que tem sua ascensão em torno das 17 horas.

Figura 21 - Comportamento do sistema residencial em um dia típico utilizando tarifa branca para o consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh

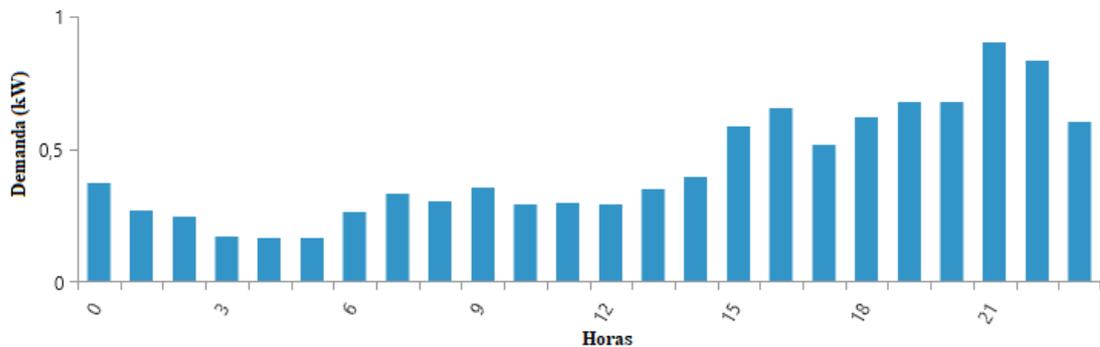


Fonte: elaborado pelo autor (2019)

4.2.3 Estudo de Caso do Consumidor na Faixa de 220 kWh até 500 kWh Utilizando Tarifa Branca com Resposta à Demanda Conservadora

Este cenário tem como propósito analisar o impacto da mudança de hábitos do consumidor devido à utilização da tarifa branca. O cliente analisado teve 50 % do consumo do chuveiro elétrico e do ar condicionado do horário de ponta deslocado para horário fora de ponta. A Figura 22 representa a curva de carga dos dias úteis depois desse deslocamento de demanda.

Figura 22 - Perfil Diário – Curva de carga de dias úteis para consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh com resposta à demanda conservadora



Fonte: elaborado pelo autor (2019)

A Tabela 5 apresenta os possíveis sistemas de fornecimento ordenados em função do VPL. O uso de painéis fotovoltaicos sem o uso de baterias é o que se mostra menos oneroso, com um VPL de R\$ 54.063,00, sendo que o uso somente da rede elétrica apresenta um custo de R\$ 71.674,00 ao longo dos 25 anos de vida do projeto.

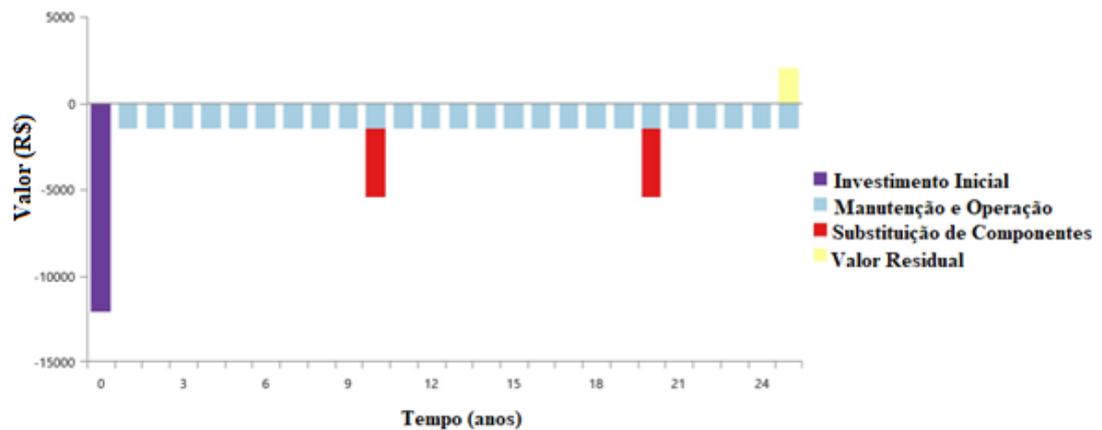
Tabela 5 - Resultados utilizando tarifa branca com resposta à demanda conservadora para consumidores na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh

Arquitetura				Custos		
Painel Solar (kW)	Bateria	Rede	Conversor (kW)	Valor Presente Líquido -VPL (R\$)	Custo de Operação (R\$/ano)	Custo Inicial (R\$)
2,93		X	3,00	54.063,00	1.691,00	12.100,00
2,93	1	X	3,00	54.439,00	1.384,00	20.100,00
		X		71.674,00	2.888,00	0,00
2,93	2	X	3,00	76.969,00	1.969,00	28.100,00

Fonte: elaborado pelo autor (2019)

A Figura 23 apresenta o fluxo de caixa do sistema com menor VPL. De acordo com a Tabela 5, o sistema com o uso de baterias seria o segundo cenário menos oneroso e custaria R\$ 54.439,00. O custo inicial do projeto é de R\$ 12.100,00, e o valor residual de R\$ 1.972,00 também pode ser observado no fluxo de caixa, sendo o mesmo referente ao valor do inversor no final do projeto.

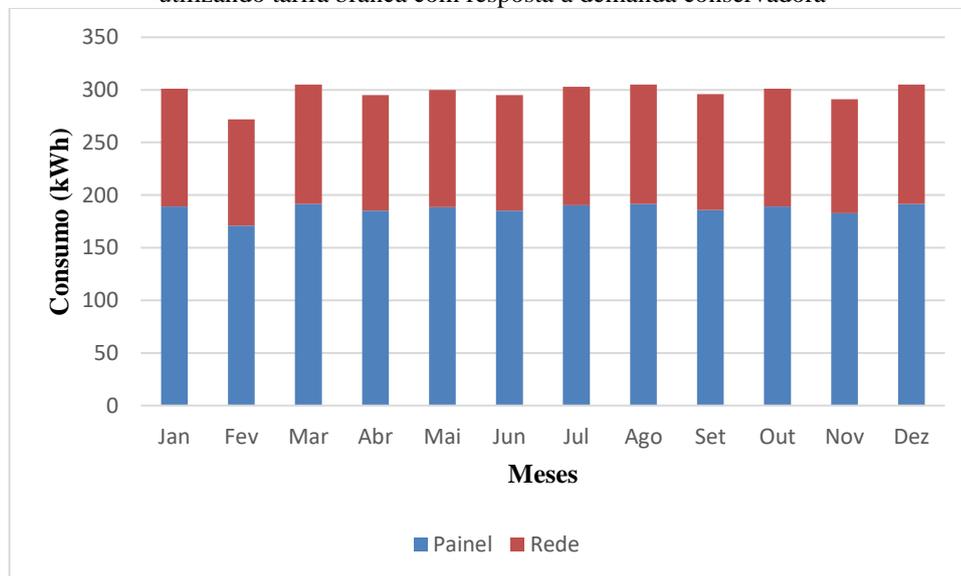
Figura 23 - Fluxo de caixa do consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh utilizando tarifa branca com resposta à demanda conservadora



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

De acordo com a Figura 24, nesse cenário, 62,8 % da energia é proveniente dos painéis solares, sendo a rede de energia elétrica responsável pelos demais 37,2 %.

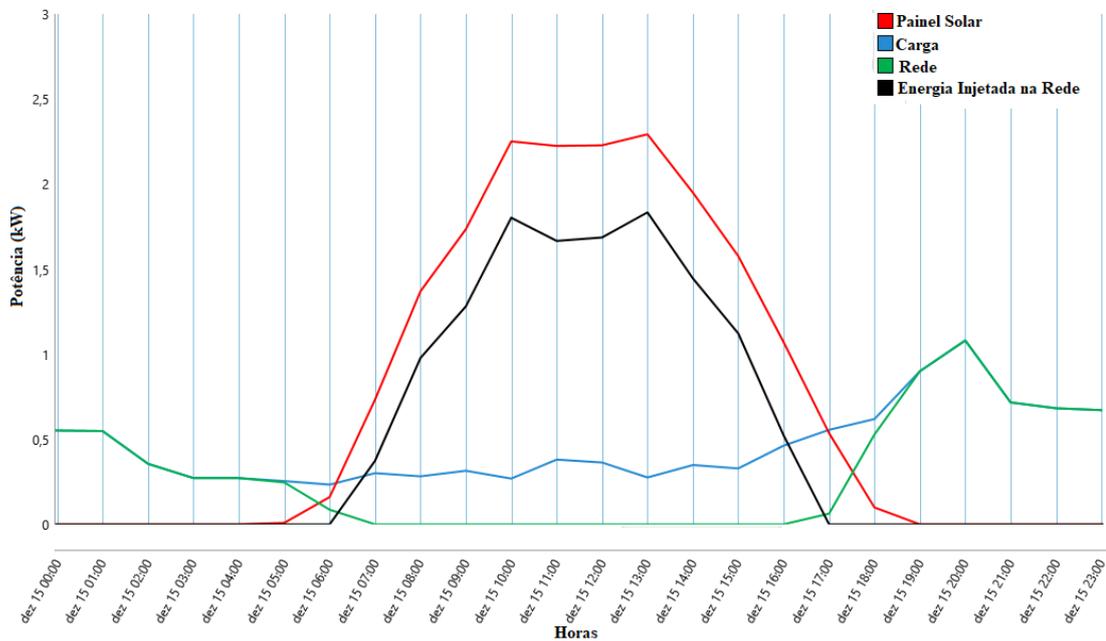
Figura 24 - Composição média da energia elétrica por mês para faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh utilizando tarifa branca com resposta à demanda conservadora



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

Como mostra a Figura 25, a produção de energia pelos painéis fotovoltaicos é responsável pela alimentação da carga no período compreendido entre as 7 e 16 horas, sendo parte da energia produzida, que não foi utilizada, injetada na rede para uma compensação no consumo.

