

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

JEFFERSON AUGUSTO CARDOZO MATIAS

MODELOS DE UTILIZAÇÃO PARA SISTEMA FOTOVOLTAICO COM
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS EM BAIXA TENSÃO

CURITIBA

2019

JEFFERSON AUGUSTO CARDOZO MATIAS

MODELOS DE UTILIZAÇÃO PARA SISTEMA FOTOVOLTAICO COM
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS EM BAIXA TENSÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistema de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki
Coorientador: Prof. Dr. Mateus Duarte
Teixeira

CURITIBA

2019

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

M433m Matias, Jefferson Augusto Cardozo

Modelos de utilização para sistema fotovoltaico com armazenamento de energia em baterias em baixa tensão [recurso eletrônico] / Jefferson Augusto Cardozo Matias – Curitiba, 2019.

Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Alexandre Rasi Aoki

Coorientador: Mateus Duarte Teixeira

1. Geração de energia fotovoltaica. 2. Algoritmos Genéticos. 3. Eficiência Energética. I. Universidade Federal do Paraná. II. Aoki, Alexandre Rasi. III. Teixeira, Mateus Duarte. IV. Título.

CDD: 621.47

Bibliotecária: Roseny Rivelini Morciani CRB-9/1585



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA
ELÉTRICA - 40001016043P4

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **JEFFERSON AUGUSTO CARDOZO MATIAS** intitulada: **MODELOS DE UTILIZAÇÃO PARA SISTEMA FOTOVOLTAICO COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS EM BAIXA TENSÃO**, após terem inquirido o aluno e realizado a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

Curitiba, 25 de Fevereiro de 2019.

ALEXANDRE RASI AOKI

Presidente da Banca Examinadora (UFPR)

JOÃO AMÉRICO VILELA JUNIOR

Avaliador Interno (UFPR)

JAIR URBANETZ JUNIOR

Avaliador Externo (UTFPR)

THELMA SOLANGE PIAZZA FERNANDES

Avaliador Interno (UFPR)

Aos meus pais, meus irmãos e minha amada esposa.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família, meus pais e irmãos pelo amor, incentivo e dedicação em sempre me apoiar.

Agradeço aos Profs. Drs. Alexandre Rase Aoki e Mateus Duarte Teixeira pelo constante suporte e apoio ao meu desenvolvimento profissional.

Agradeço também a minha companheira Anna Lúcia pela atenção, carinho e eterno incentivo pelo meu desenvolvimento pessoal, profissional e acadêmico.

Agradeço aos colegas de sala pela disposição, paciência, ajuda e dedicação.

Aos colegas dos Institutos Lactec pela parceria.

Agradeço aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) da Universidade Federal do Paraná que contribuíram para a minha formação.

Agradeço a Companhia Paulista de Força e Luz pela oportunidade de participar do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento ANEEL número 2937-3018-2016 PA3018 intitulado “Implementação, Desenvolvimento e Análise de Aplicações de Tecnologia de Armazenamento de Energia na Operação de Redes de Distribuição.

RESUMO

A oferta descentralizada de energia no Brasil, especificamente a solar fotovoltaica (FV), proporciona renovação na infraestrutura das redes de distribuição de energia, uma vez que, além de atender a demanda energética do consumidor, o excedente de energia pode ser injetado na rede. Usualmente, os trabalhos acerca deste tema são desenvolvidos almejando manter uma produção de energia correspondente à necessidade do usuário. Outra constatação é o período de geração, em que o pico de geração de energia fotovoltaica pode não coincidir com o pico de demanda solicitada pelo consumidor. Do ponto de vista do consumidor, o emprego de sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS, do inglês *Battery Energy Storage System*) possibilita realizar o carregamento das baterias próximo ao horário de máxima geração fotovoltaica e despachar a energia durante os períodos de menor oferta energética consequentemente buscando uma redução financeira da conta de energia. Afim de auxiliar os fabricantes e os usuários de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia em baterias, essa dissertação propõe uma análise da curva do consumo de energia de um consumidor residencial e a partir desta análise realizar um dimensionamento de um sistema bidirecional composto por sistema fotovoltaico acoplado a um armazenador de energia em baterias. Além disso, este trabalho contempla a aplicação dos conceitos de eficiência energética, buscando uma otimização de energia economizada e a redução da necessidade de energia nos horários de ponta. Para atender a redução de energia no horário de ponta é aplicado o deslocamento de pico de carga através de algoritmos genéticos (AGs) que têm a função de despachar de forma horária a energia armazenada no BESS a partir da geração fotovoltaica minimizando o uso da energia do BESS e maximizando o retorno financeiro. Os principais resultados apontam que através de um dimensionamento adequado e a utilização de um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia em baterias pode-se alcançar reduções do consumo de energia da concessionária, bem como proporciona reduções da demanda no horário de ponta. Em relação ao despacho horário de energia foi simulado um cenário utilizando os AGs e outro cenário utilizando uma função utilizada para resolver problemas de programação linear. Observou-se que os AGs apresentaram um desempenho que inclui 5% menos energia disponibilizada pelo BESS frente a programação linear, mantendo os requisitos técnicos estabelecidos. As diferentes análises indicam que é possível atingir benefícios econômicos com o despacho inteligente de energia armazenada.

Palavras-chave: Deslocamento de carga. Geração solar fotovoltaica. Armazenamento de energia em baterias. Algoritmos Genéticos. Eficiência Energética.

ABSTRACT

The decentralized supply of energy in Brazil, specifically solar photovoltaic (PV), provides renewal in the infrastructure of energy distribution networks, since, in addition to meeting the consumer's energy demand, surplus energy can be injected into the grid. The work on this theme is developed observing the need to maintain a corresponding energy production with the user's need. Another observation is the generation period, in which the peak generation of photovoltaic energy may not coincide with the peak demand demanded by the consumer. From a consumer point of view, the use of battery energy storage systems (BESS) enables the batteries to be charged close to the time of maximum photovoltaic generation and to dispense energy during periods of low supply consequently seeking a financial reduction of the energy bill. In order to assist the manufacturers and users of photovoltaic systems with energy storage in batteries, this dissertation proposes an analysis of the energy consumption curve of a residential consumer and from this analysis to carry out a design of a system composed of photovoltaic system coupled to a battery-powered power store. Another proposal is the application of the concepts of energy efficiency, that is, seek an optimization of energy saved and the reduction of energy needs at peak times. To meet the reduction of energy in peak hours will be applied the peak load displacement through the developed an algorithm with the function of dispatch hourly the energy stored in the BESS from the photovoltaic generation. The main results indicate that through a suitable design and the use of a photovoltaic system with storage of energy in batteries can achieve significant energy reductions available energy distributors as well as provides reductions in demand at peak times. In relation to the dispatch of energy hours, a scenario was simulated using Genetic Algorithms (GA), artificial intelligence technique and another scenario using a conventional linear programming function. It was observed that the AG presented a performance 5% less energy available by BESS compared to linear programming function. The several analyzes indicate that it is possible to achieve economic benefits with intelligent dispatch of stored energy.

Key-words: Load Shifting. Photovoltaic systems. Battery Energy Storage System. Genetic Algorithms. Energy Efficiency.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 – Comportamento da Tarifa Branca.....	20
FIGURA 2 - Módulos do PROPEE	21
FIGURA 3 - Curva de carga residencial	23
FIGURA 4 - Projeção da geração de energia fotovoltaica distribuída	24
FIGURA 5 - Projeção da potência instalada residencial e comercial	25
FIGURA 6 - Técnicas de gerenciamento pelo lado da demanda	26
FIGURA 7 - Estratégia de coleta e análise de artigos científicos	34
FIGURA 8 - RoadMap Tecnológico.....	37
FIGURA 9 - Consumo residencial versus a geração solar fotovoltaica	40
FIGURA 10 - Irradiação solar média para cidade de Curitiba	51
FIGURA 11 - Gráfico da irradiação solar média para cidade de Curitiba.	52
FIGURA 12 - Tarifa Branca	53
FIGURA 13 – Conceito geral do método da política de operação.....	54
FIGURA 14 - Energia excedente.....	59
FIGURA 15 - Relação Custo Benefício	61
FIGURA 16 - Consumo residencial versus geração fotovoltaica.....	61
FIGURA 17 - Média anual da temperatura mínima de Curitiba.....	66
FIGURA 18 - Média anual da temperatura máxima de Curitiba.	66
FIGURA 19 - Gráficos do comportamento elétrico do Banco de Baterias.....	72
FIGURA 20 – Resultados obtidos da decodificação da função despacho de energia.	74
FIGURA 21 - Comportamento de carregamento e descarga das baterias	75
FIGURA 22 - Fluxograma geral de funcionamento do sistema de despacho de energia horário	76
FIGURA 23 - Alocação de energia excedente priorizando o horário de maior preço da tarifa branca	77
FIGURA 24 - Alocação de energia excedente utilizando o Simplex priorizando o horário de maior tarifa	78
FIGURA 25 – Curva de consumo final após aplicação das baterias	78
FIGURA 26 - Relação dos custos orçados para o sistema FV.....	80
FIGURA 27 – Simulação dos Benefícios para o sistema FV.....	80
FIGURA 28 - Cálculo do RCB para o sistema FV.	81

FIGURA 29 - Custo do projeto para a aplicação de Deslocamento de Carga.....	83
FIGURA 30 - Simulação dos custos para a integração do Deslocamento de Carga.	83
FIGURA 31 - Cálculo do RCB para o Deslocamento de Carga.....	84
FIGURA 32 - Aba "Projeto" – Informações do projeto	93
FIGURA 33 - Aba "FIOrç" - Relação dos Custos Orçados do Projeto.....	93
FIGURA 34 - Aba "FIBenef" - Cálculo do RCB.....	94
FIGURA 35 - Aba "FICusto" - Cálculo dos custos do Projeto.....	94

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - Execução à regra geral de viabilidade de projetos	22
TABELA 2 - Palavras-chave para a pesquisa de periódicos	32
TABELA 3 - Validação das palavras-chave.....	33
TABELA 4 - Portfólio dos artigos selecionados	35
TABELA 5 - Indicadores bibliométricos do portfólio selecionado	36
TABELA 6 - Critérios comparativos entre tecnologias de armazenamento	48
TABELA 7 - Dados de consumo horário de um consumidor residencial	50
TABELA 8 - Indivíduos, Energia despachada e horários.	63
TABELA 9 – Dados de consumo representados pela curva de carga.....	65
TABELA 10 - Especificação do Módulo Fotovoltaico.	67
TABELA 11 - Especificação do Inversor	68
TABELA 12 - Dados para desenvolvimento para aplicação de deslocamento de carga	73
TABELA 13 - Valores obtidos da energia despachada de forma otimizada	74
TABELA 14 - Resultados econômicos - SFCR.....	82
TABELA 15 – Resultados econômicos SFCR + Deslocamento de Carga	85
TABELA 16 - Análise financeira da unidade consumidora	86

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AEE	Ação de Eficiência Energética
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CEE	Custo de energia evitada
CED	Custo evitado de demanda
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
PROPEE	Procedimentos do Programa de Eficiência Energética
PEE	Programa de Eficiência Energética
RCB	Relação Custo-Benefício
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFVAEB	Sistema Fotovoltaico com Armazenamento de Energia em Baterias
TOU	<i>Time-of-Use</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Contexto	13
1.2	Definição do problema	15
1.3	Hipótese.....	15
1.4	Objetivos.....	15
1.5	Justificativa	16
1.6	Estrutura da dissertação	17
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1	Arcabouço regulatório.....	18
2.1.1	Geração distribuída	18
2.1.2	Tarifa branca.....	19
2.1.3	Programa de Eficiência Energética.....	21
2.2	Curva de carga	23
2.3	Geração de energia fotovoltaica	24
2.4	Deslocamento de carga	26
2.5	Tipos de armazenamento de energia em baterias.....	27
2.6	Eficiência Energética	28
2.7	Considerações finais do capítulo	30
3	REVISÃO DA LITERATURA	31
3.1	Estratégia de coleta de materiais.....	31
3.2	Análise da literatura	36
3.2.1	Tarifas de energia	38
3.2.2	Sistemas fotovoltaicos	39
3.2.3	Análise da curva de carga residencial	40
3.2.4	Modelamento	41
3.2.5	Tipos de tecnologias de armazenamento de energia	42
3.2.6	Técnicas de otimização	43
3.2.7	Eficiência Energética	45
3.2.8	Modos de operação	46
3.3	Considerações finais do capítulo	49
4	MATERIAIS E MÉTODOS	50
4.1	Materiais	50

4.1.1	Dados de consumo de um cliente residencial.....	50
4.1.2	Dados da irradiação e temperatura média para cidade de Curitiba	51
4.1.3	Tarifa Branca	52
4.1.4	Plataforma computacional composta por hardware e software	54
4.2	Método.....	54
4.2.1	Dados de entrada	55
4.2.2	Modelo de Otimização	61
4.2.3	Política de operação	64
5	TESTES E ANÁLISES DOS RESULTADOS	65
5.1	Dimensionamento de sistema solar fotovoltaico conectado à rede (SFCR) ...	65
5.2	Dimensionamento de um sistema de baterias	71
5.3	Deslocamento de Carga	73
5.4	Eficiência Energética	79
5.4.1	Detalhamento dos custos para o SFCR.....	79
5.4.2	Cálculo dos benefícios do projeto.....	80
5.4.3	Resultados alcançados.....	86
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	87
	REFERÊNCIAS.....	89
	APÊNDICE A - Publicações realizadas durante o período do mestrado	92
	ANEXO A - Planilha do Programa de Eficiência Energética da COPEL	93

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contexto

O Brasil possui um sistema tarifário regulado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) que estabelece o preço da unidade de energia elétrica em (R\$/MWh). Hoje as tarifas são divididas em duas categorias, monômnia e binômnia, a tarifa de fornecimento monômnia é aplicada para consumidores do Grupo B, clientes atendidos em baixa tensão.

A partir de 1º de janeiro de 2018, foi disponibilizada a tarifa branca para o Grupo B, clientes atendidos em baixa tensão, sendo que a característica principal deste tipo de tarifa é a variação do valor da energia conforme o horário de consumo. Este tipo de tarifa também pode incentivar alguns consumidores a deslocarem o seu consumo de energia dos períodos de ponta para aqueles períodos em que a rede de distribuição tem maior disponibilidade de fornecimento.

A tarifa binômnia é constituída por preços ao consumo de energia elétrica (kWh) e demanda faturável em (kW). Esta modalidade é aplicada aos consumidores do Grupo A, consumidores atendidos com tensão acima de 2,3 (kV) (ANEEL, 2011).

Ademais, existem outros tipos de tarifas praticados, por exemplo, na Alemanha, onde a tarifa *Feed-in*, que segundo Kaschub, Jochem e Fichtner (2016) é um tipo de tarifa aplicada à utilização de energias renováveis, considerada como uma política destinada à aceleração do desenvolvimento do setor. Um exemplo apresentado por Nottrot, Kleissl e Washom (2013) é o tipo de tarifa conhecida como *Time of Use* (TOU), semelhante à tarifa branca disponibilizada no Brasil para os consumidores residências, que apresenta custos variáveis ao longo do dia.

Desta forma, as tarifas de energia elétrica têm cada vez mais relevância para o desenvolvimento das principais atividades que englobam o uso de energia elétrica, desde as mais comuns até as mais complexas.

Por outro lado, a Resolução Normativa Nº 482/2012 e sua atualização dada pela Resolução Normativa Nº 687/2015 são marcos regulatórios que

permitem aos consumidores gerar a sua própria energia e trocar o excedente com a rede (ANEEL, 2012) e (ANEEL, 2015).

Esta resolução impulsionou a integração de energias de fontes renováveis, como por exemplo, a solar fotovoltaica, possibilitando ao consumidor obter uma economia operacional diária, proveniente de uma fonte de geração de energia limpa, contribuindo com as questões climáticas e com a segurança energética (RATNAM; WELLER; KELLETT, 2015).

Cabe ressaltar o crescimento da geração solar fotovoltaica no Brasil, conforme a EPE (Empresa de Pesquisa Energética) estima-se que a geração distribuída solar fotovoltaica atinja uma capacidade instalada de aproximadamente 12 GW pico em 2050 (EPE, 2016).

Diante de uma disponibilidade energética cada dia mais realizada por sistemas solares fotovoltaicos, aplicados nos telhados das residências, prédios comerciais ou em fazendas solares, se faz necessário entender os desafios que acompanham essas aplicações. Um dos grandes desafios é entender a melhor forma de utilizar a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos, uma vez que tais sistemas apresentam variações de geração ao longo do dia (intermitência). Outro desafio é entender os impactos que a energia excedente pode ocasionar ao ser injetado nas redes elétricas de distribuição sem o devido controle.

Em relação aos impactos relacionados à energia excedente proveniente dos sistemas fotovoltaicos instalado no telhado das residências, Marra *et al.* (2014) apontam para as estratégias tecnológicas que fazem armazenamento de energia em baterias que podem prevenir o efeito de sobretensão durante o período do dia com maior irradiação solar e utilização da energia armazenada durante o período do dia com pouca oferta energética ou até mesmo quando a tarifa estiver com o seu preço elevado. Aplicações de baterias estudadas por Riffonneaut *et al.* (2011) estão relacionadas com atividades para ajustar o nível de penetração intensiva da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição através da aplicação de deslocamento de carga ao menor custo para o consumidor de tal energia.

1.2 Definição do problema

O problema a ser discutido neste trabalho de dissertação é relacionado aos modelos de utilização da energia dos sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia em baterias em baixa tensão. A energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos instalados junto aos consumidores deve ser capaz de atender parte da demanda energética do mesmo. Em alguns instantes, quando a geração do sistema fotovoltaico é superior à demanda existente pelo consumidor, essa energia (excedente) passa a ser exportada para a rede de distribuição. Desta forma, através do conhecimento científico apresentado em Graditi, *et al.* (2016), Setlhaolo e Xia (2015) e Parra, *et al.* (2016) observou-se a possibilidade de armazenamento através de um sistema de armazenamento de energia conhecido com *BESS* (do inglês *Battery Energy Storage System*), possibilitando benefícios técnicos e econômicos tanto para a rede (concessionária) quanto para o proprietário do sistema (consumidor).

1.3 Hipótese

A energia excedente ao ser injetada na rede de distribuição pode não configurar uma vantagem de forma imediata para o consumidor, uma vez que mesmo gerando a própria energia, o consumidor poderá ter que pagar pela Tarifa de Utilização de Serviços de Distribuição (TUSD) ao receber o crédito desta energia, portanto a possibilidade de aplicação de um *BESS* gerenciado por um algoritmo de despacho horário de energia pode ser uma oportunidade diária de redução dos custos de energia elétrica pelos usuários de tais sistemas.

1.4 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é propor o desenvolvimento de modelos de utilização para sistema fotovoltaico com armazenamento de energia em baterias em baixa tensão.

Os objetivos específicos são:

- Analisar a literatura técnico-científica sobre tecnologias de Sistemas Fotovoltaicos com Armazenamento de Energia em Baterias (SFVAEB);
- Desenvolver um modelo para valoração do SFVAEB visando a Relação custo benefício (RCB) do ponto de vista de eficiência energética;
- Desenvolver um modelo de valoração da aplicação de SFVAEB para deslocamento de pico de carga;
- Desenvolver um algoritmo de otimização do despacho horário de energia armazenada em baterias; e
- Validar os modelos com simulação computacional.