Figura 25 - Comportamento do sistema residencial em um dia típico utilizando tarifa branca com resposta à demanda conservadora para o consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh

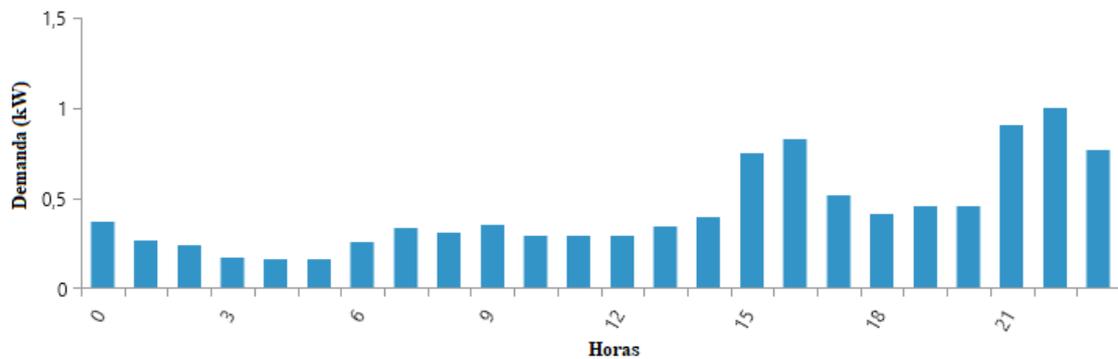


Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

4.2.4 Estudo de Caso do Consumidor na Faixa de 220 kWh até 500 kWh Utilizando Tarifa Branca com Resposta à Demanda Não Conservadora

Esse estudo de caso é semelhante ao anterior, pois o consumidor fará uso da tarifa branca associada a resposta à demanda, porém em um cenário não conservador, uma vez que o uso do chuveiro elétrico e do ar condicionado do horário da ponta serão totalmente deslocados para horários fora da ponta. A Figura 26 mostra a curva de carga desse consumidor com resposta à demanda não conservadora.

Figura 26 - Curva de carga de dias úteis para consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh com resposta à demanda não conservadora



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

Utilizando a tarifação branca associada ao deslocamento de demanda referente aos dois equipamentos selecionados no estudo, pode ser visto na Tabela 6 que o uso de painéis solares sem o uso de baterias representa o sistema com menor VPL, R\$ 51.286,00. O sistema no qual a alimentação do consumidor residencial for exclusivamente da rede elétrica é bem mais oneroso, como aconteceu nos cenários já apresentados, sendo nesse caso em torno de R\$ 69.915,00.

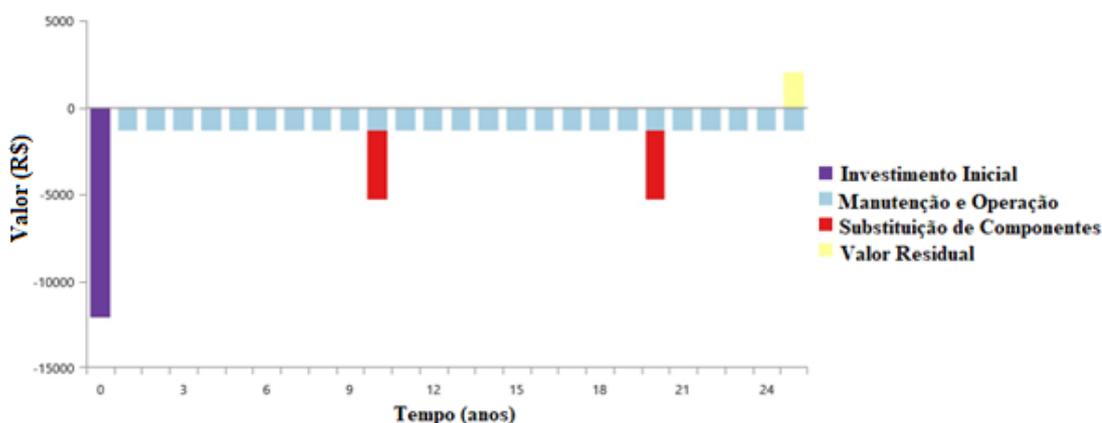
Tabela 6 - Resultados utilizando tarifa branca com resposta à demanda não conservadora para consumidores na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh

Arquitetura				Custos		
Painel Solar (kW)	Bateria	Rede	Conversor (kW)	Valor Presente Líquido -VPL (R\$)	Custo de Operação (R\$/ano)	Custo Inicial (R\$)
2,93		X	3,00	51.286,00	1.579,00	12.100,00
2,93	1	X	3,00	53.824,00	1.359,00	20.100,00
		X		69.915,00	2.817,00	0,00
1,3	1	X	3,00	75.263,00	2.404,00	15.600,00

Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

O fluxo de caixa apresentado na Figura 27 mostra o caso com o menor VPL. O investimento inicial foi de R\$ 12.100,00 e o custo de operação e manutenção desse projeto foi de R\$ 1.579,00 por ano. Como pode ser observado no fluxo de caixa, a reposição do inversor foi realizada em dois momentos e o valor residual desse projeto foi de R\$ 1.972,00.

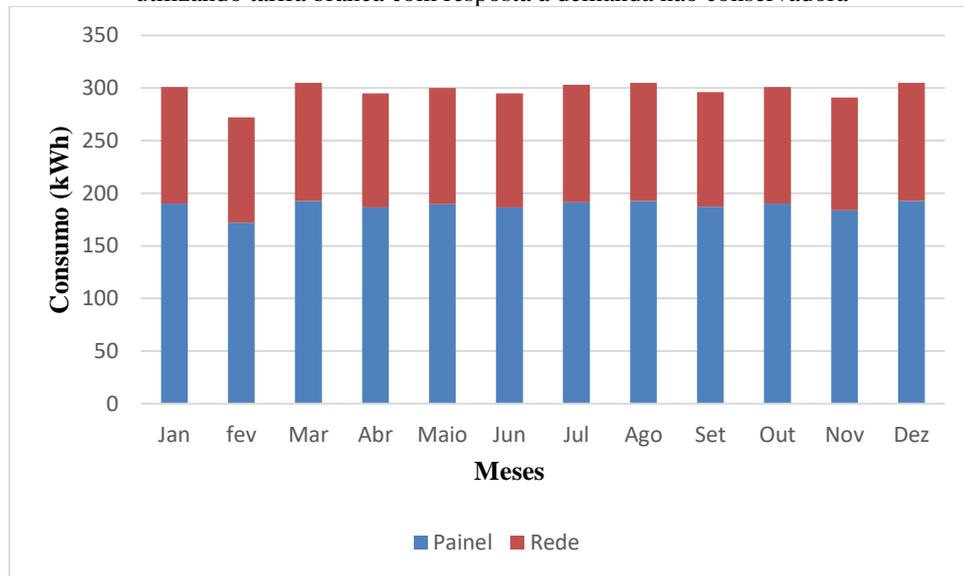
Figura 27 - Fluxo de caixa do consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh utilizando tarifa branca com resposta à demanda não conservadora



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

A Figura 28 apresenta a participação dos fornecedores de energia elétrica para o sistema estudado. Cerca de 63,2 % da energia é obtida do sistema fotovoltaico e os 36,8 % restantes são fornecidos pela rede elétrica da distribuidora.

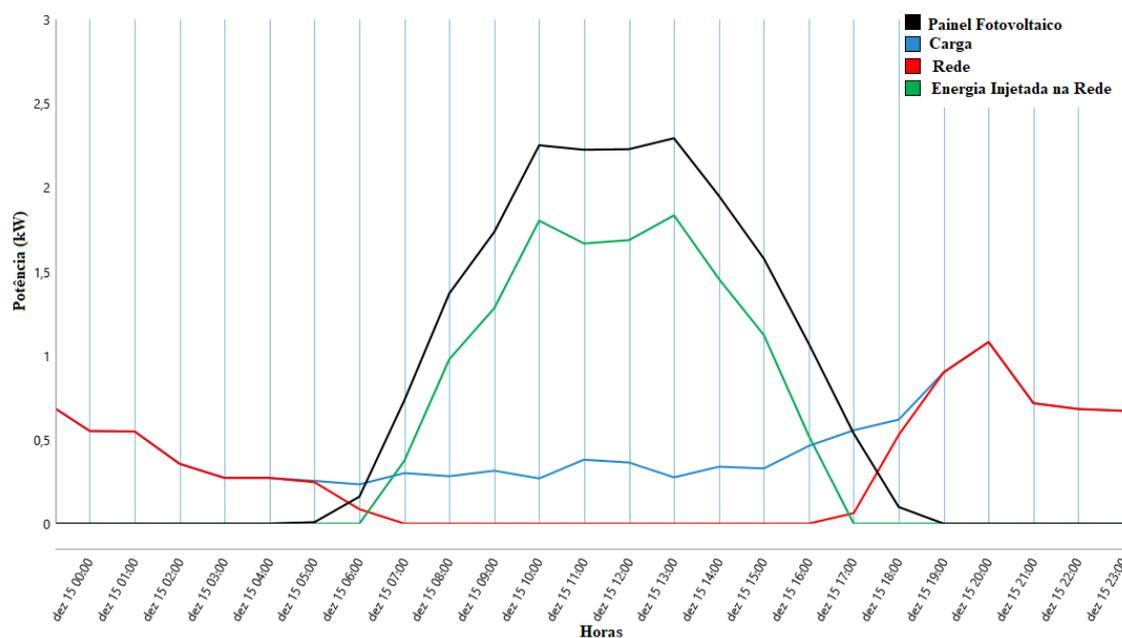
Figura 28 - Composição média de eletricidade por mês para faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh utilizando tarifa branca com resposta à demanda não conservadora



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

Este sistema, como esperado, por utilizar a tarifa branca, apresenta um valor de energia elétrica mais oneroso entre as 17 e 22 horas. Para atender o consumidor durante o período diurno, o sistema fotovoltaico é utilizado, e a energia produzida em excesso é injetada na rede para ser compensada em horários no qual a produção de energia solar é inexistente, como pode ser observado na Figura 29.