1.5 Justificativa

A grande oferta de energia de fontes renováveis disponíveis no Brasil e a sua importância como energia limpa para a matriz elétrica, e os custos crescentes das tarifas de energia, faz desta pesquisa uma oportunidade de estudos de utilização de um sistema solar fotovoltaico com armazenamento em baterias para baixa tensão.

Desta forma a energia gerada pelo sistema solar fotovoltaico pode ser armazenada em baterias para utilização em horários nos quais a energia é mais cara, tarifa dinâmica ou em horários de ponta. Outro ponto relevante, que reforça a necessidade desta pesquisa, partiu da chamada pública de projetos estratégicos de pesquisa da ANEEL, cujo número é 21/2016, intitulada “Arranjos Técnicos e Comerciais Para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro” (ANEEL, 2016), a qual teve o objetivo de estudar as tecnologias de armazenamento de energia e as suas aplicações em redes elétricas.

1.6 Estrutura da dissertação

Esta dissertação foi elaborada em seis capítulos organizados da seguinte forma: o capítulo 1 contextualiza brevemente o modelo tarifário disponível no Brasil e as diferenciadas tarifas disponibilizadas em outros países. Neste mesmo capítulo é apresentada a definição do problema de pesquisa e uma hipótese de solução, bem como são apresentados os objetivos e a justificativa do trabalho.

O capítulo 2 apresenta uma base teórica referente a sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia em baterias e o arcabouço regulatório, apresentando de forma breve as leis, decretos, portarias e resoluções referentes à geração solar fotovoltaica, tarifa branca e o programa de eficiência energética.

O capítulo 3 apresenta a revisão da literatura e principalmente a sua análise, contemplando uma varredura sobre a importância da tarifa de energia, aplicações de sistemas solares fotovoltaicos residenciais e a utilização de sistemas de armazenamento de energia em baterias para atenderem diversos modelos de operação.

O capítulo 4 apresenta uma descrição dos materiais utilizados nesta dissertação, como por exemplo, os dados de consumo residencial, dados de irradiação, informações relevantes para um dimensionamento adequado tanto de um sistema fotovoltaico quanto para um sistema de armazenamento de energia em baterias. Neste capítulo também é apresentado o método de despacho horário do BESS integrado com sistema de geração fotovoltaica em baixa tensão, desenvolvido para otimizar a eficiência energética e o deslocamento de pico da demanda da instalação.

O capítulo 5 apresenta os resultados alcançados após realizar o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede e um dimensionamento de um sistema de armazenamento de energia em baterias, bem como uma comparação dos resultados na visão de eficiência energética e na visão do deslocamento do pico de carga.

Por fim, no último capítulo, são delineadas as conclusões e sugestões de trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo serão apresentadas as bases teóricas que permitem o desenvolvimento dos modelos de utilização para sistemas fotovoltaico com armazenamento de energia em baterias em baixa tensão.

Do ponto de vista técnico é discutida a geração fotovoltaica e o armazenamento de energia em baterias, já do ponto de vista econômico é discutida a tarifa branca e o deslocamento de pico de carga bem como o conceito de eficiência energética. E ainda, contempla uma análise do arcabouço regulatório referente à geração distribuída, à tarifa branca e, por fim o Programa de Eficiência Energética.

2.1 Arcabouço regulatório

O arcabouço regulatório é conhecido como as leis gerais ou específicas, decretos aplicáveis, portarias e resoluções normativas que são os principais instrumentos legais que regem a estrutura para os sistemas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica em nosso país.

2.1.1 Geração distribuída

A geração distribuída de energia elétrica se caracteriza como uma fonte de geração conectada à rede de distribuição com capacidade instalada de pequeno, médio e grande porte. A capacidade instalada, resoluções normativas e as condições operacionais podem apresentar diferenças de acordo com a legislação de cada país.

No Brasil a geração distribuída em especial a geração fotovoltaica se destacou após a publicação das Resoluções Normativas nº 482/2012 (ANEEL, 2012) e a sua atualização nº 687/2015 (ANEEL, 2015) que entrou em vigor em 1 de Março de 2016.

Conforme o artigo 1º da Resolução Normativa nº 687/2015, as novas regras de geração de energia permitem que o consumidor brasileiro gere a sua própria energia elétrica através de qualquer fonte renovável (solar, eólica, hidráulica, biomassa, etc.), classificando-se como microgeração distribuída a

central geradora com potência instalada de até 75 kW e minigeração distribuída aquela com potência instalada acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW (sendo 3 MW para fontes hídricas), conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2015).

Um marco que indica a importância da geração distribuída para o Brasil e atualmente para o estado do Paraná foi a isenção do ICMS (Imposto sobre Comercialização de Mercadoria e Serviço) que também incidia na energia injetada na rede.

2.1.2 Tarifa branca

A tarifa convencional, subentendida como tarifa monômnia disponibilizada para atendimento ao Grupo B (baixa tensão), é um tipo de tarifa que não sofre alteração de preço ao longo do dia.

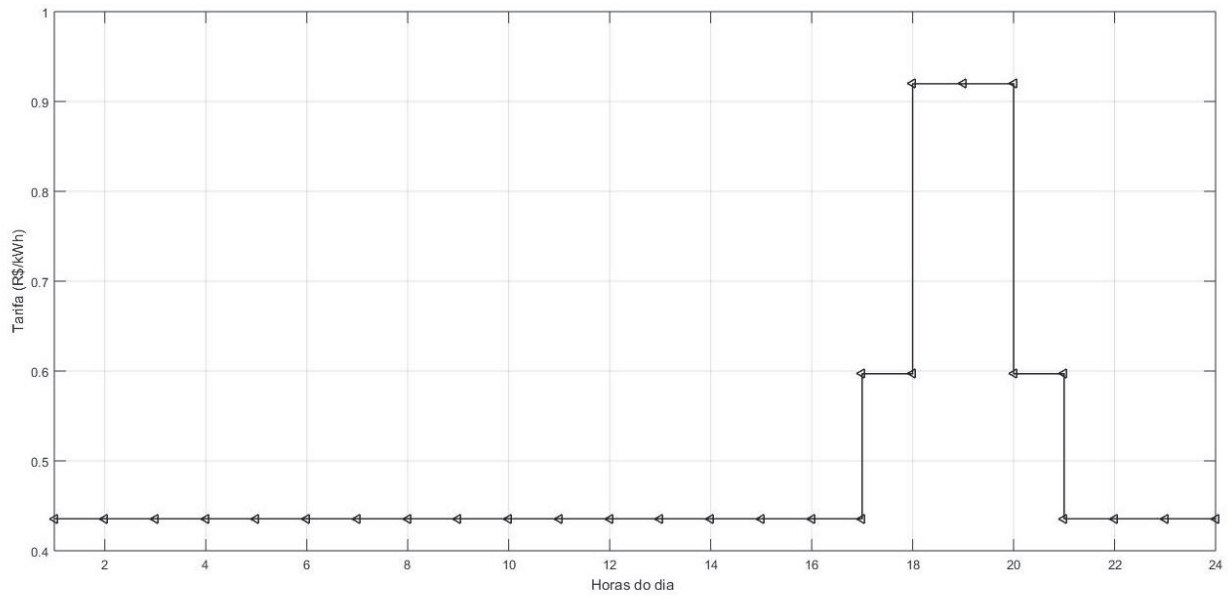
Considerando a tarifa monômnia ou convencional aplicada a um sistema fotovoltaico, presume-se que este sistema possa gerar a eletricidade para atendimento da demanda local (substituindo a compra de energia da rede) ou exportada para a rede no momento de excedente da geração fotovoltaica local. Neste caso o ganho é exatamente a substituição da compra da energia da concessionária, pela utilização da energia armazenada na rede nos horários de excedente de geração fotovoltaica, mesmo não tendo variação de preço (PARRA; PATEL, 2016).

Diante deste cenário que a geração é proveniente de um sistema fotovoltaico, pode-se adicionar uma aplicação de armazenamento de energia em baterias, a qual irá armazenar a energia excedente gerada no momento de maior irradiação solar para utilização em horário de baixa geração ou em postos tarifários, onde o custo da energia apresenta variação de preço.

No sentido de variação de preço ao longo de um dia, nesta pesquisa é aplicada a tarifa branca, que é uma opção de tarifa disponibilizada pela ANEEL desde 1 de janeiro de 2018.

A tarifa branca sinaliza aos consumidores variações de preço conforme o horário de consumo. A FIGURA 1 apresenta o comportamento da variação do preço ao longo de um dia.

FIGURA 1 – Comportamento da Tarifa Branca



Fonte: Adaptado de Copel, Tarifa Branca (2018)

As condições estabelecidas pela ANEEL para aplicação da tarifa branca estão apresentadas na Resolução Normativa n° 414/2010 que informa no Artigo 1° as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, cujas disposições devem ser observadas pelas distribuidoras e consumidores e na Resolução Normativa n° 733/2016 que informa no Artigo 1° as condições para a aplicação da modalidade tarifária horária branca.

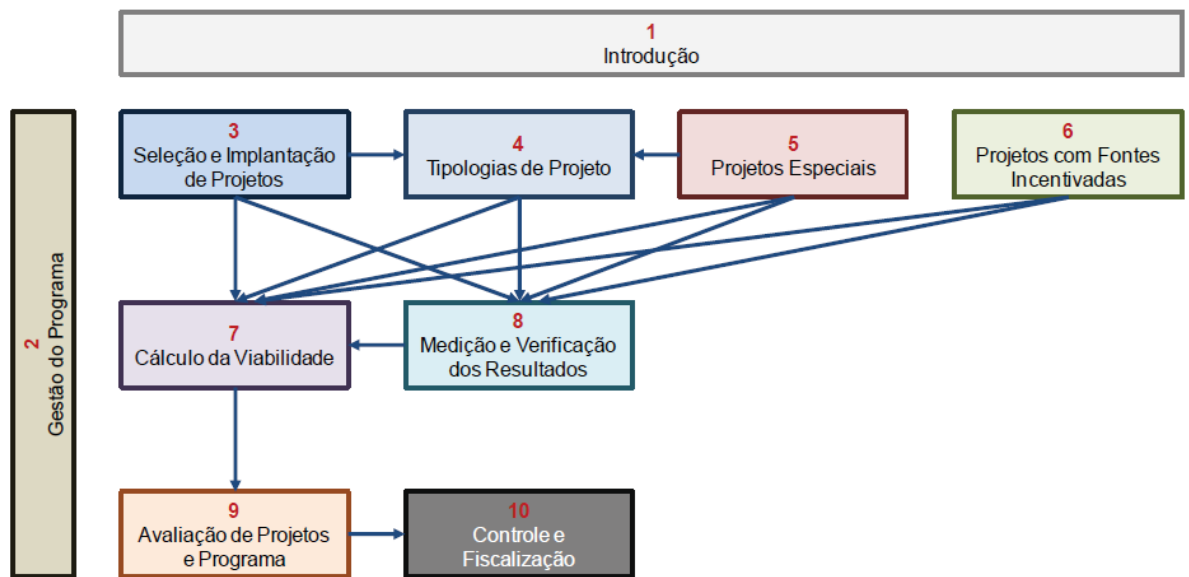
Outra informação relevante disponibilizada pela ANEEL é o cronograma e as condições das unidades consumidoras que podem optar pelo uso da tarifa branca. Desde janeiro de 2018 novas solicitações de fornecimento e unidades consumidoras (UCs) atendidas com média mensal de consumo acima de 500 kWh num período de 12 meses podem aderir a tarifa branca. A partir de 2019 as UCs atendidas com média de consumo acima de 250 kWh e em 2020 qualquer unidade consumidora. O cenário que é estudado nesta pesquisa se enquadra para adesão da tarifa branca no ano de 2018.

2.1.3 Programa de Eficiência Energética

Através da Resolução Normativa nº 566 de 18 de junho de 2013 foi aprovado o documento que define a aplicação dos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética (PROPEE). Este Programa apresenta as etapas, as obrigatoriedades e o alinhamento dos agentes de eficiência energética no Brasil.

Os Procedimentos do Programa de Eficiência Energética têm como objetivo promover o uso eficiente e racional de energia elétrica em todos os setores da economia e está apresentado em 10 módulos, conforme FIGURA 2. Desta forma, este guia deve ser seguido por todas as distribuidoras de energia para o planejamento e execução de projetos do Programa de Eficiência Energética.

FIGURA 2 - Módulos do PROPEE



Fonte: Adaptado da ANEEL (2013)

Dentre os 10 módulos apresentados na FIGURA 2, utiliza-se como base para este desenvolvimento os módulos 6 – Projetos com Fontes Incentivadas e o módulo 7 – Cálculo de Viabilidade.

Para o módulo 6, de acordo com o PROPEE, para um projeto ser considerado viável no Programa de Eficiência Energética, para fontes incentivadas neste caso sistemas fotovoltaicos, ele deve possuir uma relação custo-benefício (RCB) menor ou igual a 0,8 para ser aprovado, ou ainda, se a

RCB estiver entre 0,8 e 1,0 o projeto deverá ser enviado à ANEEL para avaliação inicial simplificada.

Para casos especiais, a flexibilização é possível, desde que obedecidas as regras apresentadas na TABELA 1 que apresentam os tipos de projetos e a regra para a relação custo-benefício correspondente.

TABELA 1 - Execução à regra geral de viabilidade de projetos

Tipos de projetos	Regra para a relação custo-benefício (RCB)
Contrato de desempenho	Relação custo-benefício máxima de 0,9, desde que avaliado por ações de medição e verificação - M&V com precisão de 10% a 95% de confiabilidade.
Projeto piloto	Avaliação inicial detalhada.
Projeto de grande relevância	Avaliação inicial para se apurar a existência de outros benefícios relevantes.
Educacional	Avaliação inicial para projetos educacionais.
Gestão energética municipal	Avaliação inicial para verificação da capacidade de atendimento às metas definidas para esta tipologia.
Fontes incentivadas	Avaliação inicial para apuração do benefício adicional da central geradora de um projeto com fonte incentivada, com relação custo-benefício entre 0,8 e 1,0.

Fonte: Adaptado da ANEEL (2019)

No módulo 7, no contexto viabilidade do PROPEE, estabelecem-se diretrizes para o cálculo da viabilidade econômica dos projetos de eficiência energética. De acordo com a (ANEEL, 2013), o principal critério para avaliação de viabilidade econômica de um Projeto de Eficiência Energética (PEE) é a relação custo-benefício que ele proporciona.

Portanto, o critério aceitável para a avaliação econômica de viabilidade de um projeto é a RCB. A relação custo-benefício (RCB) do projeto é atrelada ao custo marginal de expansão do sistema de cada distribuidora. Neste contexto, uma relação custo-benefício de 0,8 significa que o custo para se “economizar” 1 MWh através do Programa de Eficiência Energética é 20% inferior ao custo que se teria para se gerar o mesmo 1 MWh através da expansão do sistema elétrico.

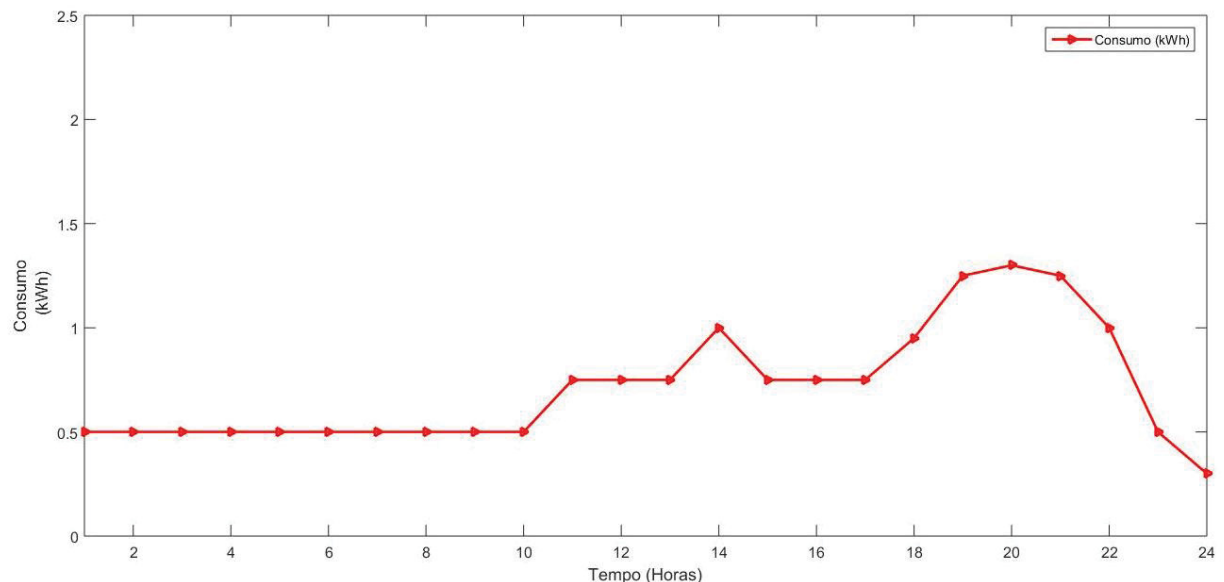
2.2 Curva de carga

Curva de carga, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica, é o registro horário da demanda da unidade consumidora em um período diário podendo ser, excepcionalmente para o período semanal, mensal ou anual.

Assim, de posse da curva de carga, as concessionárias têm melhores condições de planejar o fornecimento de energia elétrica. A partir deste conhecimento é possível estimar um comportamento diário residencial, principalmente para os horários de ponta, buscando maior eficiência e garantir o fornecimento necessário e com segurança.

Ainda, sobre a curva de carga, segundo Queiroz (2011), com o conhecimento da curva de carga é possível realizar um melhor enquadramento tarifário para o consumidor, permitindo visualizar aplicações de eficiência energética, através de aplicações de deslocamento de pico de carga para redução das contas de energia. Na FIGURA 3 apresenta-se a curva de carga de uma unidade consumidora residencial típica.

FIGURA 3 - Curva de carga residencial



Fonte: Adaptado de ANEEL (2017)

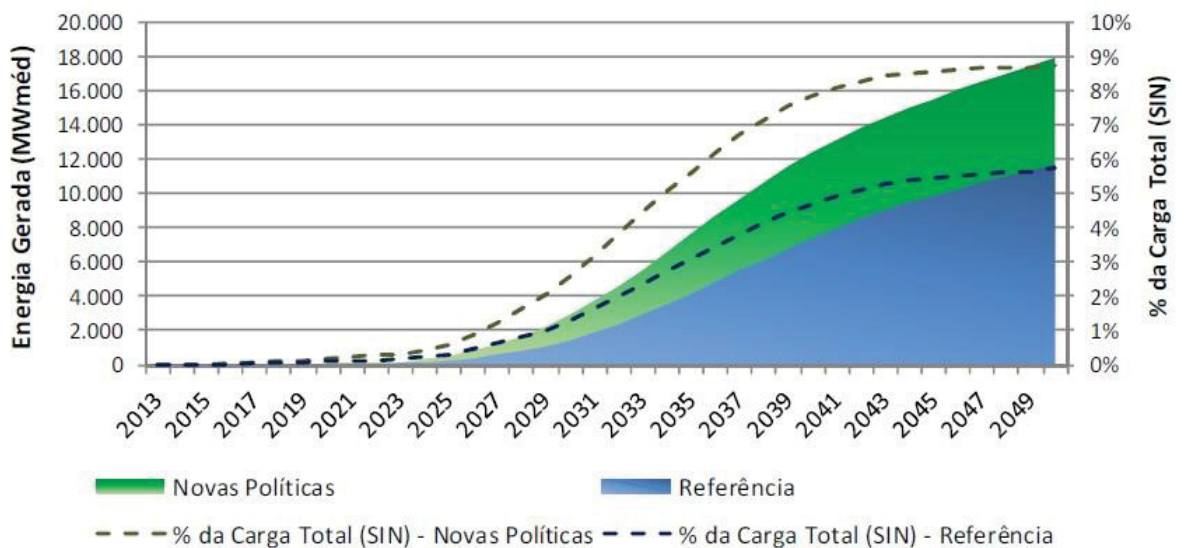
A característica deste tipo de consumidor é um aumento de consumo entre 18 h e 21 h, conhecido como horário de pico.

2.3 Geração de energia fotovoltaica

De acordo com EPE (2016) a modalidade de geração de energia solar fotovoltaica confere grande possibilidade de aplicação na geração distribuída no horizonte de 2050. A FIGURA 4 apresenta o crescimento considerando valores de referência e valores com adoção de novas políticas, sendo que as novas políticas são ações governamentais especificamente orientadas ao avanço regulatório, incentivos fiscais e restrições legais criam mecanismos para desenvolvimento do setor de energias renováveis.

Ainda sob análise da Figura 4, com a adoção das novas políticas, a potência estimada de geração é de 18 GW médios até 2049 que representa 8,7% da carga total do Sistema Interligado Nacional (SIN). Neste momento, cabe ressaltar que o MW médio é calculado por meio da razão MWh/h gerados pelos sistemas fotovoltaicos dentro do horário solar.

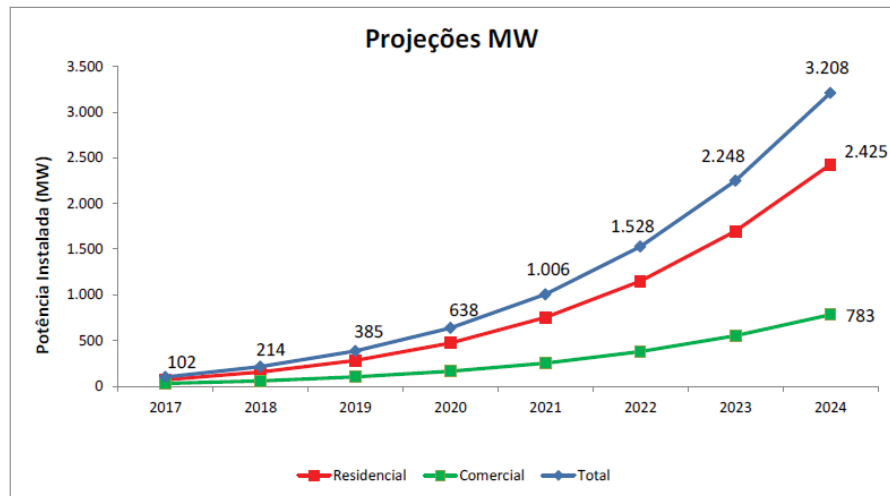
FIGURA 4 - Projeção da geração de energia fotovoltaica distribuída



Fonte: EPE (2016)

Dentro do universo de geração fotovoltaica no Brasil, pode-se observar a partir da FIGURA 5, uma projeção de potência instalada, segundo ANEEL (2017b), 75,6% são consumidores de classe residencial com sistemas instalados na ordem de 3 kW pico e os consumidores comerciais representam 24,4% com sistemas instalados na ordem de 10 kW pico.

FIGURA 5 - Projeção da potência instalada residencial e comercial



Fonte: ANEEL (2017)

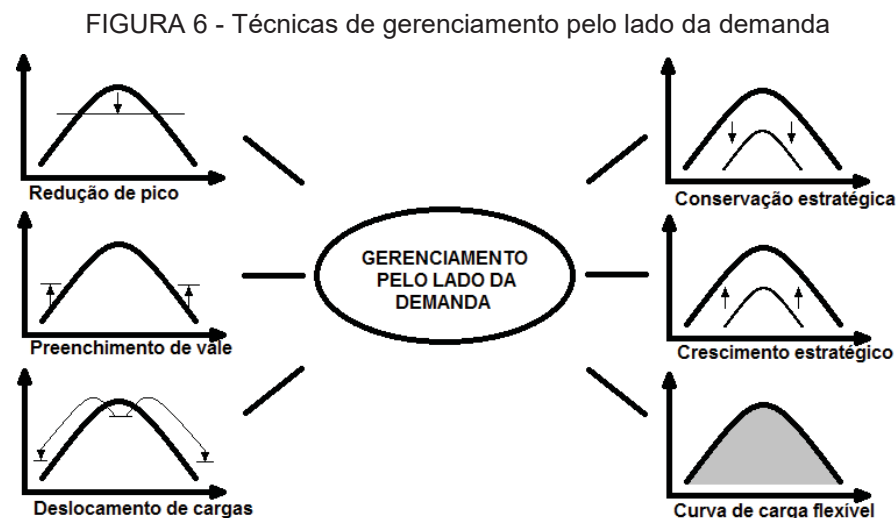
Um dos principais desafios observados nos sistemas fotovoltaicos é a variação no fornecimento de energia ao longo do dia – intermitência. Muitos trabalhos acerca deste tema são e foram desenvolvidos observando-se a necessidade de manter uma produção de energia correspondente com a demanda dinâmica (RIFFONNEAU *et al.*, 2011).

Outra observação é o período de geração, sendo que o pico de geração de energia pode não coincidir com o pico de demanda solicitada pelo lado do consumidor.

No presente trabalho a aplicação de deslocamento de energia é composta por um sistema fotovoltaico atuando em conjunto com BESS de pequeno porte conectado à rede de distribuição. Já segundo Graditi *et al.* (2016) sistemas de armazenamento de energia de médio porte também podem ser conectados às redes de distribuição e apresentam benefícios econômicos usando a tarifa TOU (*Time of Use*), carregando as baterias durante o horário de tarifas mais baixas e descarregando a energia durante o horário de tarifas mais altas, conseguindo assim um benefício financeiro em relação ao preço da energia.

2.4 Deslocamento de carga

Segundo Gellings (1985) o deslocamento de carga é uma das formas clássicas do gerenciamento de carga, que envolve a transferência de cargas de um período de pico para um período fora do pico. Na FIGURA 6 são apresentadas as técnicas de gerenciamento pelo lado da demanda.



FONTE: Adaptado de Gellings (1985)

Neste trabalho é utilizada uma aplicação de deslocamento de carga para um consumidor residencial, utilizando o conceito de armazenamento de energia em baterias juntamente com a energia proveniente da geração fotovoltaica.

Durante a análise da literatura observou-se que próximo ao horário de máxima geração fotovoltaica a carga do consumidor residencial é menor que a geração, exceto em alguns casos durante o período de verão. Este padrão de comportamento é um estímulo para desenvolvimento de aplicações tecnológicas de armazenando energia, pois desta forma, a energia pode ser utilizada no horário de melhor interesse do consumidor. Trabalhos com foco no gerenciamento pelo lado da demanda estudaram o carregamento dos sistemas de armazenamento no horário de alta geração fotovoltaica para ser utilizado em outros momentos do dia, assim minimizando a energia solicitada para rede de distribuição (MATALLANAS; *et al.*, 2012) e (PARRA; *et al.* 2016).

2.5 Tipos de armazenamento de energia em baterias

Os sistemas solares fotovoltaicos representam uma evolução tecnológica para o fornecimento de energia elétrica. A utilização de sistemas fotovoltaicos vem sendo estudada por várias abordagens, por exemplo, sustentabilidade, através da geração de energia solar, mitigando a emissão de CO₂; eficiência energética, gerando a energia próxima as cargas, assim promovendo a redução de perdas nas linhas de transmissão; e viabilidade técnica e econômica, através da geração de sua própria energia.

Durante o levantamento bibliográfico das aplicações com foco em deslocamento de carga, foram observadas as tecnologias de armazenamento de energia, tais como, Chumbo Ácido (Pb), Íons de Lítio (LiB) e Sulfato de Sódio (NaS). Segundo Nair e Garimella (2010), as baterias de chumbo ácido possuem uma tecnologia madura e têm sido utilizadas em aplicações no mercado de geração distribuída de energia. Devido a maturidade da tecnologia em 2008 o mercado americano atingiu 79% de sua venda de baterias recarregáveis utilizando baterias de chumbo-ácido. Por se tratar de uma tecnologia que permite um ciclo de descarga profundo, na ordem de até 80% de sua capacidade e por tanto são recomendadas para as aplicações residenciais por conta de seu baixo custo de investimento e por ser um sistema de fácil manutenção. Uma desvantagem é o ciclo de vida limitado e as questões de reciclagem ao final de sua vida útil.

Ainda apresentando as vantagens do seu uso, um exemplo de aplicação residencial apresentado por Setlhaolo e Xia (2015) envolve a tecnologia de chumbo ácido (Pb) como sistema de *backup* conectado à rede, que por sua vez foi motivado pelos momentos de intermitência apresentado pela rede local.

Abordando outra tecnologia, as baterias de Íon de Lítio começaram o seu processo de comercialização no início dos anos de 1990 pela empresa Sony aplicando o conceito de armazenamento de energia em baterias na utilização em seus equipamentos eletrônicos portáteis. Já a utilização das baterias de íon de lítio voltada a aplicações para energias renováveis e ainda para carros elétricos é uma realidade que está cada vez mais próxima de nosso dia-a-dia.

As baterias de íon de lítio apresentam uma maior densidade de energia comparada com as baterias de chumbo ácido e uma desvantagem desta

tecnologia ainda é o preço elevado de seu fornecimento e por conta desta desvantagem a pesquisa científica trabalha no desenvolvimento de uma gama de aplicações possíveis para reduzir os custos de investimentos através das mais diversas possibilidades de uso (NAIR; GARIMELLA, 2010).

Ainda dentro deste contexto, citam-se as aplicações de gerenciamento de energia em baterias. Moraes *et al.* (2010) apresentam as baterias de Sulfato de sódio aplicadas na função de modelamento da curva de carga em horários de pico. Além do benefício para os consumidores residenciais, a utilização do arranjo composto por sistemas fotovoltaicos e o armazenamento de energia em baterias com a tecnologia de Sulfato de Sódio apresentam benefícios técnicos por se tratar de uma tecnologia considerada como desenvolvida e que apresenta uma vida útil em torno de 1.000 e 10.000 ciclos considerando uma profundidade de descarga de 80%. O modo de operação proposto contempla o carregamento das baterias durante o período de energia excedente dos sistemas fotovoltaicos (mais energia gerada do que consumida), as baterias entram em estado de espera após o seu carregamento e realiza o despacho da energia armazenada durante a pico de demanda do usuário residencial ou quando o sistema fotovoltaico não atender a demanda.

Desta forma, as tecnologias de armazenamento são estudadas com foco em atingir o melhor benefício econômico seja para gerenciamento da geração fotovoltaica ou gerenciamento de demanda. Parra *et al.* (2016) apresentam estudos que buscam quantificar a eficiência energética, através do rendimento dos equipamentos, sejam eles, baterias, inversores e gerenciadores de carga; e a relação entre a energia utilizada para carregamento e o seu descarregamento e o tempo de vida útil das baterias aplicadas em residências submetidas a diferentes tarifas de energia.

2.6 Eficiência Energética

Uma vez que apresentadas as possibilidades do uso das tecnologias de armazenamento a favor da geração de energia fotovoltaica pode-se discutir sobre a eficiência energética no uso da energia que entrou na agenda mundial a partir do choque do preço do petróleo na década de 1970, quando ficou claro

que o uso das reservas de recursos fósseis teriam custos crescentes, dos pontos de vista econômico, ambiental, social e cultural (EPE, 2016 a).

Assim, a eficiência energética busca contribuir com a utilização adequada dos insumos energéticos. Um exemplo do benefício das ações de eficiência energética é a utilização de equipamentos que são certificados pelo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), uma vez que a proposta é a realização das atividades no mesmo nível de produtividade reduzindo o consumo de energia elétrica que por sua vez possibilita a redução dos valores pagos nas contas de energia e a redução da emissão de gás carbônico. Em conjunto com as ações de eficiência energética, a utilização de sistemas fotovoltaicos atende aos consumidores residenciais e comerciais como uma estratégia de redução de suas contas de energia, uma vez que os custos para utilização de tais sistemas estão cada vez mais competitivos e os valores das contas de energias cada vez mais altas.

Outras ações de eficiência energética muito utilizadas não somente para consumidores residenciais, mas também em edifícios comerciais, são as tecnologias conhecidas como Internet das Coisas (IoT, do inglês *Internet of Things*), que através de sensores que monitoram e controlam as cargas de equipamentos de iluminação, centrais de climatização e máquinas diversas, armazenam dados de consumo e com essas informações podem realizar comparativos entre edificações com o mesmo comportamento operacional, afim de buscar ações que gerem economia.

Outra inovação neste sentido de eficiência energética são as técnicas de Inteligência Artificial, que podem ser aplicadas para a identificação de padrões de consumo, detecção de falhas e previsão de consumo que destaquem oportunidades de economia de energia. Todas essas tecnologias apresentadas têm a capacidade de ser integradas a um gerenciador que pode comandar e controlar a operação tanto comercial quanto residencial de forma automática em busca de otimização do recurso energético.

2.7 Considerações finais do capítulo

Este capítulo apresentou os principais conceitos utilizados nesta dissertação. Iniciou-se com a apresentação do arcabouço regulatório e a importância de conhecer a regulamentação referente à geração distribuída, tarifa de energia e o Programa de Eficiência Energética.

Foram também apresentados os conceitos de curva de carga de um cliente residencial e as projeções de crescimento do setor fotovoltaico no Brasil. E ainda, o capítulo aborda de forma sucinta o conceito de deslocamento de carga com uma forma clássica do gerenciamento pelo lado da demanda.

Por fim foram apresentadas algumas tecnologias armazenamento de energia em baterias e suas aplicações, por exemplo, aplicações de deslocamento de pico de carga, backup durante o momento de falta de energia e aplicações para mitigar a intermitência de fontes renováveis.

3 REVISÃO DA LITERATURA

Um fator considerado na literatura e estudado neste trabalho é a utilização de armazenamento de energia em baterias (BESS, do inglês *Battery Energy Storage Systems*), sendo que as tecnologias estão disponíveis para utilização de acordo com a aplicação escolhida, por exemplo, redução da conta de energia (*Electric Bill Management*), regulação de frequência e redução do pico de carga. Ainda em relação aos sistemas de armazenamento pode-se verificar que são equipamentos que contribuem com o sistema elétrico, mesmo não gerando energia, pois podem aumentar a oferta de energia em momentos de maior necessidade.

Outro ponto importante é o planejamento do momento de carregamento desses sistemas, pois é necessário realizá-lo em período de menor carga. Quanto ao processo de carga e descarga dos sistemas de armazenamento, se faz necessário inicialmente uma avaliação de qual a tecnologia a ser utilizada bem como uma simulação específica de sua operação, para garantir disponibilidade para a necessidade de carga do consumidor final.

Uma vez consideradas as aplicações das tecnologias, tanto de geração de energia limpa quanto a de armazenamento de energia, o desafio é identificar o melhor momento para o armazenamento, controlar a sua operação cujo o despacho pode ser realizado em momentos de maior necessidade ou menor custo.

3.1 Estratégia de coleta de materiais

Esta etapa teve início através do levantamento do estado da arte relacionado ao tema em questão que é sistemas fotovoltaicos e armazenamento de energia em baterias. Assim, iniciou-se a coleta de artigos científicos através do Portal de Periódicos da Capes, disponibilizado pelo Ministério da Educação (MEC).

Quanto aos critérios de seleção, para uma coleta ampla de artigos científicos, foram levadas em consideração as combinações de palavras-chave relacionadas aos temas, eficiência energética, baterias, sistema de armazenamento de energia, sistema fotovoltaicos e geração distribuída.

A combinação das palavras-chave resultou em nove buscas, conforme pode-se observar na TABELA 2.

TABELA 2 - Palavras-chave para a pesquisa de periódicos

PESQUISA	PALAVRAS-CHAVE
I	Eficiência Energética + Baterias
II	Eficiência Energética + Sistema de Armazenamento de Energia
III	Eficiência Energética + Sistemas Fotovoltaicos
IV	Eficiência Energética + Geração Distribuída
V	Geração Distribuída + Sistema de Armazenamento de Energia
VI	Geração Distribuída + Baterias
VII	Geração Distribuída + Sistemas Fotovoltaicos
VIII	Sistemas Fotovoltaicos + Baterias
IX	Sistemas Fotovoltaicos + Sistemas de Armazenamento de Energia

Fonte: O autor (2018)

Após a definição das palavras-chave, foi escolhido um artigo por cada eixo de pesquisa, com o objetivo de validar as palavras-chave e dar sequência a coleta dos artigos científicos. Os artigos utilizados para o processo de validação das palavras-chave estão apresentados na TABELA 3.

TABELA 3 - Validação das palavras-chave

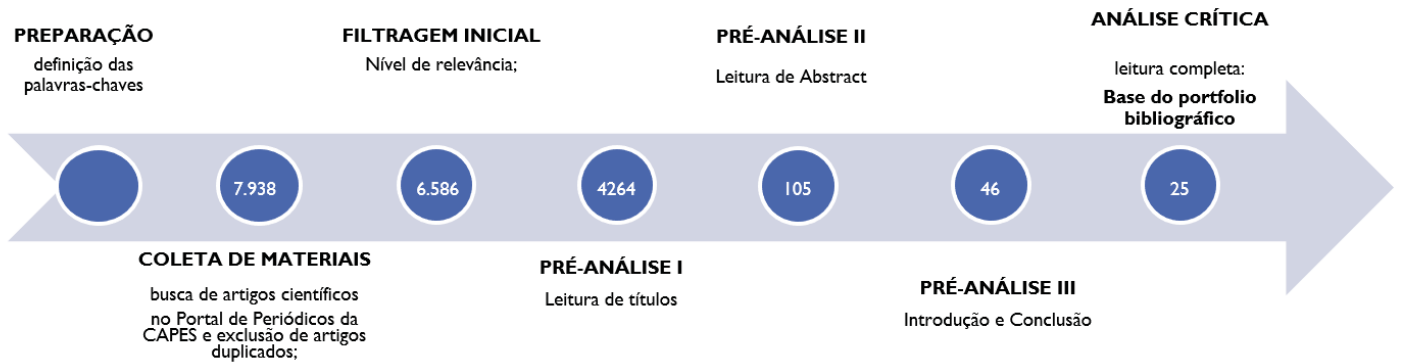
PESQUISA	ARTIGO DE VALIDAÇÃO DE PALAVRAS-CHAVE	PERIÓDICOS
I	<i>Opportunities and challenges for a sustainable energy future</i>	Nature
II	<i>Battery Energy Storage for Enabling Integration of Distributed Solar Power Generation</i>	IEEE Transactions on Smart Grid
III	<i>Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in electric power</i>	Energy Police
IV	<i>Distributed Photovoltaic Generation and energy storage system A review</i>	Renewable and Sustainable Energy Reviews
V	<i>Multiobjective Battery Storage to Improve PV Integration in Residential Distribution Grids</i>	IEEE Transactions on Sustainable Energy
VI	<i>Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries</i>	IEEE Transactions on Sustainable Energy
VII	<i>PV with Battery in Smart Grid Paradigm Price-Based Energy: Price-based energy management system</i>	IEEE Transactions on Sustainable Energy
VIII	<i>Maximizing solar PV energy penetration using energy storage technology</i>	Renewable and Sustainable Energy Reviews
IX	<i>Battery Energy Storage Station (BESS)-Based Smoothing Control of Photovoltaic (PV) and Wind Power Generation Fluctuations</i>	IEEE Transactions on Sustainable Energy

FONTE: O autor (2018)

Após a escolha dos artigos para validação das palavras-chave, foi realizada uma pesquisa na plataforma Sucupira, em periódicos Qualis, e os mesmos foram classificados na área de avaliação Engenharias III e Engenharias IV com classificação entre B2 e A1 nas editoras que foram publicados, sendo, IEEE, Elsevier e Nature, revistas relevantes para pesquisas na área de engenharia elétrica.