Figura 29 - Comportamento do sistema residencial em um dia típico utilizando tarifa branca com resposta à demanda não conservadora para o consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

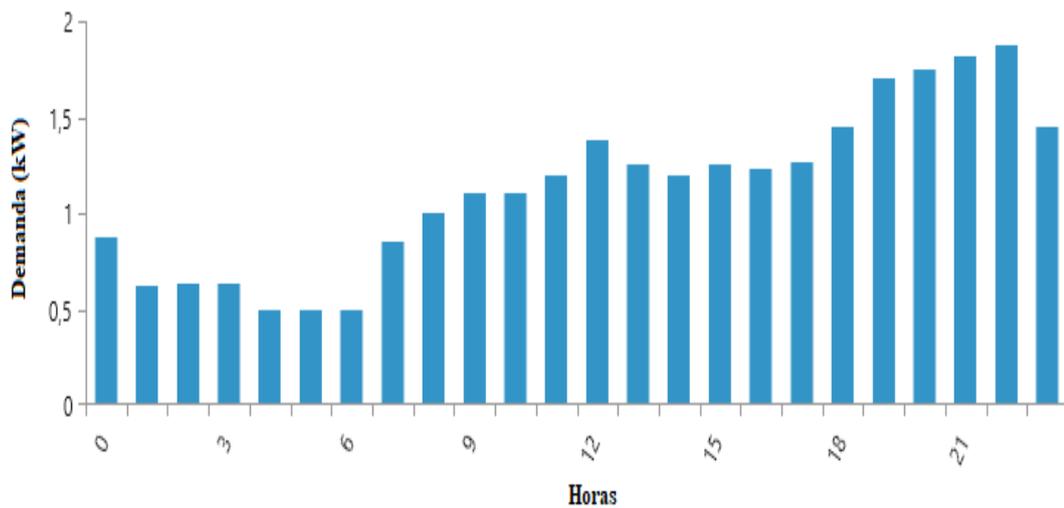
4.2.4.1 Análise dos Consumidores na Faixa de Consumo de 220 kWh até 500 kWh

Fazendo uma análise dos resultados encontrados para o consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh quando aplicado a tarifa convencional, a tarifa branca ou a tarifa branca associada a uma resposta à demanda, pode ser inferido que o uso da tarifa branca não é vantajoso para esse consumidor. Mesmo no caso no qual houve uma RD não conservadora, com o deslocamento de toda a demanda dos dois equipamentos que são grandes responsáveis pelo alto consumo de energia elétrica, o resultado do VPL não se tornou atrativo, pois utilizando apenas a rede elétrica de distribuição como fonte de energia, o VPL na tarifa convencional seria de R\$ 69.304,00, e utilizando a tarifa branca com uma resposta à demanda não conservadora seria de R\$ 69.915,00. Os estudos de casos comprovaram o que já é difundido na área da geração de energia elétrica: que o uso de GD é rentável. Nos casos estudados, o VPL do uso exclusivo da energia provida da concessionária chega a ser o dobro do VPL encontrado para os casos com uso de GD com utilização ou não de baterias.

4.2.5 Estudo de Caso do Consumidor na Faixa de 500 kWh até 1000 kWh Utilizando Tarifa Convencional

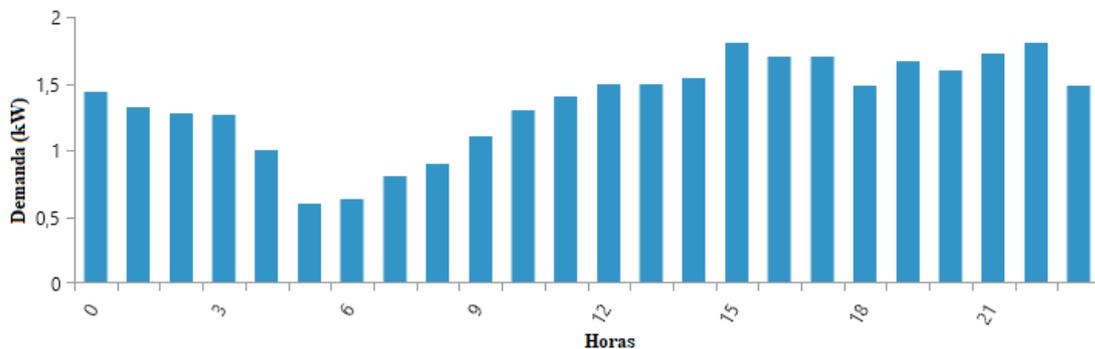
Semelhante aos estudos de casos realizados com o consumidor na faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh serão analisados diferentes cenários para o consumidor modelo da faixa de consumo mensal de 500 kWh até 1000 kWh. A primeira análise feita será utilizando a tarifa convencional para esse grupo. Para realizar esse estudo de caso, serão utilizados os dados das curvas de cargas da Figura 30, referentes aos dias úteis e da Figura 31, que representa os finais de semana e feriados.

Figura 30 - Perfil diário - Curva de carga de dias úteis para consumidor na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

Figura 31 - Perfil Diário – Curva de carga de finais de semana e feriados para consumidor na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

A Figura 32 apresenta a modelagem do consumidor analisado nessa faixa de consumo.

Figura 32 - Modelagem do sistema do consumidor modelo na faixa de consumo mensal de 500 kWh até 1000 kWh



Fonte: Aliança Fotovoltaica Brasil (2019)

Foi simulado o uso da tarifa convencional de energia elétrica associado a um possível uso de energia solar fotovoltaica.

A Tabela 7 apresenta o resultado desse estudo de caso, no qual o sistema de fornecimento com menor VPL para esse consumidor seria o uso de energia solar sem a utilização de baterias, com um VPL de R\$ 50.240,00. No entanto, a segunda opção com menor VPL seria mais onerosa, R\$ 74.133,00, mas proporcionaria ao cliente uma confiabilidade maior, pois se ocorrer alguma interrupção de fornecimento de energia elétrica, o uso do armazenador de energia seria de grande importância.

Tabela 7 - Resultados utilizando tarifa convencional para consumidores na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh

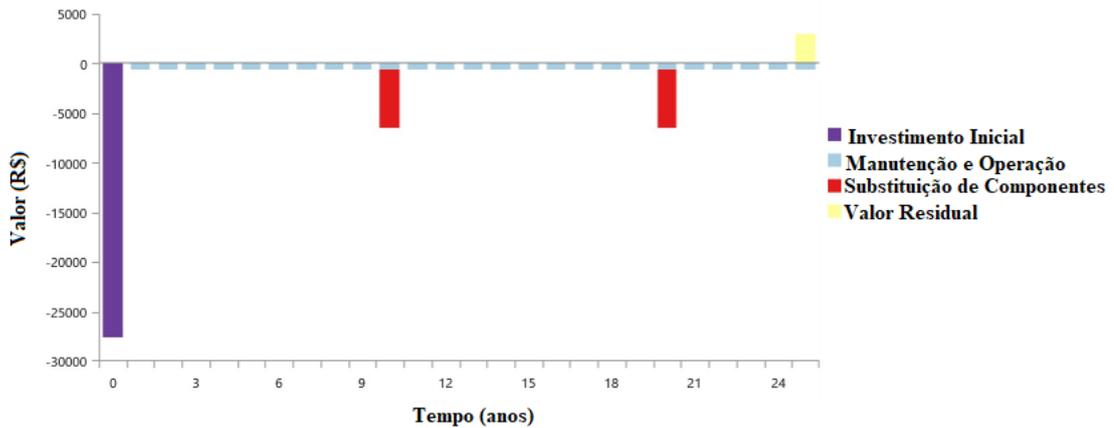
Arquitetura				Custos		
Painel Solar (kW)	Bateria	Rede	Conversor (kW)	Valor Presente Líquido - VPL (R\$)	Custo de Operação (R\$/ano)	Custo Inicial (R\$)
7,80		X	8,00	50.240,00	912,27	27.600,00
7,80	1	X	8,00	74.133,00	1.553,00	35.600,00
		X		202.172,00	8.146,00	0,00
10,1	6	X	8,00	203.021,00	4.880,00	81.900,00

Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

Como apresentado na Tabela 7, o sistema que faz uso da rede elétrica associado a energia fotovoltaica possui um custo inicial de R\$ 27.600,00 e um custo de operação anual de R\$ 912,27, o qual é o somatório das despesas associadas ao uso dos componentes de geração

de energia solar e do valor da energia elétrica fornecida pela concessionária. Nesse caso, o valor residual de R\$ 2.958,00 seria a representação do valor que o investidor ainda possui no final dos 25 anos, como pode ser observado na Figura 33.

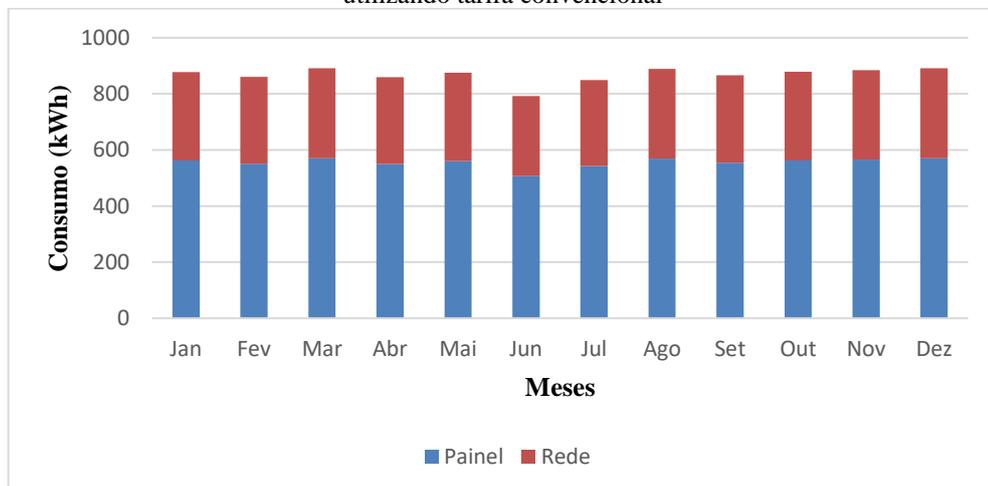
Figura 33 - Fluxo de caixa do consumidor na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh utilizando tarifa convencional



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

A demanda de energia elétrica nessa faixa de consumo é superior a faixa de consumo analisada anteriormente. Dessa forma, o número de painéis é superior. A Figura 34 apresenta a diferença da participação do painel solar nos meses do ano, com uma menor participação em meses com uma irradiação solar menor, como nos meses de junho e julho. Os painéis fotovoltaicos conseguem suprir 64 % da energia utilizado pelo consumidor e a concessionária de distribuição 36 %.

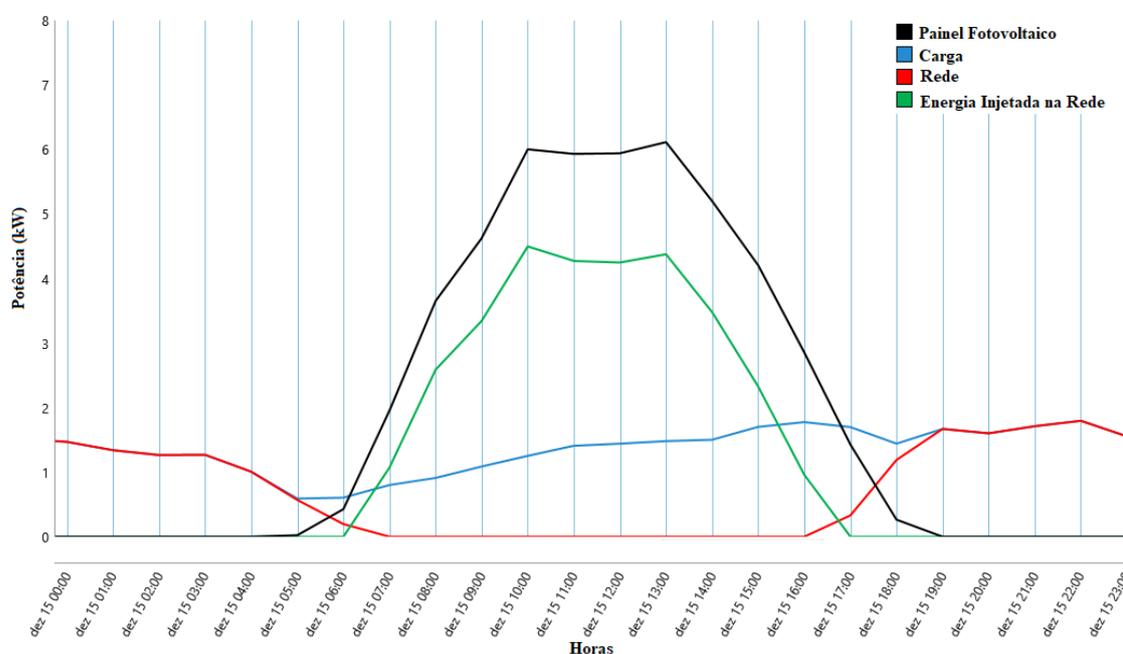
Figura 34 - Composição média da energia elétrica por mês para faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh utilizando tarifa convencional



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

A produção de energia pelos painéis fotovoltaicos ocorre durante o período diurno e, analisando um dia típico, pode ser observado na Figura 35 que entre 7 e 15 horas, o consumidor é alimentado apenas pela energia elétrica produzida pelos painéis fotovoltaicos e parte da energia produzida pelos painéis e não consumida é injetada na rede. Como o sistema não possui baterias, no período noturno, a rede é a única fonte de energia elétrica, e assim pode ser vista a sobreposição da curva de carga e a curva de fornecimento da rede.

Figura 35 - Comportamento do sistema residencial em um dia típico utilizando tarifa convencional para o consumidor na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

4.2.6 Estudo de Caso do Consumidor na Faixa de 500 kWh até 1000 kWh Utilizando Tarifa Branca

A Tabela 8 apresenta os resultados da simulação do consumidor que faz uso da tarifa branca e tem a possibilidade de utilizar a energia fotovoltaica na sua matriz energética. Os dados de entrada referentes à demanda do sistema serão as curvas de carga apresentadas na Figura 30 para dias da semana e na Figura 31 para finais de semana e feriados.

De acordo com o *software* HOMER, o sistema com menor VPL para esse consumidor está composto por vinte e cinco painéis solares, uma bateria e um conversor, com um VPL de R\$ 103.619,00. Este sistema é bem mais econômico que utilizar apenas a rede elétrica de

distribuição, pois a mesma, de acordo com acordo com a Tabela 8, teria um VPL de R\$ 203.555,00.

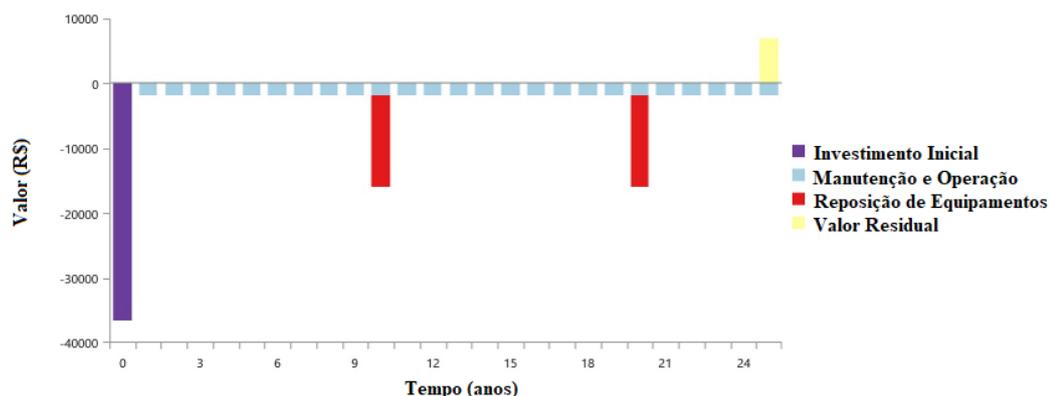
Tabela 8 - Resultados utilizando tarifa branca para consumidores na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh

Arquitetura				Custos		
Painel Solar (kW)	Bateria	Rede	Conversor (kW)	Valor Presente Líquido -VPL (R\$)	Custo de Operação (R\$/ano)	Custo Inicial (R\$)
8,13	1	X	8,00	103.619,00	2.704,00	36.500,00
7,80		X	8,00	124.883,00	3.920,00	27.600,00
		X		203.555,00	8.202,00	0,00
7,15	5	X	16,00	203.895,00	5.323,00	71.800,00

Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

O fluxo de caixa da solução com menor VPL é apresentado na Figura 36. Observa-se um investimento inicial de R\$ 36.500,00 e o valor de operação e manutenção que inclui inclusive o valor pago a distribuidora pela energia consumida pelo cliente, além de mostrar os equipamentos substituídos ao longo dos 25 anos de projeto. A bateria teve que ser substituída duas vezes e o inversor também substituído duas vezes. No final dos 25 anos do projeto, é mostrado um valor residual, o qual está diretamente ligado ao valor agregado que esses componentes ainda possuem, exceto os painéis, os quais não terão mais valor financeiro a ser considerado.

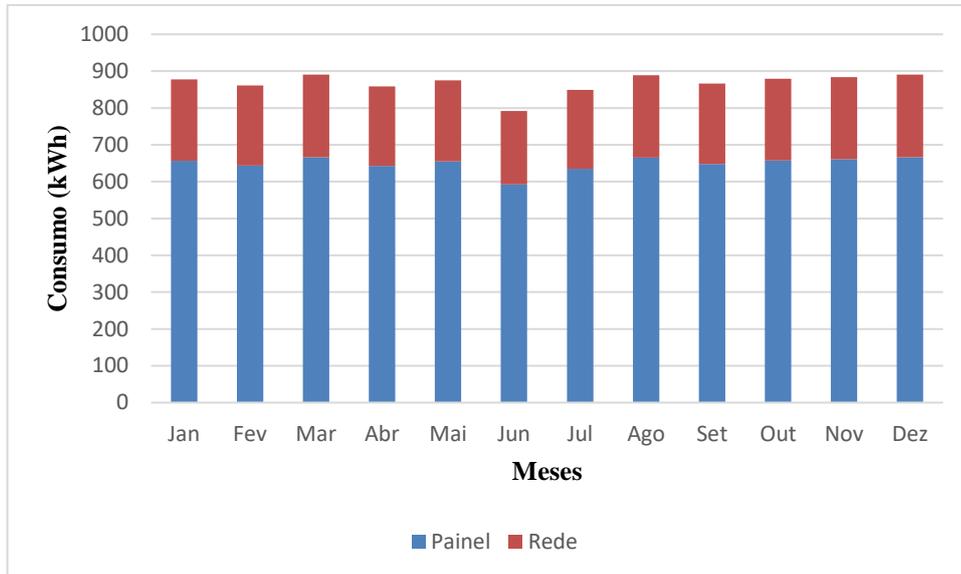
Figura 36 - Fluxo de caixa do consumidor na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh utilizando tarifa branca



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

Segundo pode ser observado na Figura 37, os painéis fotovoltaicos conseguem suprir 74,8 % da energia utilizado pelo consumidor e a concessionária de distribuição 25,2 %.

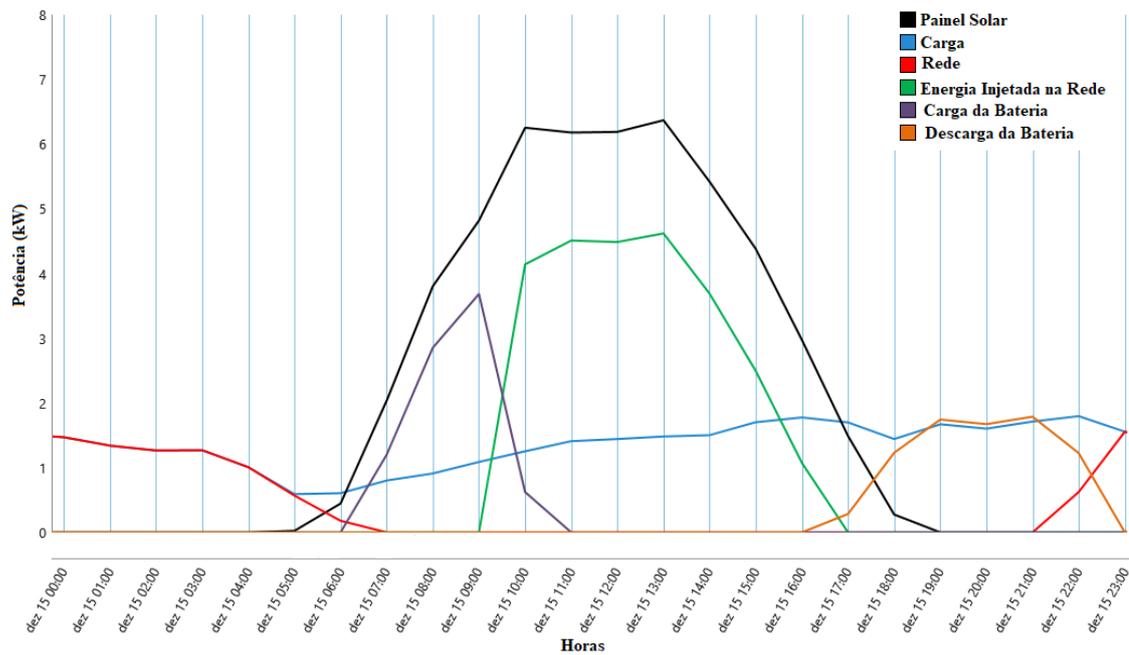
Figura 37 - Composição média de eletricidade por mês para faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh utilizando tarifa branca



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

O sistema de alimentação deste consumidor se comporta de forma semelhante aos outros que utilizam a tarifa branca e baterias. Durante os horários de maior produção de energia elétrica pelos painéis fotovoltaicos parte da energia não consumida carrega a bateria e parte é injetada na rede. Nos períodos de horário de ponta e horário intermediário, a bateria é utilizada, pois o valor da energia comprada da rede está mais caro. No entanto, o consumo no horário de ponta é tão alto que a bateria só dá autonomia para o consumidor até as 21 horas e, depois desse horário, o fornecimento de energia dependerá da rede elétrica, como pode ser observado na Figura 38.