Uma vez validada as palavras-chave e as bases de dados (Editoras), deu-se início ao processo de busca dos artigos científicos. Ao final do processo de busca, foram levantados 7.938 artigos, portanto fez-se necessária uma estratégia de coleta e análise do material levantado. Para isso utilizou-se a metodologia de seleção de portfólio sugerida por (ENSSLIN; *et al.*, 2011). Desta forma, foi definido um fluxograma para ilustrar o procedimento percorrido conforme apresentado na FIGURA 7.

FIGURA 7 - Estratégia de coleta e análise de artigos científicos



Fonte: O autor (2018)

A primeira filtragem foi realizada através da exclusão dos artigos duplicados resultando em 6.586 artigos. A segunda ação foi avaliar o grau de relevância do artigo, através do ano de publicação e alinhamento das palavras chaves ao tema da pesquisa, assim, atingindo-se o número de 4.264 artigos.

Na etapa de pré-análise I realizou-se a leitura dos títulos que resultou em 105 artigos. Na etapa pré-análise II, foi realizado a leitura dos resumos dos artigos selecionados resultando em 46 artigos. Na pré-análise III, foi realizado a leitura da introdução e das conclusões que resultou em 25 artigos considerados relevantes para a presente pesquisa, conforme apresentado na TABELA 4.

TABELA 4 - Portfólio dos artigos selecionados

	TÍTULOS DOS ARTIGOS BASE PARA PESQUISA	PERIÓDICO
1	Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries Connected PV Systems With Batteries	IEEE Transactions on Sustainable Energy
2	A decentralized storage strategy for residential feeders with photovoltaics	IEEE Transactions on Smart Grid
3	Energy dispatch schedule optimization and cost benefit analysis for grid-connected, photovoltaic-battery storage systems	Renewable Energy
4	Optimum community energy storage system for demand load shifting	Applied Energy
5	Effect of tariffs on the performance and economic benefits of PV-coupled battery systems	Applied Energy
6	An improved control method of battery energy storage system for hourly dispatch of photovoltaic power sources	Energy Conversion and Management
7	Solar energy storage in German house holds:profitability, load changes and flexibility	Energy Policy
8	Economic evaluation of batteries planning in energy storage power stations for load shifting	Renewable Energy
9	Technical and economical assessment of distributed electrochemical storages for load shifting applications: An Italian case study	Renewable and Sustainable Energy Reviews
10	Optimal scheduling of household appliances with a battery storagesystem and coordination	Energy and Buildings
11	An optimization-based approach to scheduling residential battery storage with solar PV: Assessing customer benefit	Renewable Energy
12	Battery energy storage for enabling integration of distributed solar power generation	IEEE Transactions on Smart Grid
13	Battery energy storage station (BESS)-based smoothing control of photovoltaic (PV) and wind power generation fluctuations	IEEE Transactions on Sustainable Energy
14	Battery energy storage systems: Assessment for small-scale renewable energy integration	Energy and Buildings
15	Distributed generation, storage, demand response and energy efficiency as alternatives to grid capacity enhancement	Energy Policy
16	Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review	Renewable and Sustainable Energy Reviews
17	Electrical energy storage for the grid: a battery of choices	SCIENCE
18	Energy management at the distribution grid using a Battery Energy Storage System (BESS)	Electrical Power and Energy Systems
19	Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in electric power systems utilizing energy storage and other enabling technologies	Energy Policy
20	Maximizing solar PV energy penetration using energy storage technology	Renewable and Sustainable Energy Reviews
21	Multiobjective Battery Storage to Improve PV Integration in Residential Distribution Grids	IEEE Transactions on Sustainable Energy
22	Opportunities and challenges for a sustainable energy future	Nature
23	Evaluation of grid-level adaptability for stationary battery energy storage system applications in Europe	Journal of Energy Storage
24	Sizing strategy of distributed battery storage system with high penetration of photovoltaic for voltage regulation and peak load shaving	IEEE Transactions on Smart Grid
25	The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems—A review and a simulation model	Renewable and Sustainable Energy Reviews

FONTE: O autor (2018)

Após o processo de seleção do portfólio bibliográfico, despertou-se o interesse em avaliar a qualidade da produção científica relacionada deste processo de seleção de portfólio bibliográfico. Para tal, as métricas selecionadas para ilustrar os indicadores bibliométricos do portfólio selecionado estão apresentadas na TABELA 5.

Este trabalho de indicadores bibliométricos foi realizado com o suporte da ferramenta computacional conhecida por *Publish or Perish*, a qual realiza buscas de publicações utilizando a base de dados do Google Scholar e da *Microsoft Academic Search*.

TABELA 5 - Indicadores bibliométricos do portfólio selecionado

Índices bibliométricos	Valores
Ano da Publicações	2007 - 2017
Total de artigos	25
Total de Citações	3550
Citações por ano	332.73
Citações por artigos	142.00
Citações por autores	1434.02
Artigos por autores	8,61
Autores por artigos	3,48
Índice H	16

FONTE: O autor (2018).

Foram analisados os indicadores bibliométricos para os 25 artigos científicos que formam a base para esta pesquisa e os índices selecionados foram: ano de publicação, total de citações, citações por ano, citações por artigos, citações por autores, artigos por autores e autores por artigos.

3.2 Análise da literatura

Esta seção apresenta uma análise detalhada dos artigos que mencionam aplicações de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia em baterias, na qual se destaca o processo de otimização da energia gerada pelo sistema fotovoltaico e as tarifas de energia empregadas para tais sistemas. Ao decorrer da análise, observou-se que as tarifas de energia, os perfis de carga dos usuários e as tecnologias de armazenamento de energia são pontos importantes a serem analisados.

Outro saldo da análise dos artigos selecionados como portfólio bibliográfico desta pesquisa foi a possibilidade de desenvolvimento de um *RoadMap* tecnológico. O *RoadMap* Tecnológico apresentado na FIGURA 8, deu suporte para o mapeamento de artigos que descrevem os sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia em baterias. Foi separado cada artigo por seu tópico, por exemplo, o artigo (3) do portfólio de artigos selecionados, está relacionado com tarifa dinâmica, sistemas fotovoltaicos e perfil de carga residencial. Com os dados obtidos foi possível desenvolver um modelamento

capaz de contribuir na solução de problemas enfrentados pelos consumidores residenciais de energia elétrica.

FIGURA 8 - RoadMap Tecnológico

TIPOS DE TARIFA		TIPO DE GERAÇÃO DE ENERGIA	
Dinâmica Time-Of-Use	Incentivada Feed-in	Convencional Real Time	FV
(3)(4)(5)(6)(7)(8)(9)(10)(11)	(1)(6)(7)(11)(15)(21)(25)	(4)(5)(14)	(1)(2)(3)(5)(6)(7)(10)(11)(12)(13)(14)(15)(16)(18)(19)(20)(21)(23)(24)(25)
PERFIL DE CARGA		MODELAGENS	
Residencial	Distribuição	Financeiro	Equipamentos Elétrico/Energético
(1)(2)(3)(4)(5)(6)(7)(8)(9)(10)(11)(14)(15)(16)(20)(23)(21)	(12)(13)(18)(19)(23)(24)	(1)(3)(4)(5)(7)(9)(10)(11)(14)(25)	1)(2)(3)(6)(13)(20)(21)(24 2)(3)(10)(12)(15)(18)(19)
TIPO DE ARMAZENAMENTO		TÉCNICAS	
Li-Ion	PbA	AG/MINP	Linear Programming
(2)(3)(4)(5)(7)(8)(9)(13)(14)(18)(21)(23)(24)	(1)(4)(5)(8)(10)(14)(21)(25)	(8)(5)(7)(10)	(2)(3)(18)
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA		MODOS DE OPERAÇÃO	
Energia Economizada	Redução de Demanda na Ponta	SFCR/ Ger pelo lado da Demanda	REDE DE DISTRIBUIÇÃO / Ger pelo lado da distribuição
(11)(14)(15)(16)(22)(24)(25)	(11)(14)(15)(16)	(1)(2)(3)(4)(5)(6)(7)(9)(10)(11)(14)(16)(20)(21)(22)(24)(25)	(12)(13)(15)(19)

FONTE: O autor (2018)

A Figura 8 apresenta os principais tipos de tarifas de energia, as fontes de geração de energia, perfis de carga, modelagem, tecnologias de armazenamento e as técnicas de programação para atingir o melhor processo de otimização para o uso de energia.

3.2.1 Tarifas de energia

A tarifa *Feed-in* disponibilizada para o incentivo e ao desenvolvimento do setor de geração fotovoltaico, até o momento não é aplicada no Brasil, porém é aplicada em países como Alemanha e Austrália com grande adesão pelos consumidores. Do ponto de vista regulatório, na Alemanha, a utilização da tarifa *Feed-in* é proibida para instalações com armazenamento de energia, pois assim, evitaria abusos dos usuários finais na compra de energia por se tratar de uma tarifa incentivada (RIFFONNEAU; *et al.*, 2011), porém, espera-se que este regulamento possa se tornar mais flexível. Na expectativa da flexibilização da regulamentação a pesquisa científica trabalha para dar suporte ao apresentar cálculos de fluxo de caixa e a viabilidade técnica e econômica para sistemas híbridos, fotovoltaicos com armazenamento de energia.

Após mencionar a tarifa de energia convencional e a tarifa incentivada, *Feed-in*, analisa-se a tarifa dinâmica ou internacionalmente conhecida como *Time of Use* (TOU). Um conceito, apresentado por Han *et al.* (2015), exemplifica um sistema de armazenamento que pode operar com o carregamento das baterias em um momento que o preço da energia for baixo e descarregar no momento que a tarifa for alta.

Inicialmente no exemplo apresentado observam-se dois momentos de tarifação, ou seja, alto e baixo. O conceito característico de tarifa dinâmica pode ser ampliado para uma variação de tarifa ocorrendo hora a hora por vários dias do ano, assim, uma aplicação de deslocamento de carga pode ser empregada a um sistema de armazenamento de energia em baterias, sendo necessário conhecer a tarifa de alto preço que costuma ser empregada, no Brasil, nos horários entre as 18 h e 21 h e a tarifa de baixo preço entre as 22 h e 17 h.

Além da aplicação de gerenciamento de custos de energia para o nível do consumidor, a aplicação de deslocamento de carga pode gerar grandes

benefícios para o sistema elétrico, como por exemplo, reduzir durante o período de grande consumo o carregamento dos sistemas de transmissão e distribuição de energia (GRADITI *et al.*, 2016).

3.2.2 Sistemas fotovoltaicos

Com a iniciativa governamental brasileira em disponibilizar a regulamentação do setor das energias renováveis através das resoluções normativas, as energias renováveis entraram no cenário nacional de geração de energia com grande destaque.

A geração de energia, em especial a fonte solar fotovoltaica recebeu muita atenção, uma vez que o mercado internacional observou uma oportunidade de negócios com a comercialização de equipamentos e os usuários locais por sua vez, interessados em gerar a sua própria energia, usuários esses conhecidos também como *self-consumption* do inglês (auto consumidor) (DAUD; MOHAMED; HANNAN, 2013).

Ainda no aspecto operacional, o crescimento da penetração da energia proveniente da geração solar fotovoltaica em especial para o consumidor residencial apresenta uma vantagem, pois pode proporcionar um alívio de carga para as redes de distribuição.

Por outro lado, um desafio relacionado às energias renováveis é o efeito de intermitência que pode introduzir efeitos adversos na operação do sistema fragilizando a performance das redes elétricas.

De acordo com (ANEEL, 2017a) consumidores residenciais apresentam o pico de geração solar não coincidente com o pico de consumo residencial e (MARRA; *et al.*, 2014) apresenta que a alta geração e a baixa carga são pré-condições para o fluxo de potência reverso nos alimentadores, os quais em situações extremas podem gerar efeitos de sobretensão nas redes de distribuição que podem impactar nos níveis de qualidade que devem ser garantidos pelas concessionárias.

Assim, fica o questionamento, os sistemas fotovoltaicos apresentam oportunidades técnicas e financeiras por proporcionar energia para os usuários residenciais, mas por outro lado, se não for devidamente controlada a inserção da energia excedente pode causar impactos para a rede de distribuição. Uma

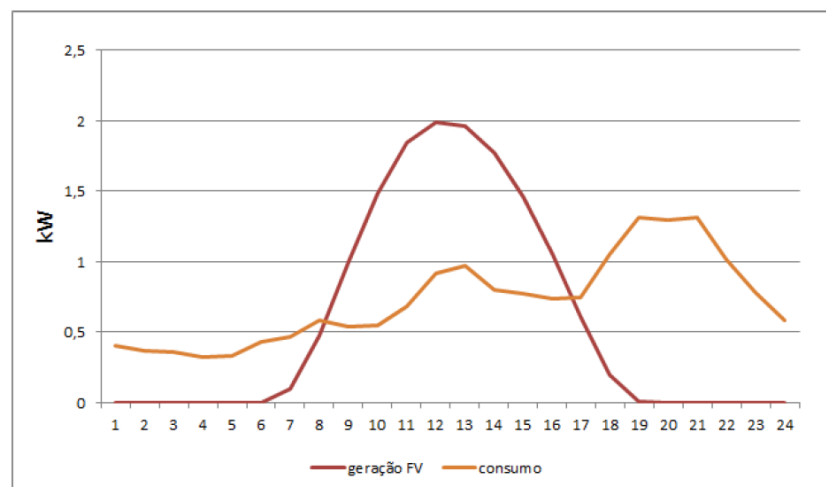
estratégia que pode ser utilizada para os usuários domésticos é priorizar o carregamento em um armazenador da energia durante o pico de geração fotovoltaica.

3.2.3 Análise da curva de carga residencial

O perfil de carga do consumidor residencial é um dos fatores principais para o planejamento energético, sendo que por sua vez a previsão um dia a frente (do inglês, *day-ahead*) e o consumo associado à previsão da geração fotovoltaica pode apresentar benefícios financeiros para o sistema elétrico e para o consumidor. Esta previsão identifica as oportunidades de utilização do sistema de armazenamento de energia, despachando a energia em momentos nos quais a previsão dos preços de energia for mais cara, assim minimizando o impacto do sistema residencial e reduzindo o pico de carga nas redes de distribuição (RATNAM; WELLER; KELLETT, 2015).

Segundo a ANEEL, em seu estudo sobre as projeções de consumidores residenciais com microgeração solar fotovoltaica no horizonte de 2017 a 2024 verifica-se que após a instalação de um sistema fotovoltaico o consumidor injeta energia na rede e é compensada em outros horários dentro do mesmo ciclo de faturamento. A Figura 9 ilustra a curva de carga de um consumidor típico ao longo de um dia, bem como a curva de geração fotovoltaica.

FIGURA 9 - Consumo residencial versus a geração solar fotovoltaica



Fonte: Adaptado ANEEL (2017)

Diante desta análise, observou-se a possibilidade de aproveitar a energia que seria injetada na rede em um sistema de armazenamento de energia em baterias, considerando que a geração fotovoltaica pode superar o consumo da residência no período entre 08 h e 16 h.

3.2.4 Modelamento

Sobre o modelo de otimização, Marra *et al.* (2014) analisam o crescimento da geração fotovoltaica como um grande potencial de alívio ao carregamento nas redes de distribuição de energia. Mas por outro lado, do ponto de vista da operação do sistema elétrico, esta geração de energia pode ser uma incerteza, pois apresenta impactos relacionados à variação nos níveis de tensão. Desta forma, Marra *et al.* (2014) apresentam uma proposta para adequar os níveis de tensão, utilizando um gerenciador de energia programado com informações de períodos de geração que é capaz de controlar a energia excedente a ser injetada na rede de distribuição.

Outra aplicação de um modelamento de otimização com o foco técnico e econômico foi apresentado por Graditi *et al.* (2016) incluindo dois cenários de fluxo de caixa, considerando três tipos de tarifas de energia, classificados em horário fora de ponta, intermediário e ponta. Para o cenário um foi considerado o preço de compra de energia e os custos médios da implantação do BESS. Para o cenário dois foram analisados diferentes tecnologias de armazenamento de energia a serem empregadas no BESS, por exemplo, Íons de Lítio (LiB), Fluxo de Vanádio (VRB) e Sulfato de Sódio (NaS) e foi realizado um processo de otimização avaliando o melhor ganho entre as tecnologias de armazenamento e comparando a sua performance frente aos valores máximos e mínimos das tarifas de energia.

Com foco em um modelo para aumentar a vida útil das baterias, Nottrot, Kleissl e Washom (2013) aplicaram uma otimização ao processo de carregamento e descarregamento das baterias. A estratégia foi realizada através do desenvolvimento de um algoritmo que analisou a eficiência do arranjo fotovoltaico, o arranjo do sistema de armazenamento de baterias, composto pela tecnologia de íons de lítio com capacidade de 1.290 kWh e a irradiação solar da região.

3.2.5 Tipos de tecnologias de armazenamento de energia

O interesse pelo armazenamento de energia conectado à rede tem apresentado crescentes oportunidades operacionais para os usuários de energia. Essas oportunidades estão relacionadas às operações de controle de pico de demanda, confiabilidade das redes de distribuição e a integração com as fontes renováveis.

Segundo Dunn *et al.* (2011) estudos recentes identificaram um alto número de aplicações para o armazenamento de energia de origem de fontes renováveis visando confiabilidade e qualidade de energia.

As tecnologias para o armazenamento de energia estão disponíveis para utilização conforme a aplicação escolhida, quantidade de potência de armazenamento e tempo de descarga de energia. Ainda em relação às tecnologias encontradas na literatura são: baterias; baterias de fluxo; *flywheels*; supercondutores; e sistemas de armazenamento a ar comprimido.

Moraes *et al.* (2010) explicam de forma detalhada as contribuições do armazenamento de energia em baterias para consumidores que já possuem sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede de energia. Apresentam-se duas características dos sistemas solares, a primeira é a intermitência e a segunda o período de geração que geralmente está deslocado do momento de pico de consumo dos consumidores. Uma exceção a esta regra são os momentos onde o pico de consumo está dentro do período de geração de energia por parte dos sistemas fotovoltaicos. No entanto ao aplicar o armazenamento de energia em baterias, pode-se agregar valor aos sistemas fotovoltaicos, por exemplo: gerenciamento da carga, minimizando a consumo de energia da rede de distribuição; e suprimento de cargas críticas em momento de falta de fornecimento de energia da concessionária.

O consumidor residencial pode se tornar um suporte à concessionária durante os períodos de geração fotovoltaico deixando disponíveis a energia não consumida para outros usuários que não possuem sistema fotovoltaicos com armazenamento de energia em baterias. Assim, o armazenamento de energia em baterias, pode ser aplicado como um sistema de despacho de energia de

acordo com as demandas operacionais a favor do consumidor tanto quanto ao uso de energia.