Figura 38 - Comportamento do sistema residencial em um dia típico utilizando tarifa branca para o consumidor na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh

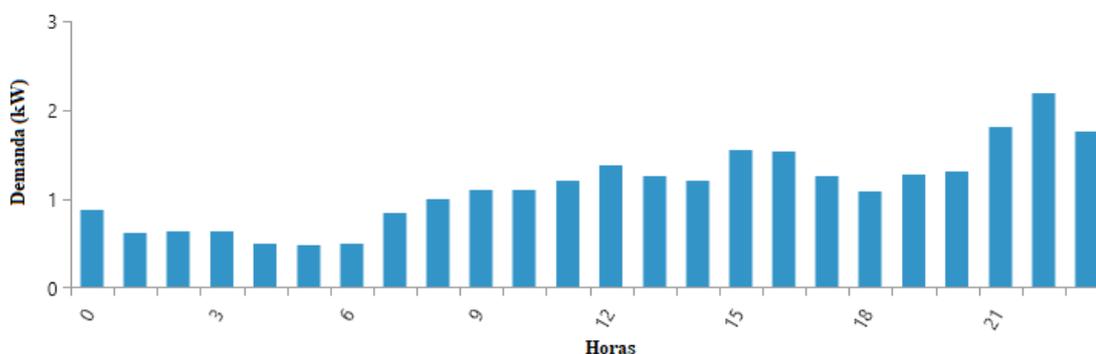


Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

4.2.7 Estudo de Caso do Consumidor na Faixa de 500 kWh até 10000 kWh Utilizando Tarifa Branca com Resposta à Demanda Conservadora

Este cenário tem como propósito analisar o consumidor que muda os seus hábitos de consumo devido a utilização da tarifa branca. O cliente analisado teve 50 % do consumo do chuveiro elétrico e do ar condicionado do horário de ponta deslocado para horário fora de ponta. A Figura 39 representa a curva de carga dos dias úteis, depois desse deslocamento de demanda.

Figura 39 - Perfil Diário – Curva de carga de dias úteis para consumidor na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh com resposta à demanda conservadora



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

A Tabela 9 apresenta soluções capazes de alimentar o consumidor. Nesse caso, no qual houve uma modificação nos hábitos de consumo, o resultado é bem semelhante ao que acontece no cenário no qual é implantado a tarifa branca sem nenhuma mudança de hábito.

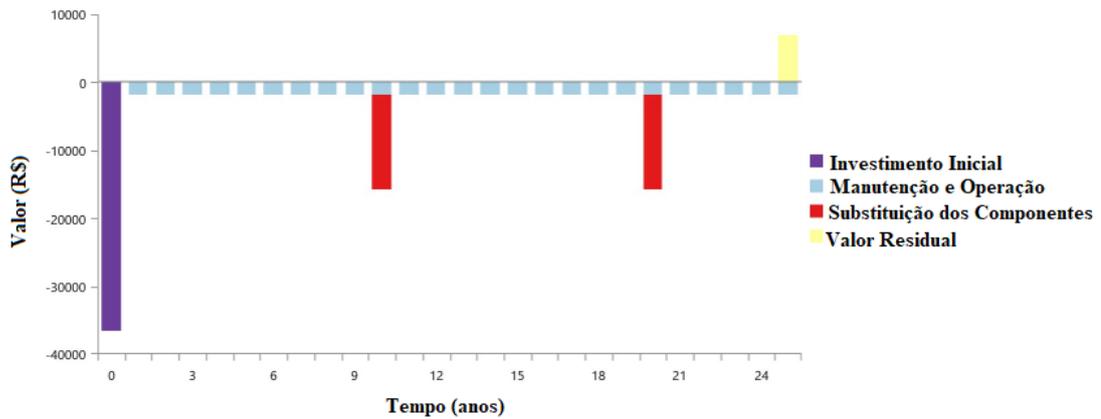
Tabela 9 - Resultados utilizando tarifa branca com resposta à demanda conservadora para consumidores na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh

Arquitetura				Custos		
Painel Solar (kW)	Bateria	Rede	Conversor (kW)	Valor Presente Líquido -VPL (R\$)	Custo de Operação (R\$/ano)	Custo Inicial (R\$)
8,13	1	X	8,00	101.320,00	2.612,00	36.500,00
7,80		X	8,00	119.033,00	3.684,00	27.600,00
		X		199.845,00	8.053,00	0,00
7,8	5	X	16,00	200.130,00	5.098,00	73.600,00

Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

A solução com menor VPL foi um sistema composto de vinte e cinco painéis solares, uma bateria e um inversor, tendo um custo inicial de R\$ 36.500,00 e um VPL de R\$ 101.320,00. O custo de operação e manutenção nesse sistema é de R\$ 2.612,00 por ano. O valor residual é de R\$ 6.902,00 no final da vida do projeto, como pode ser visto na Figura 40.

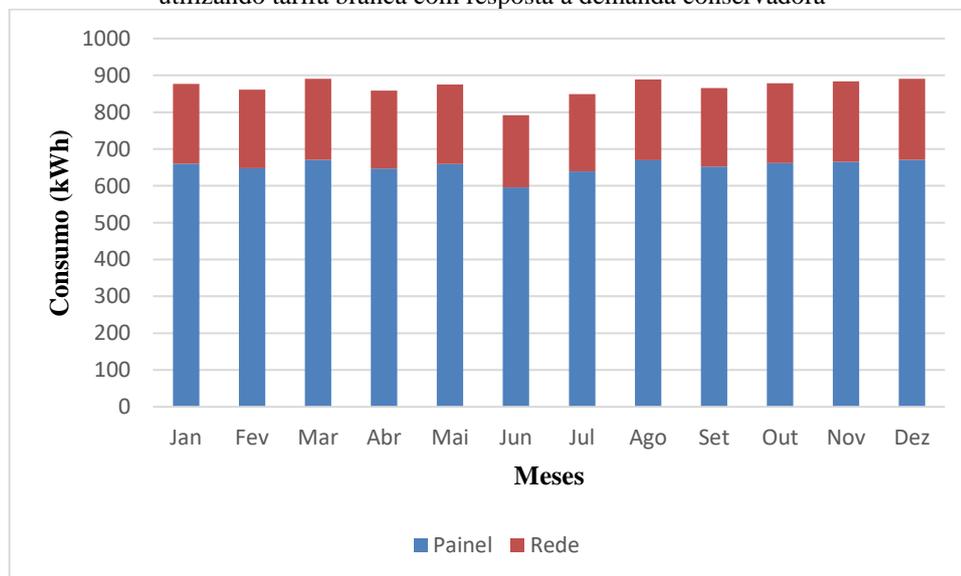
Figura 40 - Fluxo de caixa do consumidor na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh utilizando tarifa branca com resposta à demanda conservadora



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

A Figura 41 apresenta a quantidade de energia produzida por cada fonte de um ano típico. O sistema fotovoltaico é responsável por cerca de 75,3 % e a rede pelos outros 24,7 % do fornecimento de energia desse consumidor.

Figura 41 - Composição média de eletricidade por mês para faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh utilizando tarifa branca com resposta à demanda conservadora

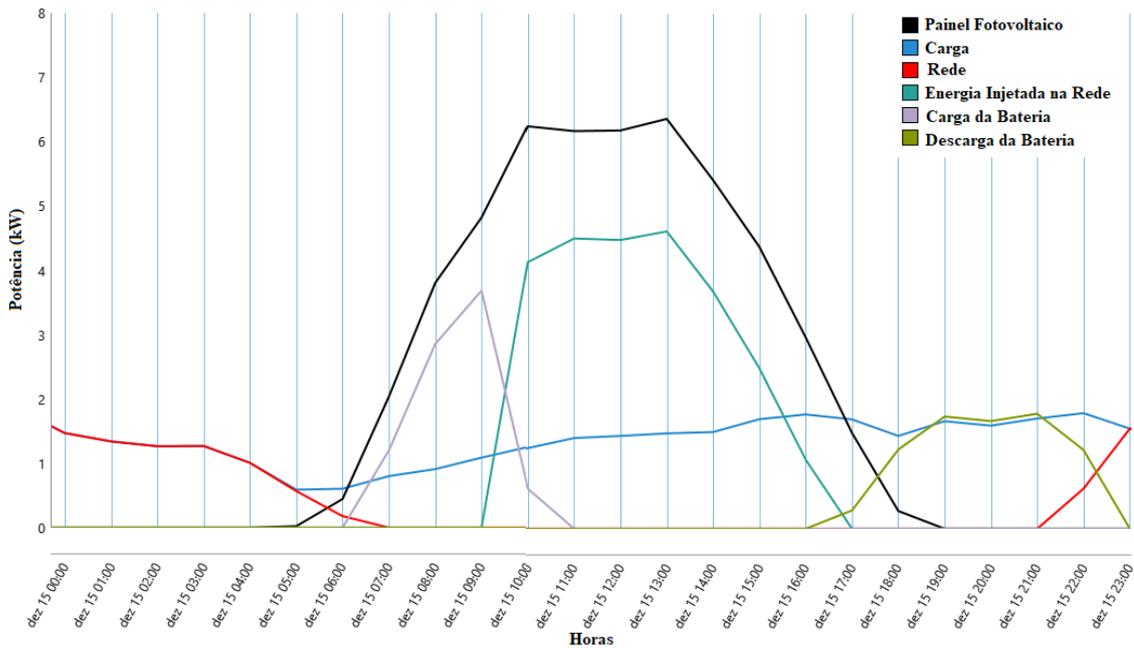


Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

Neste cenário, metade do consumo de energia elétrica gerenciável foi deslocada para o período entre 15 e 16 horas e a outra metade para o período entre 22 e 23 horas. Como o

aumento da demanda nestes períodos, a utilização da bateria mudou muito pouco, como pode ser observado na Figura 42. Neste cenário, a bateria está sendo utilizado de forma significativa para alimentar o sistema no horário de ponta, e só consegue alimentar o sistema até às 21 horas. Depois desse horário, o sistema é alimentado apenas pela rede.