3.2.6 Técnicas de otimização

Esta seção apresenta algumas técnicas de otimização que foram utilizadas para obter resultados nas aplicações de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia em baterias. O objetivo final dos processos de otimização na maioria das vezes é buscar minimizar o esforço necessário e ou maximizar o benefício desejado respeitando uma série de restrições. Dito isto uma aplicação de algoritmo baseado em programação quadrática apresentado por Ratnam, Weller e Kellett (2015) busca maximizar a geração solar fotovoltaica juntamente a um sistema de armazenamento de energia em baterias. Com a utilização desta aplicação, além dos benefícios financeiros, outros benefícios são alcançados simultaneamente, como por exemplo a redução de pico de demanda e a redução do fluxo de potência reverso.

Foi considerado que em momentos onde a tarifa de energia é mais cara a rede de distribuição tem a maior demanda, assim o sistema de armazenamento é acionado para despachar a energia para a residência evitando durante esses momentos o pico de demanda e reduzindo o fluxo de potência reverso. A pesquisa de Ratnam, Weller e Kellett (2015) foi desenvolvida em uma rede de distribuição com 145 residências localizadas na Austrália e a tarifa de incentivo *feed-in* é disponibilizada para produção fotovoltaica.

O primeiro objetivo alcançado foi minimizar o impacto da residência na rede de distribuição reduzindo o pico de demanda e reduzindo a variação de tensão que está associado ao fluxo de potência reverso. O segundo objetivo foi aumentar a economia operacional para o consumidor carregando as baterias em um momento de alta irradiação e baixo consumo e descarregando a energia em momentos de alto custo de energia.

Outra técnica de programação, conhecida como programação linear é aplicada para otimização de despacho de energia. A programação linear envolve os procedimentos de minimização ou maximização de uma função objetivo linear, sujeita a limites, igualdades lineares e restrições de desigualdade. Nottrott, Kleissl e Washom (2103) apresentam uma implementação da

Programação Linear (PL) para um modelo ótimo de despacho programado de energia para os momentos de pico de carga. Foi combinada a utilização de um sistema fotovoltaico com um sistema de armazenamento de energia em baterias. Com esta combinação foi possível minimizar a necessidade do consumo de energia da rede elétrica. O esquemático idealizado para este estudo foi composto por um sistema fotovoltaico um sistema de armazenamento com baterias de íons de lítio e a carga devidamente conectada à rede.

A função objetivo corresponde à escassez de energia entre a previsão do consumidor e a previsão da geração fotovoltaica. A primeira restrição apresentada por Nottrott, Kleissl e Washom (2103) é a condição de carregamento das baterias durante o período de baixo preço e o descarregamento da energia durante os períodos de alto preço.

Outra condição é o carregamento do sistema de baterias quando o sistema fotovoltaico estiver excedendo a previsão de carga residencial. As últimas informações de restrição visam a capacidade de armazenamento de energia das baterias e o seu carregamento e descarregamento que deve respeitar a capacidade de operação da bateria. Por fim a programação linear foi resolvida através da utilização da plataforma de programação MatLab.

Já a técnica de otimização conhecida como algoritmos genéticos (AGs) aplicados para solução de problemas de otimização tiveram início da década de 1970 por John Holland com a publicação de seu livro *Adaptation in natural and artificial systems*. Tido como uma referência básica para o estudo do AG sua inspiração para criação desta técnica foi a teoria da seleção natural publicada por Darwin no início do século XIII, criando um algoritmo que procura simular o processo de seleção natural em um conjunto de possíveis soluções ótimas para o problema.

É de conhecimento que os efeitos da intermitência gerada pelos sistemas solares fotovoltaicos causam variações no fluxo injetado para as redes elétricas. O sistema de armazenamento é um meio de suavizar as flutuações de energia, conseqüentemente a energia injetada na rede pode ser despachada em uma base horária causando menos impactos para o sistema. Daud, Mohamed e Hannan (2013) estudaram uma planta de geração fotovoltaica com potência instalada de 1,2 MW e os AGs foram aplicados para encontrar o melhor dimensionamento para um controlador de carga de um sistema de

armazenamento de energia em baterias. O controlador tem a capacidade de despachar de forma horária a energia nas redes de distribuição. Com o dimensionamento adequado o controlador pode contribuir com os seguintes fatores:

- Um dimensionamento mínimo do armazenamento de energia em baterias;
- Um carregamento e descarregamento ótimos visando uma operação segura das baterias; e
- Contribuir para a redução da possibilidade de falhas prematuras ou a parada de funcionamento das baterias.

Após executada a etapa de dimensionamento do controlador, os AGs atualizaram os valores dos parâmetros do controlador enquanto minimizavam a função objetivo para atender o ajuste do controle do despacho de energia conforme:

- Valores máximos e mínimos para a operação de carregamento das baterias;
- Valores máximos e mínimos de corrente para carregamento e descarregamento das baterias; e
- Limites de tensão mínimos e máximos operacionais nos terminais das baterias.

O conjunto de parâmetros faz parte do espaço de busca que são os valores de configuração do controlador. Os AGs são responsáveis por rodar a programação buscando uma solução de acordo com os valores definidos pelo controlador. Como resultados, foi dimensionado um sistema de armazenamento de energia de 300 kWh e após parametrizar o tempo de descarga e a capacidade de descarga foi possível obter uma otimização de 2% no tamanho do sistema de armazenamento inicialmente dimensionado de 300 kWh para 294 kWh.

3.2.7 Eficiência Energética

O conceito utilizado para eficiência energética consiste em energia economizada e a redução de energia no horário de ponta. Realizando uma análise da literatura disponibilizada pela ANEEL e durante o levantamento

bibliográfico em periódicos internacionais, conclui-se que a viabilidade técnica e econômica é um diferencial para os consumidores residenciais que adotem ações de eficiência energética.

Uma opção para os usuários residenciais que buscam gerar a sua própria energia são os sistemas fotovoltaicos que por sua vez podem gerar energia ao longo do dia. Já o armazenamento de energia em baterias pode ser uma opção para armazenar energia em momentos de excedente energético e despachar a energia em horários de ponta, assim contribuindo com a redução no horário de ponta.

Nesta linha de pesquisa relacionada à eficiência energética, Hoppman *et al.* (2014), baseados em pesquisas anteriores, examinaram a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaico residenciais com armazenamento de energia em baterias analisando vários cenários de preço de tarifas. Além disso, avaliaram parâmetros técnicos, tais como geração de eletricidade, armazenamento de energia em baterias e perfil de carga. Já os parâmetros econômicos estão relacionados aos custos de sistemas fotovoltaicos, custos de sistemas de armazenamento de energia em baterias e fundamentalmente o custo da eletricidade, item em destaque nas economias pelos seu crescente aumento.

Os autores, Hoppman *et al.* (2014), concluíram que mesmo sem a política de preço de suporte aos setores fotovoltaicos a aplicação de armazenamento de energia em baterias em sistemas residenciais é viável.

3.2.8 Modos de operação

Durante a construção do *RoadMap* tecnológico foram observados que os sistemas de armazenamento de energia em baterias de pequeno porte estão alocados em instalações residenciais aplicáveis para o gerenciamento pelo lado da demanda. Também foram observados sistemas de médio e grande porte alocados em redes de distribuição e subestações de energia. Assim, apresentam-se as aplicações para ambos os sistemas, residencial e aplicados também às redes de distribuição.

Os sistemas residenciais com a utilização do armazenamento de energia em baterias despertam as pesquisas nas áreas de viabilidade econômica com a

busca por performance operativa dos equipamentos, benefícios econômicos baseado em tarifas dinâmicas e tarifas incentivadas de energia e controle de cargas.

Parra e Patel (2016) esperam que o uso combinado de sistemas fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia em baterias para consumidores residenciais seja uma solução para os próximos anos. Com a redução dos custos de importação e o crescimento das instalações fotovoltaicas e com o constate aumento das tarifas de energia, há um interesse em entender o desempenho e os benefícios econômicos destas.

Ainda, segundo Parra e Patel (2016), avaliou-se um sistema fotovoltaico composto por painéis do modelo HIT-N235SE10 do fabricante Sanyo com uma geração total de 3 kW pico. Os estudos comparativos utilizaram as tecnologias de armazenamento de íon de Lítio e Chumbo ácido. Durante os estudos foram analisados os dados de demanda energética da residência, a especificação do arranjo fotovoltaico e as tecnologias empregada nos bancos de baterias.

Um fator relevante foi as tarifas de energia empregadas, considerando-se a tarifa monômnia (\$/MWh), tarifa binômnia que é constituída pelo consumo de energia (\$/kWh) e a demanda faturável (kW) e a tarifa dinâmica com dois patamares de preço. A análise técnica considerou a eficiência da tecnologia de armazenamento empregado para cada sistema, o ciclo de carga e descarga completo em toda a vida útil das baterias. Quanto aos indicadores utilizados para a análise econômica, foram considerados os custos nivelados de energia e a taxa interna de retorno. De forma resumida, o custo nivelado de energia é o cálculo contabilizado dos custos esperados ao longo da vida de um sistema, incluindo manutenção, impostos, seguro e incentivos. O valor total é dividido pela energia (kWh) que será produzida durante a vida útil do sistema.

Como conclusão observou-se que os custos nivelados e a taxa interna de retorno é de -4,7 % para o sistema ótimo de bateria de PbA (10 kWh) a um custo \$ 0,55 unidades financeiras e custos nivelados e a taxa interna de retorno de -0,2 % para o sistema de bateria de íons de Lítio ótimo (8 kWh) a um custo de \$ 0,30 unidades financeiras, considerando custo inicial da bateria e as perdas cíclicas.

A taxa interna de retorno é o resultado combinado do valor e do custo oferecido por investimento. As baterias podem ser investimentos lucrativos, mas

os resultados encontrados foram negativos ou seja (não rentáveis) para ambas tecnologias independente da tarifa.

Contudo, segundo Parra e Patel (2016) uma descoberta interessante para as baterias de chumbo ácido foi a rentabilidade para a aplicação de deslocamento de carga em tarifas dinâmicas, a razão é a operação das baterias em pequenos períodos do dia. Para as baterias de íon de lítio, a tarifa simples se apresentou mais lucrativa permitindo gerenciar mais energia através do sistema fotovoltaico.

No ambiente das concessionárias de energia elétrica especificamente no setor de distribuição também é aplicado o armazenamento de energia em baterias. Isso mostra que é possível obter benefícios além da utilização deste sistema associado a sistemas fotovoltaicos. Benefícios como redução do pico de carga e deslocamento de carga levando as concessionárias a realizar investimentos em outras áreas, por exemplo, aquisição de novos equipamentos.

Han *et al.* (2015) apresentam um estudo e o dimensionamento de um sistema de armazenamento de energia com foco na aplicação de deslocamento de carga (do inglês, *load shifting*) para redes de distribuição de energia elétrica com base na tarifa *Time of Use* (TOU). Baseado em análises econômicas foram estudados três tipos de tecnologia de baterias, chumbo ácido, íons de lítio e redox de vanádio. Durante a execução do trabalho é analisado o retorno financeiro aplicando cada uma das três tecnologias de armazenamento de forma isolada, depois com duas tecnologias e, por fim, é realizado uma análise com as três tecnologias operando em paralelo. Os principais critérios utilizados pelo modelo são rendimento (η) e vida útil de cada tecnologia conforme pode-se observar na Tabela 6.

TABELA 6 - Critérios comparativos entre tecnologias de armazenamento

Chumbo Ácido	(η) 75 %	Vida útil 5 anos
Íons de Lítio	(η) 95 %	Vida útil 16 anos
Redox de Vanádio	(η) 80 %	Vida útil 36 anos

Fonte: Adaptado de Han et al. (2015).

O melhor retorno é apresentado com a aplicação de duas tecnologias, composta por baterias de íons de lítio combinadas com as baterias de redox de vanádio devido ao melhor rendimento e maior vida útil.

3.3 Considerações finais do capítulo

Este capítulo apresentou a revisão da literatura e foi possível verificar a importância com a qual a comunidade científica está desenvolvendo os trabalhos com foco em sistemas de armazenamento de energia em baterias e sistemas fotovoltaicos. Os trabalhos analisados buscam solucionar novas necessidades do setor elétrico, sendo essas necessidades apresentadas pela intermitência das fontes renováveis ou pelas necessidades dos usuários residenciais de energia que estão em constante busca de redução de seus custos com as tarifas de energia.

Outro saldo que surgiu com a análise dos artigos científicos foi a possibilidade de construção de um *RoadMap* tecnológico que deu suporte para o desenvolvimento do método de solução proposto por esta dissertação.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo serão apresentados os materiais e o método necessário para o desenvolvimento desta dissertação de mestrado.

4.1 Materiais

Para o desenvolvimento do modelo de utilização faz-se necessário a utilização dos materiais:

- Dados de consumo de um cliente residencial;
- Dados de irradiação e temperaturas máximas e mínimas para cidade de Curitiba;
- Dados da tarifa branca; e
- Plataforma computacional composta por hardware e softwares.

4.1.1 Dados de consumo de um cliente residencial

Com foco em atender os consumidores residenciais foi realizada uma adaptação dos dados de consumo disponibilizados pela ANEEL para um cliente residencial típico. Assim foi possível iniciar o dimensionamento de um sistema fotovoltaico para atender o cliente a ser beneficiado pelo sistema. Os valores de horário e consumo estão representados na TABELA 7.

TABELA 7 - Dados de consumo horário de um consumidor residencial

Horário	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Consumo (kWh)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,75	0,75	0,75	1	0,8	0,75	0,75	1	1,3	1,3	1,3	1	0,5	0,3

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018)

De posse dos dados de consumo é possível iniciar o processo de produção de energia elétrica através do dimensionamento de um sistema fotovoltaico. Outra informação relevante é a irradiação solar que incide sobre os painéis solares, neste ponto se faz necessário apresentar os dados de irradiação que serão utilizados na cidade de instalação do sistema solar.

4.1.2 Dados da irradiação e temperaturas máximas e mínimas para cidade de Curitiba

Conhecer os dados de irradiação de uma superfície onde serão aplicados os sistemas solares fotovoltaicos é necessário para obter os melhores resultados para a instalação.

Assim, é apresentado o índice que expressa o valor acumulado de energia solar ao longo do dia, conhecido como Horas de Sol Pleno (HSP). Este índice representa o número de horas que a intensidade da irradiância solar é máxima ou igual a 1.000 W/m². Outra informação relevante é a quantidade de irradiação solar expressa em Wh/m². Essa intensidade da irradiação solar máxima é a informação adotada como padrão pela indústria fotovoltaica para especificação e avaliação de módulos fotovoltaicos.

Para cidade de Curitiba onde este trabalho foi simulado, a inclinação utilizada corresponde à latitude (25,44°) e longitude (49,27°), cujos valores de irradiação solar média estão apresentados na FIGURA 10.

FIGURA 10 - Irradiação solar média para cidade de Curitiba

Estação: Curitiba Município: Curitiba , PR - BRASIL Latitude: 25,5° S Longitude: 49,349° O Distância do ponto de ref. (25,49° S; 49,42° O): 7,2 km																
#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,34	5,15	4,53	3,77	3,04	2,72	2,87	3,84	3,84	4,39	5,27	5,59	4,19	2,86
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	25° N	4,83	4,93	4,68	4,30	3,80	3,57	3,69	4,62	4,10	4,30	4,83	4,97	4,38	1,40
<input type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	4,95	5,00	4,70	4,25	3,71	3,47	3,59	4,54	4,09	4,35	4,94	5,11	3,88	1,64
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	44° N	4,08	4,35	4,38	4,31	4,01	3,87	3,96	4,77	3,93	3,87	4,13	4,14	4,15	,90

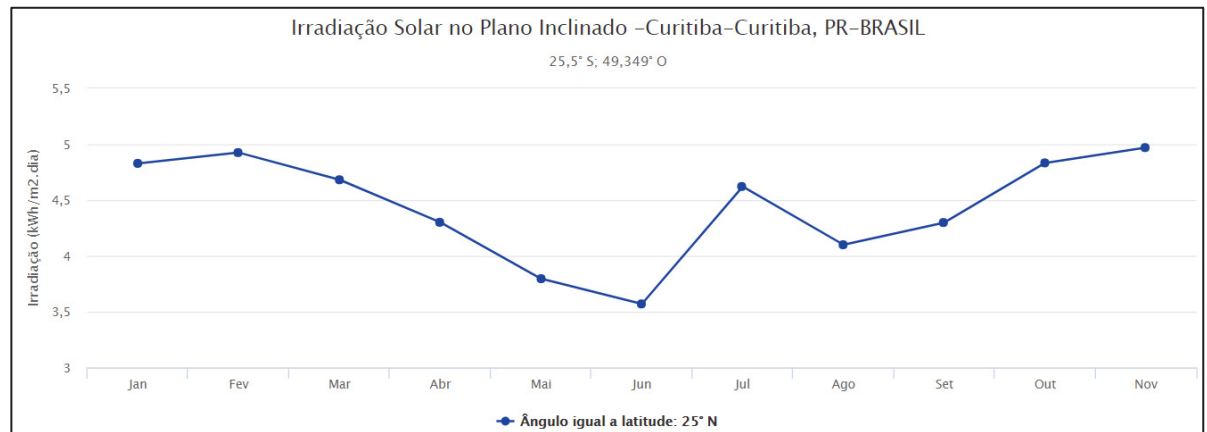
Fonte: CRESESB, 2018.

Os dados de irradiação solar levantados foram obtidos através da utilização de uma ferramenta chamada SunData versão 3.0 de 2017 disponibilizada pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB).

De acordo com o ponto de interesse, neste caso latitude de 25,5°S e Longitude 49,349°O apresentou-se o valor de irradiação média de 4,38 kWh/m².dia em destaque na FIGURA 10.

A FIGURA 11 apresenta o perfil de irradiação solar no plano horizontal ao longo de um ano para Curitiba, observa-se que o perfil de irradiação solar está entre os valores máximos de 4,93 e mínimos de 3,57 kWh/m².dia.

FIGURA 11 - Gráfico da irradiação solar média para cidade de Curitiba.



Fonte: Adaptado de CRESESB (2018).

Após apresentados os dados iniciais para realização do dimensionamento de um sistema fotovoltaico iniciam-se os primeiros cálculos de capacidade de geração de energia solar.

Pinho e Galdino (2014) apresentam os cálculos de dimensionamento de um sistema fotovoltaico que são descritos mais adiante. Além disso, cabe ressaltar que a eficiência dos módulos solares está diretamente relacionada com a temperatura do local onde estão instalados.

Outra atenção relacionada ao impacto da temperatura são as questões de ventilação adequada que possa dissipar o calor oriundo da ação dos raios solares sobre os módulos, podendo impactar no processo de conversão de energia.

4.1.3 Tarifa Branca

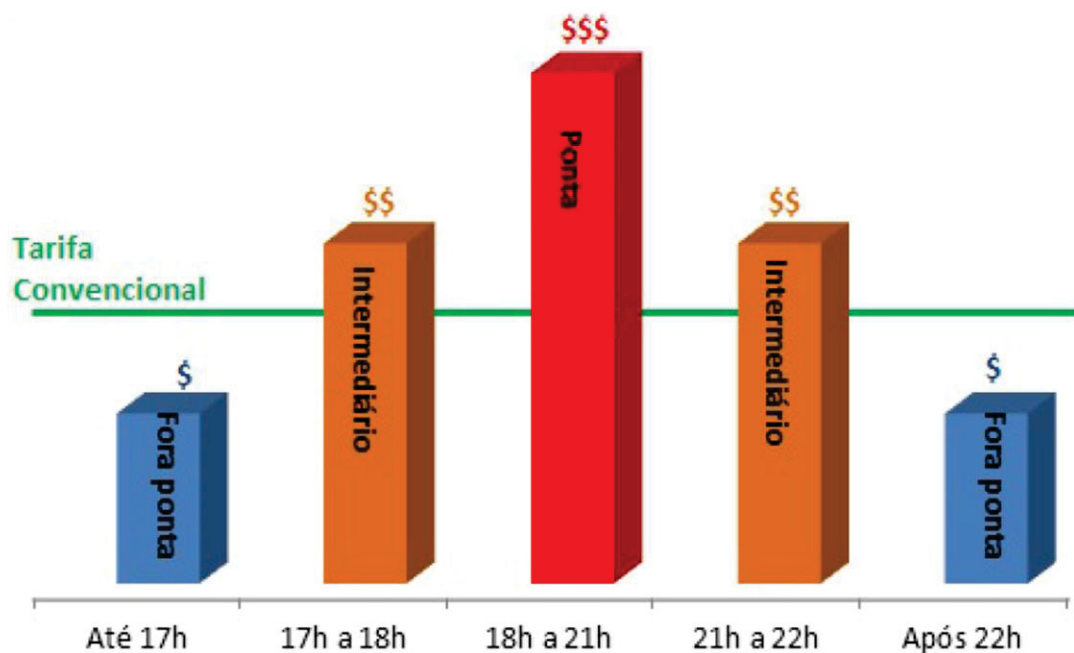
Diante do desafio crescente das tarifas de energia no Brasil, busca-se o desenvolvimento de uma aplicação que possa otimizar o uso de energia para os consumidores residenciais.

Assim buscou-se a utilização da tarifa branca que é uma opção de tarifa que sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia conforme o dia e

o horário do consumo. Se faz necessário reforçar que desde 1 de janeiro de 2018 está disponível a tarifa branca como opção para os clientes residenciais.

Neste momento, inicia-se a análise da aplicação de um sistema fotovoltaico que possui uma capacidade de geração elevada em alguns períodos do dia e uma tarifa que acompanha uma variação horária, tarifa esta que não acompanha o mesmo horário de geração elevada dos sistemas solares fotovoltaicos.

FIGURA 12 - Tarifa Branca



Fonte: Adaptado de Copel (2018)

Todos os valores de tarifas apresentados nesta dissertação são praticados conforme política de preço da concessionária de energia local, que neste caso é a Copel. O valor da tarifa branca sem os impostos é de R\$ 435,60/MWh para o posto fora de ponta, R\$ 596,90/MWh para o posto intermediário e R\$ 919,70/MWh para o posto de ponta. A tarifa convencional sem impostos para o grupo B é de R\$ 507,52/MWh ao longo de um dia. Desta forma, uma das premissas utilizadas busca-se utilizar a energia armazenada ao longo do dia para utilização nos postos tarifários intermediários e ponta.

4.1.4 Plataforma computacional composta por hardware e software

As simulações do algoritmo de despacho de energia foram realizadas no ambiente computacional Matlab® do fabricante *Mathworks* através dos algoritmos genéticos e inicialmente comparados com o método de otimização conhecido como Simplex. As simulações realizadas para o cálculo da relação custo-benefício utilizaram a ferramenta Excel Office 365 da fabricante *Microsoft*.

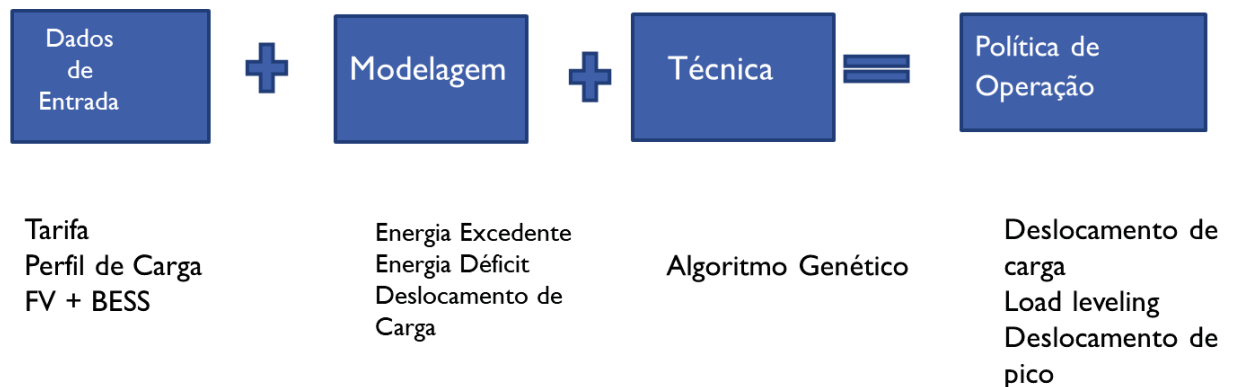
Ambas instaladas no sistema operacional Windows 10 Home Single Language de 64 bits, em um laptop com um processador Intel® Core i7 7500U, 2.7 GHz com 64 GB de memória RAM.

4.2 Método

Nesta seção é apresentado o método para os modelos de utilização de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia em baterias para baixa tensão.

Inicialmente é apresentado o conceito geral do método que é aplicado para obter a política de operação disponibilizada ao público alvo que neste caso são os consumidores residenciais atendidos em baixa tensão, conforme a FIGURA 13.

FIGURA 13 – Conceito geral do método da política de operação



FONTE: O autor (2018)

Com o conceito geral do método da política de operação definido, inicia-se o desenho do algoritmo de solução do problema de deslocamento de carga.

4.2.1 Dados de entrada

Foi considerado como dado de entrada a tarifa branca da Copel. Desta forma o algoritmo de despacho de energia realiza a leitura dos pontos tarifários com preços mais altos e despacha a energia de acordo com o perfil de consumo do usuário residencial considerando também a curva de geração fotovoltaica.

A ideia básica da geração distribuída de energia é a geração de energia no local onde a energia será consumida. Associado à geração distribuída o conceito de eficiência energética almeja evitar as perdas de energia ao longo das linhas de transmissão e, posteriormente, nos sistemas de distribuição até a chegada ao seu destino que é o consumidor.

Desta forma, nesta etapa da pesquisa de mestrado realiza-se um dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR) para atender uma curva de carga típica ao longo de um dia típico para um consumidor residencial.

Pinho e Galdino (2014) apresentam os cálculos para dimensionamento da potência de um sistema solar fotovoltaico que neste trabalho está representada pela Equação 1.

$$P_{fv} = \left[\frac{E}{(TD * HSP)} \right] = kWp \quad (1)$$

onde E é a energia consumida anualmente pelo sistema residencial, em MWh/ano; HSP são as Horas de Sol Pleno corresponde ao quantitativo de irradiação solar anual recebida na localidade em que o sistema é instalado, neste caso a cidade de Curitiba, 4,38 kWh/m².dia; TD é a Taxa de desempenho. Para a Taxa de Desempenho ou *Performance Ratio* do SFVCR, tipicamente é utilizado valores entre 70 e 80%, considerando possíveis sombreamentos, sujeira e variações de temperatura, ou seja, perdas do sistema.

Após realizar o cálculo da potência do sistema fotovoltaico, o próximo passo é realizar o cálculo da quantidade de módulos para a instalação, representada pela Equação 2.

$$N^{\circ} \text{ M\u00f3dulos} = \left[\frac{PFV}{PP} \right] \quad (2)$$

onde PFV \u00e9 a pot\u00eancia do sistema fotovoltaico e PP \u00e9 a pot\u00eancia do m\u00f3dulo fotovoltaico selecionado para o projeto. Uma vez dimensionada a pot\u00eancia de pico do sistema fotovoltaico (PFV) \u00e9 necess\u00e1rio realizar a escolha do inversor.

Para um dimensionamento adequado se faz necess\u00e1rio identificar o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) que \u00e9 a rela\u00e7\u00e3o entre a pot\u00eancia nominal CA do inversor e a pot\u00eancia de pico do sistema fotovoltaico, conforme apresentado na Equa\u00e7\u00e3o 3, conforme PINHO e GALDINO (2014).

$$FDI = \left[\frac{Pnca}{PFV} \right] \quad (3)$$

onde $Pnca$ \u00e9 pot\u00eancia nominal em corrente alternada do inversor [W] e PFV \u00e9 a pot\u00eancia pico do sistema fotovoltaico [Wp].

Definido o inversor, \u00e9 necess\u00e1rio realizar as corre\u00e7\u00f5es dos par\u00e2metros el\u00e9tricos dos m\u00f3dulos fotovoltaicos para as temperaturas m\u00e1ximas e m\u00ednimas da regi\u00e3o onde o sistema ser\u00e1 instalado. De posse das temperaturas ambientes m\u00e9dias aplica-se a Equa\u00e7\u00e3o 4 para o c\u00e1lculo de temperatura de opera\u00e7\u00e3o dos m\u00f3dulos fotovoltaicos.

$$T \text{ M\u00f3dulo} = T \text{ ambiente} + (Kt * G) \quad (4)$$

onde Kt \u00e9 o coeficiente t\u00e9rmico do m\u00f3dulo selecionado e G \u00e9 a irradi\u00e2ncia equivalente de 1.000 W/m², condi\u00e7\u00e3o padr\u00e3o para teste dos m\u00f3dulos.

Para representar o efeito da temperatura nas caracter\u00edsticas dos m\u00f3dulos fotovoltaicos, utilizam-se os coeficientes de temperatura presentes nas folhas de dados disponibilizadas pelos fabricantes dos m\u00f3dulos. Sendo stc a temperatura dos m\u00f3dulos nas condi\u00e7\u00f5es padr\u00f5es de temperatura STC (do ingl\u00eas, *Standard Temperature Conditions*), definida em 25\u00b0C. A Equa\u00e7\u00e3o 5 apresenta os valores corrigidos de Voc (tens\u00e3o de circuito aberto) para a temperatura m\u00e9dia m\u00ednima e m\u00e1xima.

$$V_{oc}(T) = V_{oc\ stc} * [1 + \beta(T - 25)] \quad (5)$$

onde $V_{oc}(T)$ é a tensão de circuito aberto variando de acordo com a temperatura, $V_{oc\ stc}$ é a tensão de circuito aberto em condições de laboratório, β é o coeficiente de variação de tensão em circuito aberto e 25 é a temperatura em condições padrão de teste e T é a temperatura que se deseja calcular o V_{oc} .

No que tange aos limites de tensão e configuração dos módulos fotovoltaicos, verifica-se, primeiramente o número máximo de módulos por fileira. Este limite é determinado de modo que a tensão na fileira seja inferior à faixa de tensão de entrada CC do inversor. No caso da tensão máxima de entrada do inversor, a mesma ocorre durante a operação de circuito aberto na temperatura mínima, conforme Equação 6.

$$N^{\circ}\ max = \left[\frac{V_{max\ inv}}{V_{oc}(T_{min})} \right] \quad (6)$$

Para encontrar o número máximo de fileiras conectadas em paralelo, basta encontrar a razão entre a corrente máxima CC nominal do inversor e a corrente nominal CC da fileira corrigida, o resultado se dá após a aplicação da Equação 7.

$$N^{\circ}\ max\ paralelo = \left[\frac{I_{max\ inv\ cc}}{I_{sc\ max}} \right] \quad (7)$$

Para verificar se o arranjo fotovoltaico é compatível com o inversor escolhido é necessário verificar se a I_{sc} (corrente de curto-circuito) na temperatura não ultrapassa a corrente máxima CC do inversor. Desta forma, foram aplicados os valores de fabricante na Equação 8 para definir o I_{sc} para a temperatura máxima e multiplicar pelo número máximo da fileira em paralelo, conforme apresentado na Equação 8.

$$I_{sc}(T) = I_{sc\ stc} [1 + \alpha(T - 25)] \quad (8)$$

Como apresentado, o dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico envolve a definição de equipamentos, tais como, módulos fotovoltaicos e inversores, assim determinando a melhor forma de operação deste arranjo.

Neste momento, inicia-se o estudo da tecnologia de armazenamento de energia que pode ser empregado em aplicações conjuntas aos sistemas fotovoltaicos conectadas a rede elétrica, pois desta forma a energia que é gerada durante o momento de alta irradiância solar pode ser armazenada e utilizada à noite ou em momentos de baixa irradiância.

Assim, aproveitando todo conhecimento desenvolvido para as aplicações de armazenamento de energia em sistemas conectados à rede, neste trabalho é proposto a utilização do armazenamento de energia em baterias para uma aplicação de deslocamento de carga. Desta forma, foi necessário dimensionar um banco de baterias a partir a energia excedente, energia disponível quando a geração realizada pelo sistema fotovoltaico é maior que a necessidade da carga.

O foco deste dimensionamento é atender a demanda da carga durante o horário de ponta onde a energia é mais cara. É uma característica dos consumidores residenciais a demanda de energia fora do horário de produção dos sistemas fotovoltaicos o que justifica a necessidade do armazenamento desta energia.

A Equação 9 apresenta o cálculo da quantidade de baterias necessárias para um sistema solar com armazenamento de energia:

$$Ct = \frac{(Wh \text{ dia}) * A}{12} \quad (9)$$

onde Ct é a capacidade total necessária (Ah em 12V), A é autonomia requerida (dia) e $Wh \text{ dia}$ é a energia requerida por dia para a aplicação.

A Equação 10 apresenta o cálculo para o número mínimo de baterias necessárias para atender a aplicação;

$$NB = \frac{CT}{Cb * Pd} \quad (10)$$

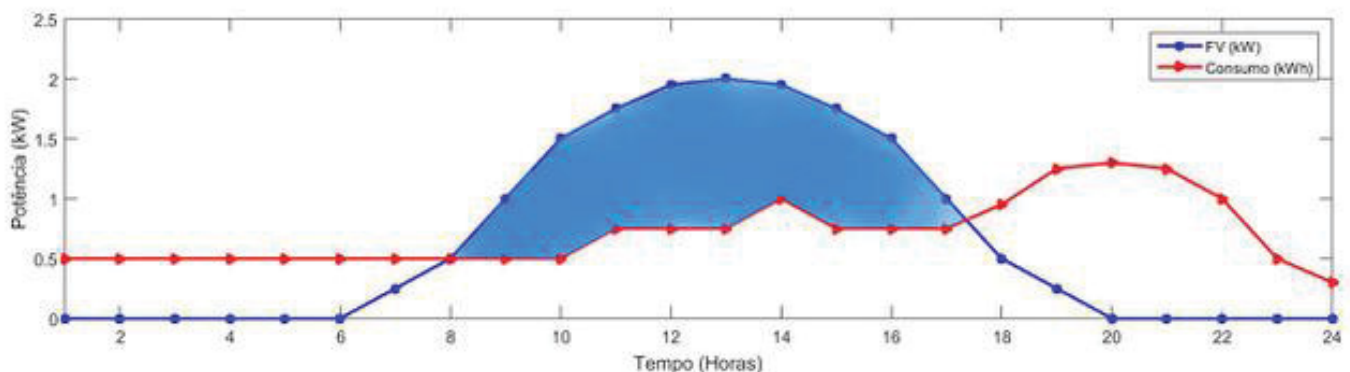
onde NB é o número mínimo de baterias necessárias com nível de tensão de 12 (V), Cb é a capacidade total da bateria (Ah) e Pd é a profundidade de descarga máxima (%), valor utilizado foi de 35%.

Conforme já apresentado por Gellings (1985) o deslocamento de carga é uma das formas clássicas do gerenciamento de carga, que envolve a transferência de cargas de um período de pico para um período fora do pico. Neste caso é utilizada uma aplicação de deslocamento de carga para um consumidor residencial, utilizando o conceito de armazenamento de energia em baterias, como uma alternativa e uma oportunidade financeira.

Primeiramente faz-se necessário identificar a oportunidade de energia que será armazenada, denominada neste trabalho como energia excedente, energia que posteriormente é despachada para os horários onde as tarifas são mais caras. Pois assim, é considerado que a geração solar fotovoltaica, considerada como fonte incentivada de geração, associada ao armazenamento de energia, contribuirá para a geração de energia na ponta.

A região de energia excedente está representada na FIGURA 14, área demarcada na cor azul.

FIGURA 14 - Energia excedente



Fonte: Autoria própria, 2018.

Após a identificação da oportunidade de armazenamento, é dimensionado um banco de baterias que possa armazenar a energia excedente, pois assim, é possível calcular os custos dos equipamentos que serão avaliados para realizar essa operação. Diante das oportunidades tecnológicas explanadas até o momento, inicia-se a inclusão destas oportunidades no conceito de energia

economizada e a redução da demanda no horário de ponta, conforme a visão de eficiência energética do Programa de Eficiência Energética (PEE) da ANEEL.

De acordo com a ANEEL (2013), o principal critério para avaliação de viabilidade econômica do (PEE) é a relação custo-benefício (RCB) que ele proporciona. Portanto, o critério aceitável para a avaliação econômica de viabilidade de um projeto é a RCB. A relação custo-benefício (RCB) do projeto é atrelada ao custo marginal de expansão do sistema de cada distribuidora. As equações (11), (12), (13) e (14) estão disponibilizadas pela ANEEL (2013).

A Equação 11 apresenta a fórmula do cálculo da relação custo benefício.

$$RCB = (CA_t)/(BA_t) \quad (11)$$

onde CA_t é o Custo anualizado total em [R\$/ano]; e BA_t é o Benefício anualizado em [R\$/ano].

Na Equação (12) é apresentada a fórmula dos Benefícios Anualizados do projeto BA_t ;

$$BA_t = (EE \times CEE) + (RDP \times CED) \quad (12)$$

onde BA_t é o Benefício anualizado em [R\$/ano]; EE é Energia anual economizada em [MWh/ano]; CEE é Custo Unitário de energia em [R\$/MWh]; RDP é Demanda evitada na ponta em [kW/ano]; e CED é Custo unitário evitado da demanda em [R\$/kW ano].

A Equação 13 apresenta a fórmula dos Custos Anualizados do projeto CA_t .

$$CA_t = \sum_n CA_n \quad (13)$$

onde CA_n é Custo anualizado de cada equipamento incluindo custos relacionados (mão de obra, etc.).

Na Equação 14 é apresentada a fórmula dos Custos Anualizados dos equipamentos do projeto CA_n ;

$$CAn = CEn * \frac{CT}{CEt} * FRC \quad (14)$$

onde CAn é Custo anualizado dos equipamentos incluindo custos relacionados (mão de obra, etc.) em [R\$]; CEn é Custo de cada equipamento em [R\$]; CT é Custo total do projeto: [R\$]; CEt é Custo total do equipamento em [kW/ano]; e FRC é Fator de recuperação do capital para u anos – $1/u$; e u é Vida útil do equipamento.

Na FIGURA 15, foi detalhada a composição da Relação Custo-Benefício, ou seja, o custo unitário de energia economizada e o custo unitário da demanda reduzida pelo benefício da energia e o benefício da demanda.