Figura 42 – Comportamento do sistema residencial em um dia típico utilizando tarifa branca com resposta à demanda conservadora para o consumidor na faixa de consumo de 500kWh até 1000 kWh

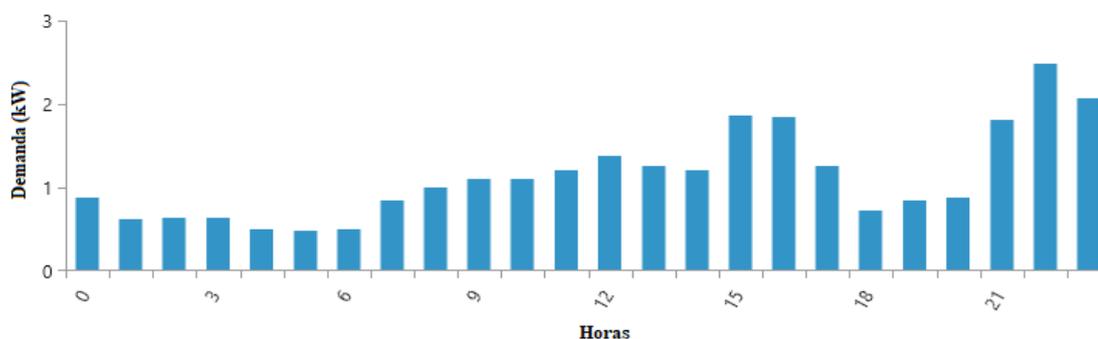


Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

4.2.8 Estudo de Caso do Consumidor na Faixa de 500 kWh até 1000 kWh Utilizando Tarifa Branca com Resposta à Demanda Não Conservadora

Neste cenário, foi feito um deslocamento de 100 % do consumo do chuveiro elétrico e do ar condicionado do horário de ponta para o horário fora da ponta. A Figura 43 apresenta a curva de cargas de um dia de semana típico do consumidor após a mudança de hábitos de consumo.

Figura 43 - Perfil Diário – Curva de carga de dias úteis para consumidor na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh com resposta à demanda não conservadora



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

A Tabela 10 apresenta sistemas capazes de alimentar o consumidor. Nesse cenário, o resultado é bem semelhante ao cenário com a tarifa branca sem mudanças de hábitos e ao cenário no qual a mudança de hábito é conservadora. O menor VPL neste cenário é de R\$ 99.154,00 e no cenário sem deslocamento de carga é R\$ 103.619,00.

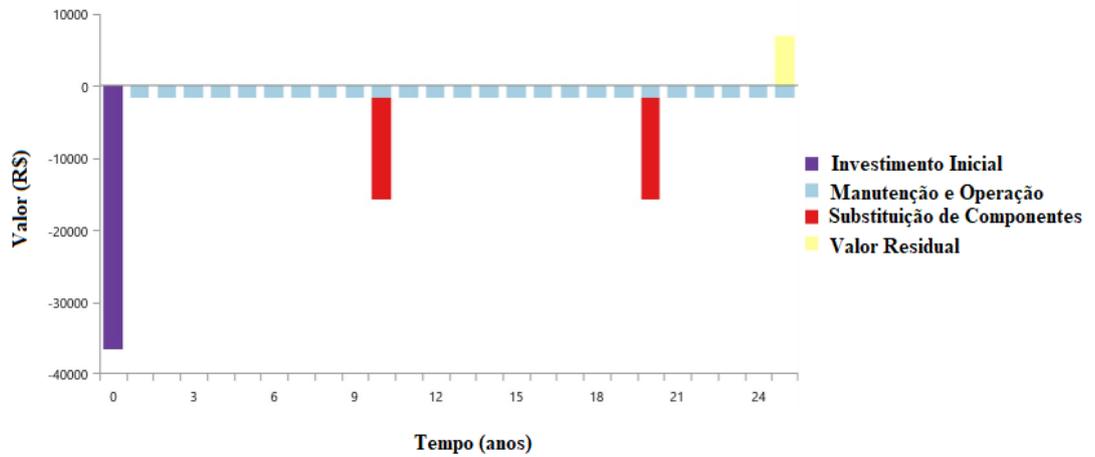
Tabela 10 - Resultados utilizando tarifa branca com resposta à demanda não conservadora para consumidores na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh

Arquitetura				Custos		
Painel Solar (kW)	Bateria	Rede	Conversor (kW)	Valor Presente Líquido -VPL (R\$)	Custo de Operação (R\$/ano)	Custo Inicial (R\$)
8,13	1	X	8,00	99.154,00	2.525,00	36.500,00
7,80		X	8,00	113.191,00	3.449,00	26.700,00
		X		196.139,00	7.903,00	0,00
2,60	2	X	8,00	196.496,00	6.741,00	29.200,00

Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

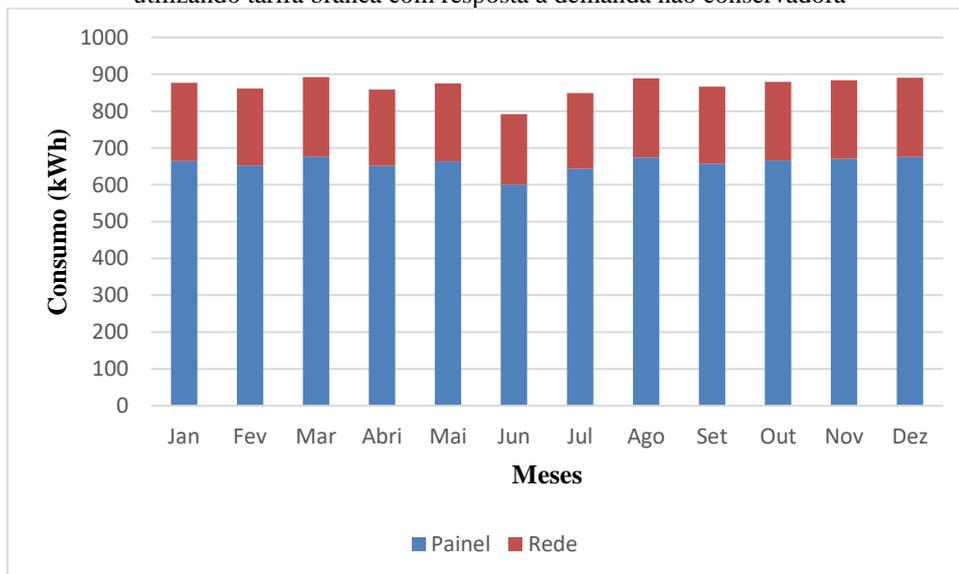
A solução com menor VPL foi um sistema composto de vinte e cinco painéis solares, uma bateria e um inversor, tendo um custo inicial de R\$ 36.500,00 e um VPL de R\$ 99.154,00. O custo de operação e manutenção nesse sistema é de R\$ 2.525,00 por ano. O valor residual é de R\$ 6.902,00 no final da vida do projeto, como pode ser visto na Figura 44.

Figura 44 - Fluxo de caixa do consumidor na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh utilizando tarifa branca com resposta à demanda não conservadora



A Figura 45 apresenta a potência média mensal de cada fonte de energia de um ano típico. O sistema fotovoltaico é responsável por cerca de 75,8 % e a rede pelos outros 24,2 % do fornecimento de energia desse consumidor. Este resultado é semelhante ao que ocorre no caso anterior, no qual apenas 50 % da demanda dos equipamentos selecionados foi deslocada.

Figura 45 - Composição média de eletricidade por mês para faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh utilizando tarifa branca com resposta à demanda não conservadora

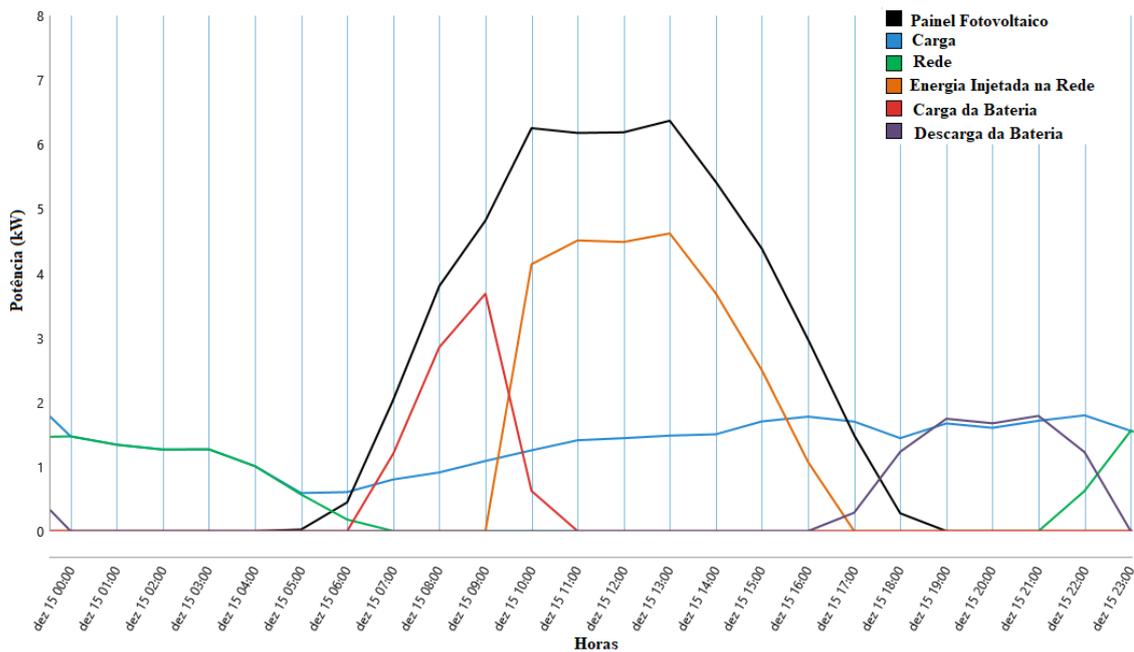


Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

Este cenário é bem semelhante ao anterior por possuir os mesmos componentes e as mesmas potências, diferindo apenas no valor da demanda que foi deslocada. Na Figura 46, pode ser observado o comportamento do sistema em um dia típico. A bateria nesse sistema é

carregada durante o período de maior produção de energia. Porém, com o aumento da demanda do sistema a partir das 15 horas devido ao deslocamento do consumo para esse horário, diminui o carregamento da bateria e essa começa a descarregar para tentar diminuir a potência da rede, pois a partir das 17 horas a tarifa de energia se torna mais cara. Entretanto, a partir das 21 horas, a bateria já não fornece energia para o consumidor, que terá apenas a rede para alimentar a carga.

Figura 46 - Comportamento do sistema residencial em um dia típico utilizando tarifa branca com resposta à demanda não conservadora para o consumidor na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh



Fonte: Elaborado pelo autor (2019)

4.2.8.1 Análise dos Consumidores na Faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh

Fazendo uma análise dos cenários para o consumidor na faixa de consumo de 500 kWh até 1000 kWh, pode ser inferido que o uso da tarifa branca não é tão vantajoso para esse consumidor. Mesmo no caso no qual houve um deslocamento de toda a demanda dos dois equipamentos responsáveis pelo alto consumo de energia elétrica, o resultado do VPL não se tornou tão atrativo, porém nesta faixa de consumo, diferentemente da outra, o VPL da tarifa branca com uma mudança não conservadora conseguiu um valor inferior ao VPL do consumidor utilizando a tarifa convencional. Na sua grande maioria, os consumidores que se depararem com situações semelhantes não se sentirão motivados a mudar seus hábitos de consumo para obter uma redução de custos tão baixa, ocasionada pela pequena diferença de

preço entre os postos tarifários, e em relação à tarifa convencional. Novamente, foi verificado que o uso de GD é rentável, e nessa faixa de consumo o seu uso está se tornando frequente.

5 CONCLUSÃO E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

5.1 Conclusão

Foi proposta uma metodologia para determinar o sistema menos oneroso de fornecimento de energia elétrica para consumidores residenciais, considerando a compra de energia da distribuidora, o uso de GD e banco de baterias. A metodologia proposta contempla a utilização de sistema de tarifação horária e a possibilidade de deslocamento da demanda por parte do consumidor.

A metodologia proposta foi avaliada para diversos cenários. Foram analisadas duas classes de consumidores da distribuidora CEEE, caracterizados pela faixa de consumo mensal, cada um com uma curva de carga típica. As simulações contemplaram a utilização de tarifa branca e gerenciamento da demanda.

Em relação ao uso da tarifa branca, o mesmo se mostrou pouco atrativo devido à pequena diferença de valor entre a tarifa fora de ponta e a tarifa na ponta. Nos estudos de casos realizados para a faixa de consumo de 220 kWh até 500 kWh, o uso da tarifa branca se mostrou pouco atrativa. Para o consumidor na faixa de 500 kWh até 1000 kWh o uso da tarifa branca gerou uma redução de gastos tão desprezível, que dificilmente um consumidor estará disposto a mudar seus hábitos de consumo para ter uma redução tão pequena dos gastos com energia elétrica.

Em todos os cenários estudados, o uso de GD – neste caso particular a energia fotovoltaica – associada a energia da rede elétrica oriunda da distribuidora foi sempre o cenário mais atrativo. No entanto, a mesma muitas vezes necessita de um investimento inicial alto. O uso das baterias também se mostrou muito satisfatório, principalmente associado ao uso da tarifa branca, pois nos horários de tarifas de energia elétrica mais caras, a bateria poderia ser utilizada como fornecedora de energia elétrica para o consumidor.

Os resultados obtidos com o estudo mostram que a adoção de qualquer medida deve ser cuidadosamente analisada, uma vez que cada classe de consumidor tem suas peculiaridades. A tarifa branca, que já está disponível para consumidores de todo o Brasil na faixa de consumo mensal acima de 500 kWh, não possui valores tão atrativos, mesmo quando associada a mudanças nos hábitos de consumo. O que também pode ser inferido desta metodologia é que o uso de energia fotovoltaica é uma boa opção para redução de custos com energia elétrica.

5.2 Sugestão para Trabalhos Futuros

As análises e proposições realizadas nesse trabalho demonstraram a complexidade do tema e o quão oportuno é para o momento que o setor elétrico vive, merecendo ser tratado de forma tão ou mais aprofundada em outros trabalhos e estudos acadêmicos. e então, sugere-se como trabalhos futuros:

- o aprofundamento do estudo desta proposta bem como testes em outras concessionárias, com captação de mais dados e novas discussões;
- utilizar curvas de cargas de outros perfis de consumidores, como os comerciais; E, além disso,
- realizar esse estudo com GDs que façam uso de outras tecnologias, como por exemplo, a biomassa.

REFERÊNCIAS

AL-KARAGHOULI, Ali; KAZMERSKI, L. L. Optimization and life-cycle cost of health clinic PV system for a rural area in southern Iraq using HOMER software. **Solar Energy**, v. 84, n. 4, p. 710-714, 2010.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 311/2011-SRE-SRD/ANEEL**. Brasília, 2011.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA **Resolução Normativa 414/2010. Resolução Normativa nº. 414**: Condições gerais de fornecimento de energia elétrica. Brasília, 2010.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA **Resolução Normativa 547/2013. Resolução Normativa nº. 547**: Estabelecer os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias. Brasília, 2013.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. " **Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET** ". Brasília, 2017.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota técnica 311 AP 120. Audiência Pública 120/2010: Nota Técnica n. ° 311/2011–SRE-SRD/Aneel**. Brasília, 2011

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 362/2010-SRE-SRD/ANEEL**, de 06 de dezembro de 2010.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**. Brasília, 2016.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 733 de 06 de setembro de 2016**: Estabelece as condições para a aplicação da modalidade tarifária horária branca. Brasília, ANEEL, 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016733.pdf>> acesso em 28 de dezembro de 2018.

ALIANÇA FOTOVOLTAICA BRASIL. **Sistema de energia**. Disponível em <<http://www.alianca.fot.br/website/>> acesso em 01 de maio de 2019.

BEN. **Balanco Energético Nacional 2018**. Disponível em: <<http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-397/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%202018-ab%202017vff.pdf>>. Acesso em: 06/01/2019.

CERNE. **Geração distribuída uma evolução natural**. Disponível em <<http://cerne.org.br/geracao-distribuida-uma-evolucao-natural/>> acesso em 17/12/2018

DALTON, G. J.; LOCKINGTON, D. A.; BALDOCK, T. E. Feasibility analysis of renewable energy supply options for a grid-connected large hotel. **Renewable energy**, v. 34, n. 4, p. 955-964, 2009.

ELETROBRAS. Departamento de Planejamento e Estudos de Conservação de Energia - **Avaliação do Mercado de Eficiência Energética no Brasil. Relatório Pesquisa de Posse e Hábitos de consumo**. Ano base 2005. Classe Residencial - Relatório Brasil. Julho 2007.
EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGETICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica Interativo**. Disponível em:< <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica-interativo>>. Acesso em: 06/01/2019.

FULLER, S. K; BOYLES, A. S. **Life-Cycle Costing Workshop for Energy Conservation in Buildings**: Student Manual. Gaithersburg: National Institute of Standards and Technology, 2000. p. 1–249.

GHASEMI, Abolfazl et al. Techno-economic analysis of stand-alone hybrid photovoltaic–diesel–battery systems for rural electrification in eastern part of Iran—A step toward sustainable rural development. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 28, p. 456-462, 2013.

LAMBERT, T; GILMAN, P.; LILIENTHAL, P. Micropower system modeling with HOMER. In.: *Integration of Alternative Sources of Energy*, FARRET, F.A.; SIMÕES, M.G. p379-418. John&Sons, 2016.

RAMLI, Makbul AM et al. Optimal sizing of grid-connected photovoltaic energy system in Saudi Arabia. **Renewable Energy**, v. 75, p. 489-495, 2015.

SANTOS, F.A.; SANTOS, F.M. Geração Distribuída Versus Centralizada. **Revista Millenium**, nº35, nov.2008.

SANTOS, L. L. C. **Metodologia para análise da tarifa branca e da geração distribuída de pequeno porte nos consumidores residenciais de baixa tensão**. 2014. 93f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2014.

SHAHZAD, M. Kashif et al. Techno-economic feasibility analysis of a solar-biomass off grid system for the electrification of remote rural areas in Pakistan using HOMER software. **Renewable energy**, v. 106, p. 264-273, 2017

SILVA, S. B.; SEVERINO, M. M.; DE OLIVEIRA, M. A. G. A stand-alone hybrid photovoltaic, fuel cell and battery system: A case study of Tocantins, Brazil. **Renewable energy**, v. 57, p. 384-389, 2013.

SINHA, S & SL, S.S., 2014. Review of software tools for hybrid renewable energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, vol. 32(C), pages 192-205. *Solar Energy*, 84 (2010), pp. 710-714.

VERGARA, P. P.; TORQUATO, R;. Towards a real-time Energy Management System for a Microgrid using a multi-objective genetic algorithm. In: **2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting**. IEEE, 2015. p. 1-5.

APÊNDICE A – SOFTWARE HOMER

De acordo com Sinha e Chandel (2014), existem vários programas capazes analisar a viabilidade econômica e técnica dos Sistemas Híbridos de Geração de Eletricidade. Em um estudo realizado por eles, são apresentados 19 *softwares* especializados em análise de SHGE. A Tabela A.1 apresenta as principais características de cada *software*.