FIGURA 15 - Relação Custo Benefício

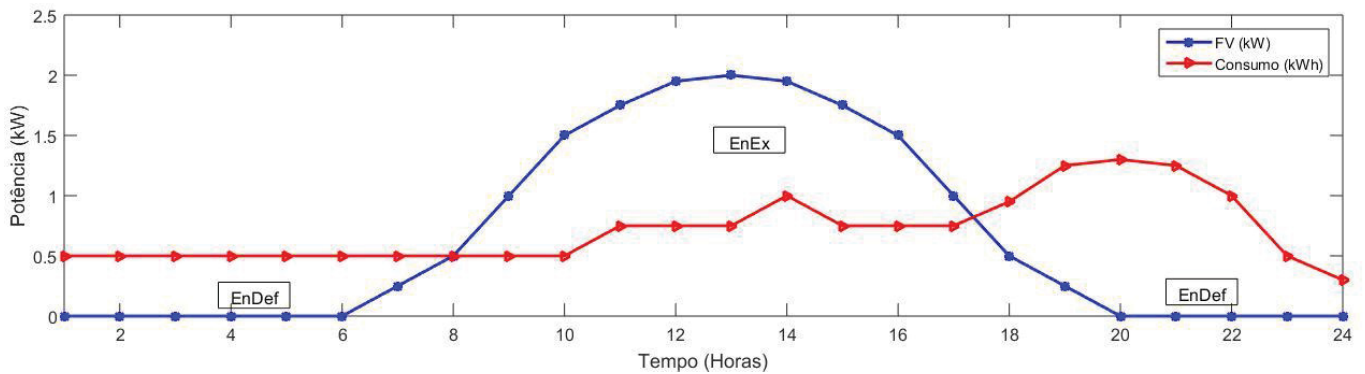
		Benefícios					
1	Energia economizada	<i>EE</i>	MWh/ano	Custo unitário energia	<i>CEE</i>	Benefício energia	$BA_E = EE * CEE$
2	Demanda reduzida na ponta	<i>RDP</i>	kW.ano	Custo unitário demanda	<i>CDE</i>	Benefício demanda	$BA_D = RDP * CDE$
						Benefício total	$BA_T = BA_E + BA_D$
						RCB	CA_T / BA_T

Fonte: Fonte: ANEEL, 2013.

4.2.2 Modelo de Otimização

O algoritmo de otimização é capaz de identificar os momentos de energia excedente e os momentos de déficit energéticos. Ao analisar a FIGURA 16, apresenta-se região de energia excedente (EnEx), onde a geração FV (Fotovoltaico) é maior que a carga e a região déficit onde a carga é maior que a geração fotovoltaica, para um dia ensolarado.

FIGURA 16 - Consumo residencial versus geração fotovoltaica



FONTE: Adaptado de ANEEL (2018)

A região denominada energia excedente, momentos onde a geração fotovoltaica é maior que o consumo residencial é obtida através da Equação 15:

$$EnEx = \sum_{i=1}^{24} (PV\ i - Load\ i) \quad \text{Para } PV\ i > Load\ i \quad (15)$$

Já a região denominada como energia *déficit* é a região onde a geração fotovoltaica é menor que a carga, obtida através da Equação 16:

$$EnDef = \sum_{i=1}^{24} (Load\ i - PV\ i) \quad \text{Para } Load\ i > PV\ i \quad (16)$$

Onde *PV* é Geração fotovoltaica; *Load* é Curva de carga; e *i* é Horas do dia.

A função objetivo busca maximizar o despacho de energia excedente gerada pelo sistema fotovoltaico em momentos que o consumo é maior que a geração. Em resumo, a função objetivo realiza uma busca nas regiões de previsão de geração FV e de consumo, considerando os custos tarifários para alocação horário dos melhores indivíduos.

$$f.o = \max \sum_{i=1}^{24} Tar\ i \times EnInj\ i \quad (17)$$

onde Tar é Tarifa horária; e $EnInj$ é Energia injetada pelas baterias no sistema residencial.

O método de otimização utilizado são os Algoritmos Genéticos (AG) que utilizam quatorze cromossomos por indivíduo como os valores de injeção de energia nas baterias para alocação da energia excedente, a qual é distribuída na região de déficit. Conforme apresentado na Tabela 8.

TABELA 8 - Indivíduos, Energia despachada e horários.

Indivíduos	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10	X11	X12	X13	X14
Energia despachada pelas baterias (kWh)														
Horário	01:00 ~16:59h						17h00	18h00	19h00	20h00	21h00	22h00 ~ 00:59h		

Fonte: Autoria própria (2019).

onde cromossomos X(1) até X(6) e X(12) até X(14) representa a energia injetada nos horários que a energia é mais barata. Já os cromossomos X(7) representa a energia injetada no primeiro momento de acréscimo no valor da tarifa branca, ou seja, às 17 horas.

Os cromossomos X(8), X(9) e X(10) são respectivamente alocados nas três horas do dia que a tarifa branca é mais cara, das 18 horas até às 20 horas. E por fim, o cromossomo X(11) é a energia injetada no momento que a tarifa volta ao patamar intermediário, ou seja, às 21 horas.

Inicialmente, a população é formada por um conjunto aleatório de indivíduos que são candidatos à solução do problema. A função *fitness* é um índice atribuído à habilidade de adaptação do indivíduo a determinado ambiente. Para esta dissertação a função *fitness* é dada pela Função Objetivo da Equação 17.

O algoritmo de otimização foi desenvolvido em ambiente Matlab, no qual os testes são analisados via aplicação de Algoritmos Genéticos e seus resultados comparados via método de otimização Simplex.

As restrições que balizam os resultados são a geração fotovoltaica, perfil de consumo e o preço da tarifa de energia, conforme Equação 18. O excedente de geração, neste caso, se apresenta próximo ao meio dia.

$$s.a \sum_{i=1}^{24} EnInj_i \leq \sum_{i=1}^{24} EnEx_i \quad (18)$$

onde: $EnEx$ é Energia excedente, consumo residencial menor que a geração fotovoltaica; e $EnInj$ é Energia injetada é a energia armazenada nas baterias e despachada no sistema residencial.

Outro ponto importante para esta aplicação é o custo dinâmico da energia, conforme tarifa branca, a qual a variação é seguida por horário fora de ponta, intermediário e ponta.

Os Algoritmos Genéticos observam o comportamento da curva de carga do consumidor e verificam a curva de geração fotovoltaica. Ao realizar essa análise encontram-se os momentos de energia excedente que é armazenada em baterias e despachada após a análise e comparação do valor da tarifa. Assim, é realizado o deslocamento de carga, que distribuí a energia armazenada em momentos que a geração foi menor que o consumo.

4.2.3 Política de operação

A maneira como a geração de energia excedente armazenada em baterias é representada apresentou uma oportunidade de redução dos custos de energia elétrica, utilizando-se energia excedente em horários onde a tarifa de energia é mais cara.

Os algoritmos genéticos para otimização da operação de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia em baterias são potencialmente úteis aplicados para a otimização do deslocamento de carga e redução dos custos de energia elétrica para uma residência. Uma das contribuições de destaque desta política de operação é a programação correta do uso da energia armazenada, despachando de forma horária e respeitando o total de energia excedente disponível nas baterias.

5 TESTES E ANÁLISES DOS RESULTADOS

Esse capítulo apresenta e analisa e os resultados obtidos através de uma aplicação de um sistema solar fotovoltaico com armazenamento de energia em baterias.

Ambos os modelos sejam eles pela visão da eficiência energética ou pelo deslocamento de carga são testados nos aspectos técnicos e econômicos. A sequência do trabalho é dada pela análise dos dados utilizados para dimensionamento do projeto, apresentação de uma memória de cálculo e os resultados.

5.1 Dimensionamento de sistema solar fotovoltaico conectado à rede (SFCR)

Para o SFCR a ser dimensionado, se faz necessário projetar um arranjo capaz de atender um consumo de aproximadamente 517,5 kWh/mês ou 6.210 kWh/ano. Os dados utilizados foram disponibilizados pela ANEEL (2017) em Nota Técnica nº0056/2017-SRD/ANEEL denominada “Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024”. Os valores de consumo estão representados na TABELA 9.

TABELA 9 – Dados de consumo representados pela curva de carga.

																								Diário	Mensal	Anual	
Consumo (kWh)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,75	0,75	0,75	1	0,8	0,75	0,75	1	1,3	1,3	1,3	1	0,5	0,5	17,25	517,5	6210,00

Fonte: Adaptado ANEEL, 2018

Por se tratar de um consumidor atendido em baixa tensão (grupo B) é descontado do consumo total a taxa mínima de disponibilidade que para este caso, ligação trifásica é de 100kWh/Mês. Desta forma, para os cálculos do dimensionamento do sistema fotovoltaico será utilizado o valor de 417,5 kWh/Mês ou 5.010 kWh/ano. Após a apresentação dos dados de consumo, se faz necessário apresentar o índice denominado HSP (Horas de Sol Pleno) que corresponde ao quantitativo de irradiação solar diária média recebida na

localidade em que o sistema é instalado, neste caso a cidade de Curitiba é 4,38 kWh/m².dia.

Antes de iniciar os cálculos para o dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico, deve-se levantar os dados da temperatura para a cidade de Curitiba, cidade onde é instalado o sistema, que segundo o INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) as temperaturas médias mínimas e máximas estão apresentadas nas FIGURA 17 e FIGURA 18. Outra informação que é considerado para esta análise é o horário do dia que os dados são analisados, neste caso, os dados apresentados estão entre os horários de 06h00 e as 18h00.

FIGURA 17 - Média anual da temperatura mínima de Curitiba.

Cidade	UF	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	jan/19	fev/19	Ano
Curitiba	PR	20,1	19,0	16,7	14,7	16,4	14,4	16,8	17,2	19,2	22,1	23,5	20,8	18,4

Fonte: Adaptado do INMET, 2019.

FIGURA 18 - Média anual da temperatura máxima de Curitiba.

Cidade	UF	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	jan/19	fev/19	Ano
Curitiba	PR	21,26	20,4	18,5	15,9	17,5	15,7	18,1	18,4	20,7	23,8	25,2	22,2	19,8

Fonte: Adaptado do INMET, 2019.

Os dados em destaque nas FIGURA 17 e FIGURA 18 serão aplicados durante o desenvolvimento do dimensionamento do projeto do sistema solar fotovoltaico.

Pinho e Galdino (2014) em seu livro apresentam os cálculos para dimensionamento do sistema solar. Através da eq. (1) do capítulo 4, obtém Pfv (em kW pico) igual a:

$$Pfv = \left[\frac{E}{(TD * HSP)} \right] = \left[\frac{5010/365}{(0,75 * 4,38)} \right] = 4,17 \text{ kWp}$$

onde E é Energia consumida anualmente pelo sistema residencial durante o período o ano em KWh; HSP é Horas de Sol Pleno; e TD é Taxa de desempenho para este cálculo foi utilizado o valor de 0,75 comumente utilizado em projetos destas características.

Desta forma foi projetado um gerador fotovoltaico com capacidade de 4,17 kW pico. Uma vez dimensionada a potência do gerador fotovoltaico (P_{fv}) se faz necessário projetar a quantidade de módulos que serão utilizados para o projeto. O cálculo da quantidade de módulos fotovoltaicos é calculado pela eq. (2) do capítulo 4:

$$N^{\circ} \text{ Módulos} = \left[\frac{PFV}{PP} \right] = \left[\frac{4,17 \text{ kWp}}{330 \text{ Wp}} \right] = 12,63 \sim 13 \text{ módulos}$$

onde PFV é a potência do gerador fotovoltaico e PP é a potência do módulo fotovoltaico selecionado para o projeto. O valor do módulo é igual a 13.

A escolha do módulo se dá em função da potência gerada e o atendimento as questões técnicas relacionadas a homologação do produto apresentadas pelo fabricante.

Na TABELA 10, apresentam-se os principais parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico escolhido. Uma informação a ser considerada durante os cálculos de dimensionamento é a influência da temperatura ambiente nos parâmetros elétricos (V_{mppt} , I_{mppt} , V_{oc} e I_{sc}) assim, se faz necessário à correção de tais valores.

TABELA 10 - Especificação do Módulo Fotovoltaico.

ESPEFICICAÇÕES DO MÓDULO FOTOVOLTAICO	
Modelo do módulo fotovoltaico	Canadian CS6U- 330P
Potência	330 W
Tensão de MPPT	37,2
Corrente de MPPT	8,88
Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})	45,6
Corrente de Circuito Aberto (I_{sc})	9,45
Comprimento	1960 mm
Largura	992 mm
Eficiência	16,97%
Coeficiente de temperatura (%/°C)	
Circuito aberto (β)	-0,41
Tensão de potência de pico (β')	-0,31
Curto Circuito (α)	0,053
Potência de Pico (γ)	-0,4

Fonte: Adaptado do fabricante Canadian Solar, 2018.

Para um dimensionamento adequado do inversor se faz necessário identificar o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) que é a relação entre a potência nominal CA do inversor e a potência de pico do gerador fotovoltaico.

Para validação do cálculo do FDI foi utilizado os dados do inversor da marca Fronius modelo Primo, conforme apresentado na TABELA 11.

TABELA 11 - Especificação do Inversor

ESPEFICICAÇÕES ELÉTRICAS DO INVERSOR	
Inversor	Fronius Primo 4.0-1
ENTRADA	
Potência Máx DC (Pncc)	4000 W
Tensão Máxima (Vccmax)	1000 V
Tensão Mínima (Vccmin)	80 V
Corrente Máxima	12 A
Tensão de MPPT max (Vmppmax)	800 V
Tensão de MPPT min (Vmppmin)	80 V
Quantidade de MPPT	2
SAÍDA	
Potência Nominal (Pnac)	4000 VA
Corrente Máxima	17,4A
Tensão Nominal de Fase	220V
Frequência	60 Hz
Eficiência	98,10%

Fonte: Adaptado de fabricante Fronius, 2018.

O cálculo do FDI indica que a capacidade do inversor é de 97% da potência máxima do arranjo fotovoltaico, calculado pela eq. (3) do capítulo 4:

$$FDI = \left[\frac{P_{nca}}{PFV} \right] = \left[\frac{4000 \text{ w}}{4,1 \text{ kWp}} \right] = 0,97$$

onde P_{nca} é potência nominal em corrente alternada do inversor [W] e PFV é a potência pico da geração fotovoltaica [Wp].

De acordo com a literatura a faixa de operação recomendada para o inversor é de 0,75 a 1,2 da potência nominal do sistema fotovoltaico. Assim, conclui-se que o valor FDI apresentado está dentro dos limites recomendados pela literatura científica.

De posse das temperaturas médias realiza-se o cálculo de correção de operação dos módulos fotovoltaicos, obtido pela eq. (5) do capítulo 4:

$$T \text{ Módulo } min = T 18,4^{\circ}C + (0 * 800) = 18,4^{\circ}C$$

$$T \text{ Módulo } max = T 19,8^{\circ}C + (0,031 * 800) = 44,6^{\circ}C$$

onde Kt ($^{\circ}C/W.m^2$) de 0,031 é o coeficiente térmico para o módulo fotovoltaico CS64-330P do fabricante Canadian Power se dá através da temperatura nominal de operação ($45 \pm 2^{\circ}C$) subtraído da temperatura ambiente ($20^{\circ}C$) dividido pelo G que é a irradiância equivalente de $800 W/m^2$ em condição nominal de operação do painel.

Os valores corrigidos de Voc (tensão de circuito aberto) para a temperatura média mínima $18,4^{\circ}C$ e temperatura média máxima de $19,8^{\circ}C$. No que tange os limites de tensão e configuração dos módulos, verifica-se, primeiramente o número máximo de módulos por fileira.

$$Voc (18,4^{\circ}C) = Voc \text{ modulo} * [1 + \beta(T - 25)]$$

$$Voc (18,4^{\circ}C) = 45,6 * [1 + (-0,031) * (18,4 - 25)]$$

$$Voc (18,4^{\circ}C) = 54,92 \text{ V}$$

$$Voc (19,8^{\circ}C) = Voc \text{ modulo} * [1 + \beta(T - 25)]$$

$$Voc (19,8^{\circ}C) = 45,6 * [1 + (-0,031) * (19,8 - 25)]$$

$$Voc (19,8^{\circ}C) = 52,95 \text{ V}$$

No caso da tensão máxima de entrada do inversor, a mesma ocorrerá durante a operação de circuito aberto na temperatura de 18,4°C. Desta forma o número máximo de módulos para essa aplicação é de 15 módulos, é pertinente reforçar que para este projeto o número de módulos é de 13 módulos. Os 13 módulos estão divididos em 2 *strings* em série. No MPPT1 está ligado 7 módulos em série e no MPPT2 está ligada 6 módulos em série também.

$$N^{\circ} \max = \left[\frac{V_{\max \text{ inv MPPT}}}{V_{oc \ 18,4^{\circ}C}} \right] = \left[\frac{800 \text{ V}}{54,92 \text{ V}} \right] = 14,56 \sim 15 \text{ módulos}$$

Para verificar se o arranjo fotovoltaico é compatível com o inversor escolhido é necessário verificar se a *Isc* (corrente de curto circuito) na temperatura não ultrapassa a corrente máxima CC do inversor. Desta forma, foram aplicados os valores disponibilizados pelo fabricante para definir o *Isc* para a temperatura máxima e multiplicar pelo número máximo da fileira em paralelo, segundo a eq. (8) do capítulo 4:

$$I_{sc}(T) = I_{sc \text{ stc do módulo}} [1 + \alpha(T - 25)]$$

$$I_{sc}(19,8^{\circ}C) = 9,45 \left[1 + \left(\frac{0,053}{100} \right) (19,8 - 25) \right] = 9,42 \text{ A}$$

Para encontrar o número máximo de fileiras conectadas em paralelo, basta encontrar a razão entre a corrente máxima CC nominal do inversor e a corrente nominal CC da fileira corrigida para 22,7°C.

$$N^{\circ} \max \text{ paralelo} = \left[\frac{I_{\max \text{ inv cc}}}{I_{sc \ 22,7^{\circ}C}} \right] = \left[\frac{12 \text{ A}}{9,42 \text{ A}} \right] = 1,27 \text{ A}$$

$$I_{sc \max}(19,8^{\circ}C) = 1,27 \times 9,42 = 12 \text{ A.}$$

Assim, foi possível verificar que o *Isc* máximo calculado não ultrapassa o *Isc* Max do Inversor que é de 12 A, portanto considera-se adequado o arranjo desenvolvido para este dimensionamento.

Também foi possível definir que os módulos fotovoltaicos com a potência de 330 W do fabricante Canadian estão adequados para este projeto.

5.2 Dimensionamento de um sistema de baterias

Para o desenvolvimento do dimensionamento de um banco de baterias para a aplicação de deslocamento de carga é necessário saber qual a capacidade de energia a ser armazenada. Neste caso a energia armazenada é a energia excedente disponibilizada pelo sistema solar fotovoltaico projetado na sessão 5.1 em momentos em que a residência não consumir toda energia gerada.

A energia excedente é 8,75 kWh/dia. As baterias utilizadas são do fabricante Moura Clean, modelo 12MF220 que apresenta tensão nominal de 12 V e uma capacidade de 220 Ah.

O cálculo e a quantidade de baterias necessárias para um sistema solar com armazenamento de energia em baterias;

$$Ct = \frac{8,75 \text{ kWh/dia} * 1}{12} = 729 \text{ Ah}$$

Onde Ct é a capacidade total necessária (Ah em 12V), A é autonomia requerida (dia) e Wh é a energia requerida por dia para a aplicação.

O número mínimo de baterias necessárias para atender a aplicação.