Tabela A.1 - Softwares para análise de Sistemas Híbridos

<i>Softwares</i>	Desenvolvido por	Tipo de Análise	Disponibilidade
HOMER	NREL, USA (1993)	Técnica; Econômica; Emissão	Gratuito www.homerenergy.com
HYBRID 2	Universidade de Massachusetts USA e NREL (1996)	Técnica e Econômica	Gratuito http://www.ceere.org/rel/rerl_hybridpower.html
RETScreen	Ministérios de Recursos Naturais, Canadá(1996)	Financeira e Ambiental	Gratuito http://www.retscreen.net/
IHOGA	Universidade de Recursos Naturais, Canadá (1998)	Multi ou mono otimização usando algoritmo genético	Versão PRO paga, e versão EDU gratuita https://www.unizar.es/rdufo/ohoga-eng.htm
INSEL	Universidade de Oldenburg, Alemanha (1991)	Planejamento e Monitoramento de Sistemas Elétricos e Térmicos	Pago, www.insel.eu
TRNSYS	Universidade de Wisconsin e Colorado USA (1993)	Simular comportamento de sistema transiente	Pago, www.insel.eu
IGRHYSO	Universidade de Zaragoza, Espanha	Técnica e econômica	Pago, https://www.unizar.es/rdufo/grhyso.htm
HYBRIDS	Solaris Homes	Técnica	Desconhecido
RAPSIM	Universidade Energy Research Institute, Austrália(1996)	Simular Performace de Sistemas Híbridos	Desconhecido
SOMES	Universidade Utrecht, Holanda (1987).	Técnica e Econômica	Pago, https://www.uu.nl/EN/Pages/default.aspx
HybSim	SNL	Custo-Benefício	Desconhecido
IPSYS	-	Modelagem e Simulação com Estratégias de Controle	Desconhecido
HYSYS	Wind technology group(CIEMAT), Espanha	Dimensionamento; análise de longo prazo de Sistemas Híbridos Isolados	Desconhecido
Dymola/ Modelica	Frahofer Institute for Solar Energy, Alemanha	Modelagem de Sistemas Híbridos e Avaliação Financeira	Desconhecido
ARES	Cardiff School of Engineering	Técnica e Econômica	Não Disponível
SOLSIM	Fachhochshschule Konstanz, Alemanha	Técnica e Econômica	Não Disponível
Hybrid Designer	EDRC, África do Sul	Técnica e Econômica	Desconhecido

Fonte: Autor (2018)

Os programas apresentados na Tabela A1 são os mais utilizados por pesquisadores. O HOMER é o mais difundido dentre os apresentados, e o mesmo está disponível de forma gratuita. Este programa também possui versões pagas.

Dada a sua importância e os recursos que o mesmo oferece, além da sua grande utilização nas pesquisas, o *Software* HOMER foi o escolhido dentre todos apresentados. Esse programa possui diversas versões e, de acordo com a natureza do problema a ser trabalhado, deve ser escolhida uma delas. No caso deste, estudo foi utilizado o HOMER *grid*.

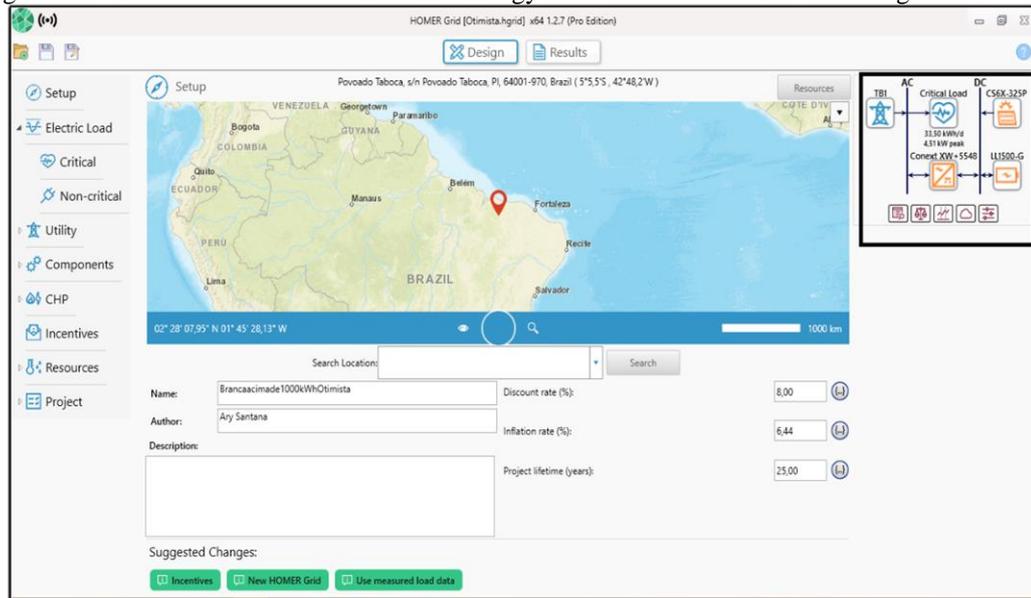
Software HOMER

O *HOMER Energy (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources)* é um programa que foi desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis, sendo este pertencente ao Departamento de Energia dos EUA. A principal utilidade deste programa é a inserção do uso das energias renováveis e eficiência energética (WOTTRICH, 2010). Este programa é capaz de apresentar diversas configurações possíveis do sistema, preparadas para suprir a demanda do sistema (TURKAY, 2011).

Este programa auxilia na comparação entre as diferentes tecnologias geradoras de energia elétrica, tarefa esta que, sem o uso de *software*, seria muito difícil, uma vez que este tipo estudo possui muitas incertezas nos parâmetros, tais como preço do equipamento, manutenção, matéria prima e recursos naturais (BEHENCK, 2011).

A versão do Software utilizada na elaboração do trabalho foi o *HOMER Energy Grid Version x64 1.2.7*. A interface do programa é representada na Figura A1. Do lado direito da tela está representado a modelagem do sistema e a descrição do mesmo.

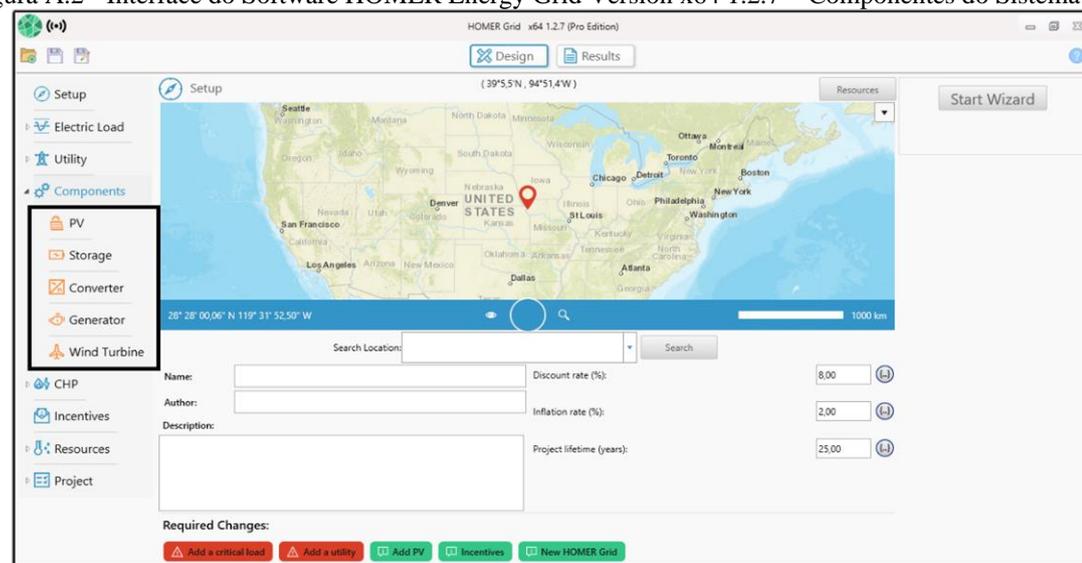
Figura A.1 - Interface do Software HOMER Energy Grid Version x64 1.2.7 – Modelagem do Sistema



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

O HOMER Energy necessita de alguns dados de entrada para obter os resultados almeçados, sendo eles: disponibilidade de recursos naturais, valor dos insumos, serviços e configurações do consumo dos componentes. Com isso, o *software* simula diversas configurações, as quais variam a combinação entre os componentes e o sistema, que pode estar conectado ou não a rede elétrica. A Figura A2 apresenta o local na *Interface do software* onde esses elementos estão dispostos.

Figura A.2 - Interface do Software HOMER Energy Grid Version x64 1.2.7 – Componentes do Sistema



Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

A simulação do *HOMER Energy* é realizada através de um balanço energético a cada hora, ou seja, 8760 horas do ano são analisadas. O programa calcula o fluxo de energia de cada componente e indica o quanto o sistema deve fornecer. Possuindo componentes de armazenamento, o programa é responsável por tomar a decisão de armazenar energia elétrica ou utiliza-la para suprir a demanda energética.

A função crucial do *HOMER Energy* é apresentar uma configuração do sistema que seja viável, sendo o mais barato e capaz de suprir a demanda de energia. Custos como o de instalação e manutenção ao longo da vida são critérios fundamentais utilizados. A Figura A3 apresenta o modelo de representação das soluções determinadas pelo *software*.

Figura A.3 - Comparação Econômica entre as Diferentes Configurações do Sistema

Architecture				Cost			
CS6X-325P (kW)	LL1500-G	TB1	Conext XW+5548 (kW)	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)
3,27	1	1	1,34	R\$ 116.469	R\$ 0,434	R\$ 4.840	R\$ 15.770
3,14		1	1,34	R\$ 117.802	R\$ 0,439	R\$ 5.076	R\$ 12.192
		1		R\$ 125.748	R\$ 0,477	R\$ 6.044	R\$ 0,00
	1	1	0,167	R\$ 130.139	R\$ 0,493	R\$ 6.079	R\$ 3.666

Fonte: Elaborado pelo autor (2018)

No processo de otimização, a simulação é feita com todos os modelos possíveis de geração de energia que possam suprir a demanda de energia elétrica e, como resultado, apresenta a configuração com menor custo, satisfazendo a demanda e as limitações técnicas. É nessa etapa que é determinado o valor ótimo das variáveis de decisão, que são: tamanho do sistema fotovoltaico, quantidade de baterias e a capacidade do conversor, por exemplo. Este processo detalha o custo de cada forma de geração, quantidade de energia produzida e percentual de energia renovável (CHAIM, 2011). A Figura 10 mostra como o *software* trabalha para encontrar os possíveis resultados.

O *Software HOMER Energy Grid* utilizado não faz uso de qualquer técnica de enumeração parcial. O resultado é encontrado através das avaliações de todas as possíveis combinações de componentes e estratégias de operação para o sistema SHGE. Apesar desta técnica assegurar que o resultado obtido corresponde com o ótimo global, em casos nos quais

existe uma grande quantidade de componentes e estratégias de operação, o tempo computacional pode ser excessivo. Porém, para o presente trabalho, o mesmo foi satisfatório. No entanto, as versões mais recentes do programa se tornam cada vez mais eficientes, pois o próprio algoritmo rejeita muitos casos inviáveis antes mesmo de simular, por exemplo os casos nos quais a configuração não respeita restrições que podem ser analisadas antes da simulação (ROBERTS, 2016).