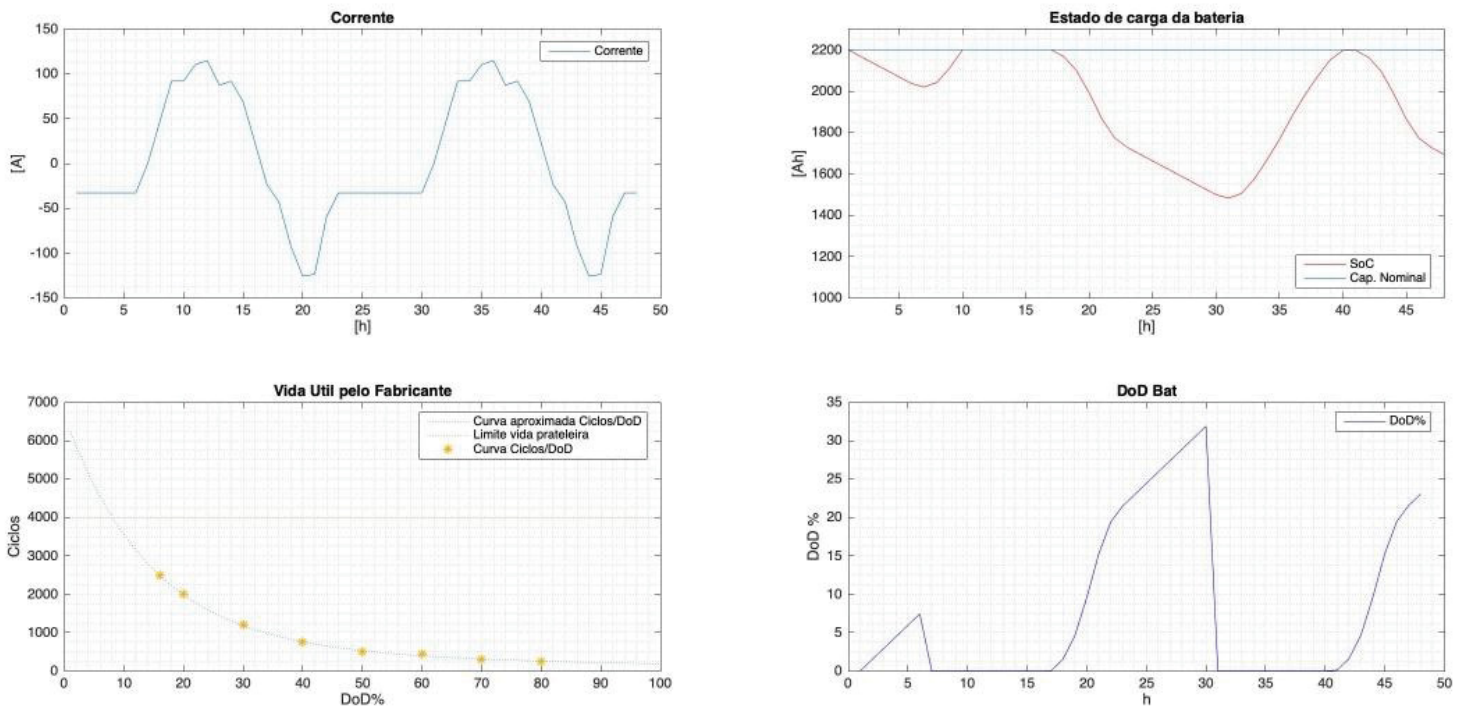
$$NB = \frac{729}{220 * 0,35} = 9,46 \sim 10 \text{ baterias}$$

onde NB é o número mínimo de baterias necessárias; Cb é a capacidade total da bateria em (Ah) que neste cálculo é utilizada o valor de 220 Ah dados de fabricante; e Pd é a profundidade de descarga máxima (%) que por questão monetária foi utilizado o índice de 35%.

Após a execução dos valores da capacidade necessária para atender esta aplicação e definição do número mínimo de baterias foi realizado simulações computacionais que representa parâmetros do banco de baterias,

tais como: curva de corrente de carga descarga, capacidade do banco de baterias com a devida curva de estado de carga, vida útil de acordo com as informações do fabricante e a profundidade de descarga para esta aplicação de deslocamento de carga.

FIGURA 19 - Gráficos do comportamento elétrico do Banco de Baterias.



Fonte: Autoria própria, 2019.

Apresenta-se na curva de carga e descarga, destaque Item A que o pico de corrente das baterias ocorre próximo as 21h00 que é o horário de maior consumo da residência e neste momento a energia é mais cara. Todas as curvas são apresentadas em um período de 48 horas para que seja possível observar o comportamento de dois ciclos de carga de descarga.

Para analisar o estado de carga do banco de baterias, adota-se a premissa que os bancos estão devidamente carregados ao início de sua utilização, desta forma, no destaque Item B apresenta-se um pequeno momento de descarga de energia próximo às 10h00, pois as baterias já estão carregadas e aguardando o momento para iniciar o processo de descarga que ocorre próximos as 17h00, hora que o sistema fotovoltaico reduz a sua geração por conta do final do horário solar. O destaque do Item C, apresenta os ciclos de

carga e descarga característicos das baterias de chumbo ácido bem como a curva do percentual de descarga. Por fim o Item D é a curva que representa a profundidade de descarga que atende a maior descarga obedecendo a profundidade máxima de 35%, desta forma garantido a vida útil do banco em três anos. O banco projetado possui uma capacidade de 2200 Ah e uma energia total de 8,75 kWh.

5.3 Deslocamento de Carga

Os dados utilizados para o desenvolvimento da aplicação de deslocamento de carga estão apresentados na TABELA 12.

TABELA 12 - Dados para desenvolvimento para aplicação de deslocamento de carga

Horas do dia	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
FV (kW)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,75	1,00	1,75	2,25	2,75	2,95	2,75	2,25	1,75	1,00	0,50	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Consumo	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,75	0,75	1	0,75	0,75	0,75	0,75	0,95	1,25	1,3	1,25	1	0,5	0,5
Tarifa Branca (R\$/kWh)	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,597	0,920	0,920	0,920	0,597	0,436	0,436

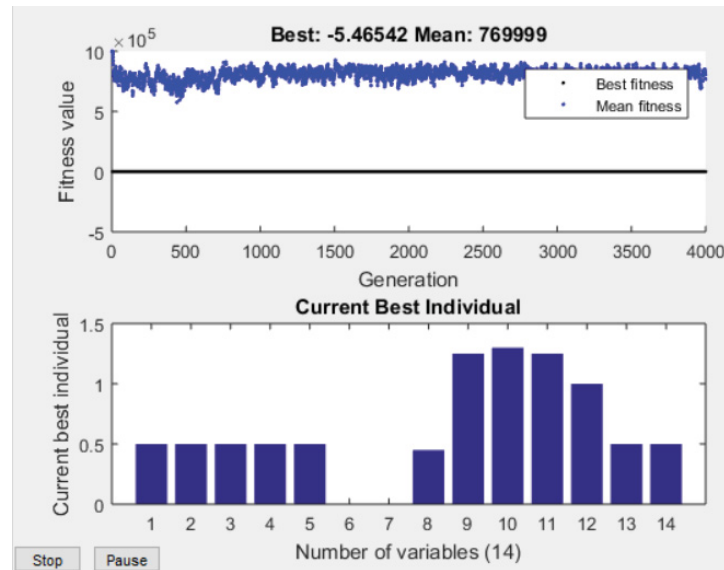
Fonte: Autoria própria, 2019.

As horas do dia estão representadas em 24 horas, o sistema fotovoltaico apresenta os dados de geração de energia e o consumo de forma horária e a tarifa branca, é a tarifa de energia considerada para este trabalho.

O primeiro passo é realizar o carregamento dos dados de entrada conforme apresentados TABELA 12. Na sequência, realiza-se a análise do balanço energético que por sua vez é capaz de definir as regiões de déficit e excedente energético. No final desta etapa tem-se definidas duas regiões, região déficit 9,25 kWh e região de excedente de 12,45 kWh.

O início do processo de otimização é realizado com a seleção dos melhores indivíduos a receber a energia excedente sujeito a restrição de despacho e considerando uma perda de 30% de todo o arranjo, composto pelo sistema fotovoltaico, inversor e as baterias. Respeitando o vetor de valor de tarifa branca que neste caso os maiores valores ocorrem entre os horários das 18h às 21h, conforme apresentado na Figura 20 e posteriormente detalhada na Tabela 13.

FIGURA 20 – Resultados obtidos da decodificação da função despacho de energia.



Fonte: Autoria própria, 2019.

Os resultados obtidos na decodificação da solução encontrada pelos Algoritmos Genéticos apontam o maior despacho de energia entre as 18h e 21h, nos horários que a tarifa é mais cara. É pertinente alertar que as 14 variáveis apresentadas na FIGURA 20 e apresentadas na Tabela 13, são os elementos utilizados pelo processo de otimização que representam os horários que o sistema solar não gera energia.

TABELA 13 - Valores obtidos da energia despachada de forma otimizada

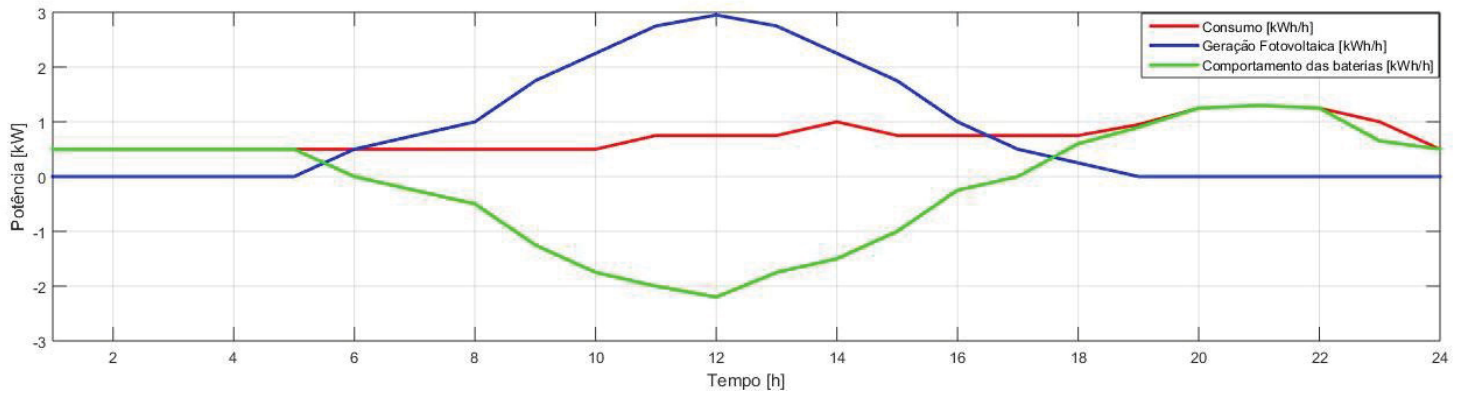
Individuos	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10	X11	X12	X13	X14	Total
Energia despacha da pelas baterias (kWh)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0	0	0,45	1,2500000	1,3	1,25	1	0,5	0,5	8,75
Horário	01:00 ~ 06:00h						17h00	18h00	19h00	20h00	21h00	22h00 ~ 00:59h			

Fonte: Autoria própria, 2019.

Após a análise e definição das regiões déficit e excedente energético apresenta-se o comportamento das baterias, com o carregamento nos momentos de alta irradiância solar e baixo consumo e o despacho da energia

armazenada priorizando os momentos de tarifa mais alta, entre 17h e 21h, conforme FIGURA 21.

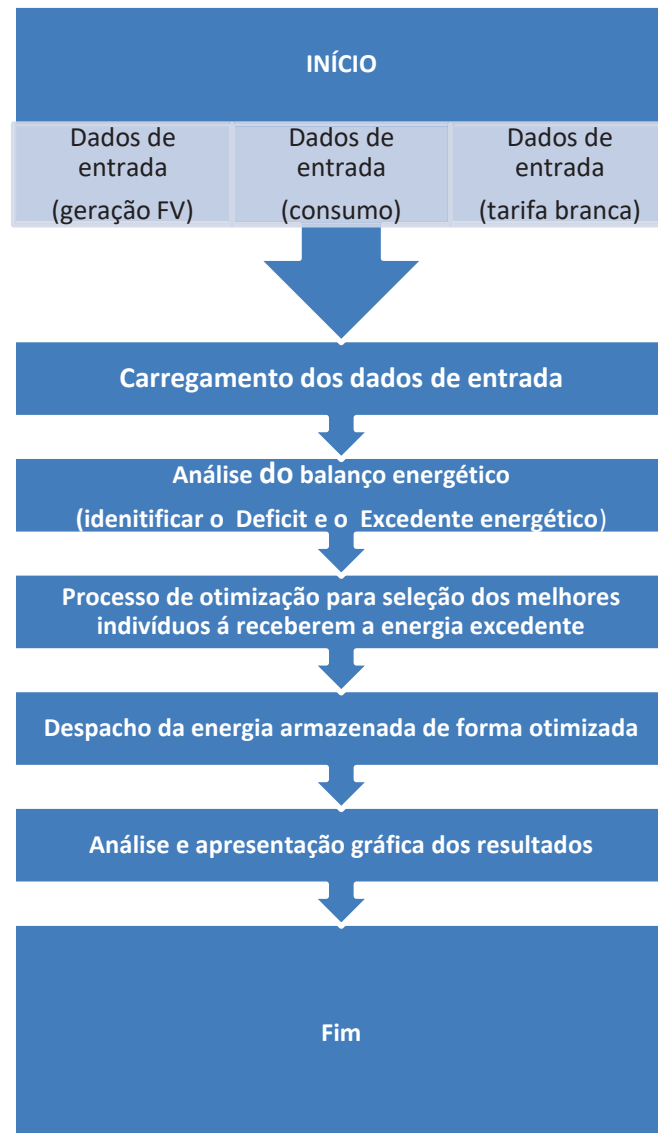
FIGURA 21 - Comportamento de carregamento e descarga das baterias



Fonte: Autoria própria, 2019.

A FIGURA 22 apresenta o fluxograma geral de funcionamento do sistema de despacho de energia horário.

FIGURA 22 - Fluxograma geral de funcionamento do sistema de despacho de energia horário

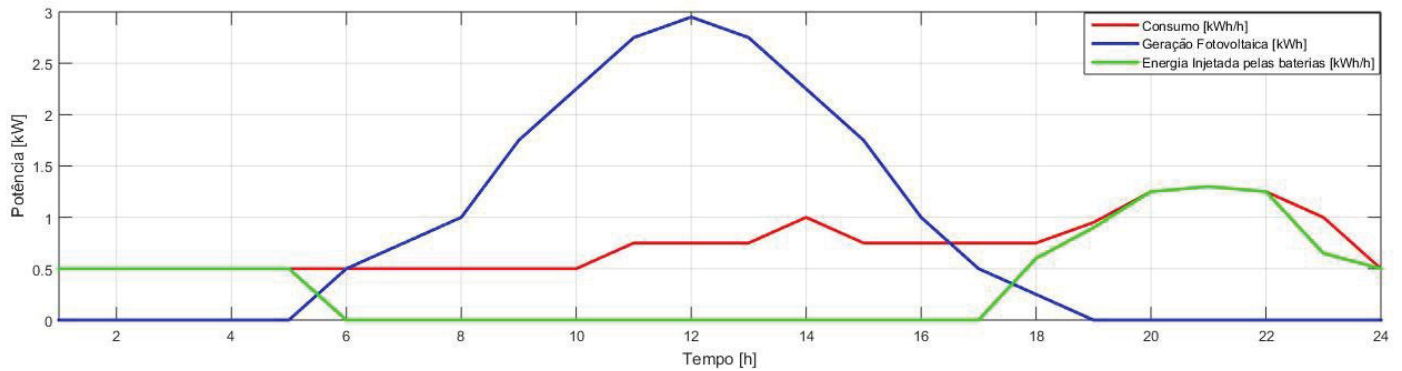


Fonte: Autoria própria, 2018.

Os parâmetros para atender os resultados foram: números de variáveis: 14, tamanho da população: 200, método de seleção: estocástico, taxa de cruzamento: 80%, taxa de mutação: 5%, número de gerações = 3000.

Após a execução do algoritmo de despacho horário, apresenta-se na FIGURA 23 o comportamento da curva do deslocamento de carga realizado através da aplicação dos algoritmos genéricos. O deslocamento de carga se deu através da energia armazenada nas baterias ao ser injetada no sistema residencial em momentos que a geração fotovoltaica foi menor que o consumo.

FIGURA 23 - Alocação de energia excedente priorizando o horário de maior preço da tarifa branca

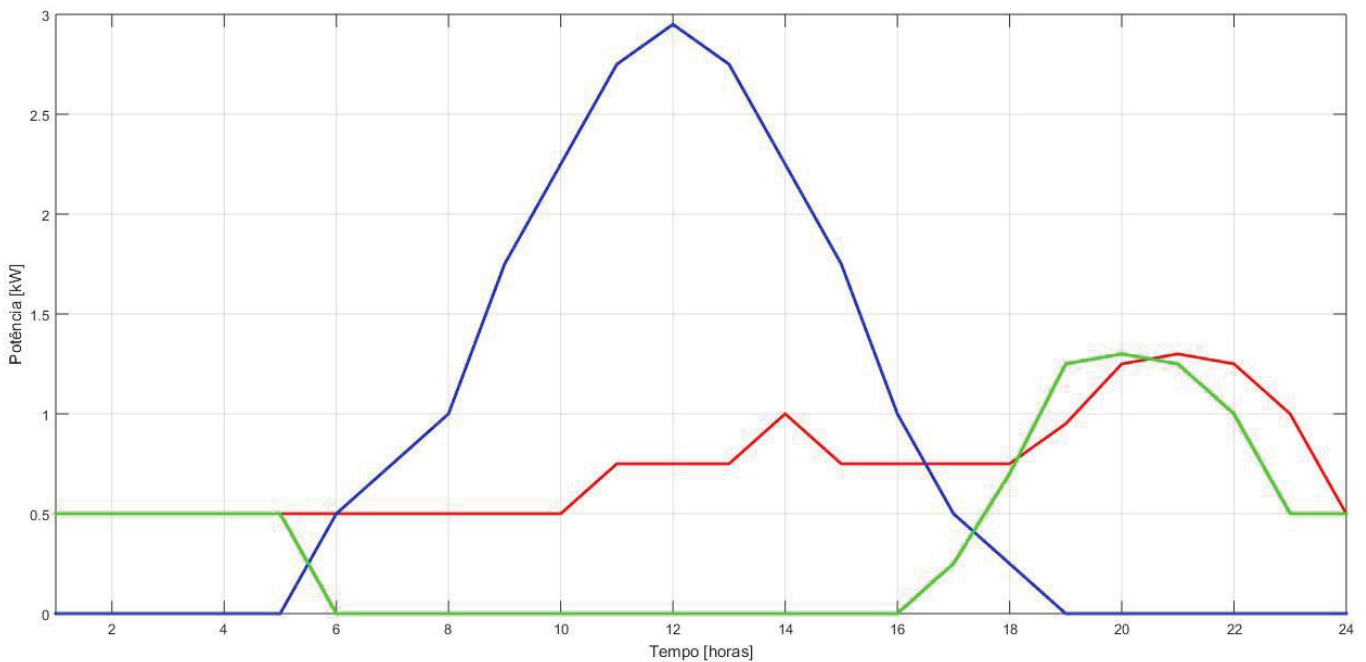


Fonte: Autoria própria, 2018.

Ainda na FIGURA 23, apresenta-se curva de energia injetada através das baterias. O AG por sua vez injetou 8,75 kWh de energia com um custo de 5,85 unidades financeiras por dia.

Na FIGURA 24, apresenta-se a curva de energia injetada através das baterias apresentada pela função de programação linear.

FIGURA 24 - Alocação de energia excedente utilizando a função de programação linear priorizando o horário de maior tarifa



Fonte: Autoria própria, 2018.

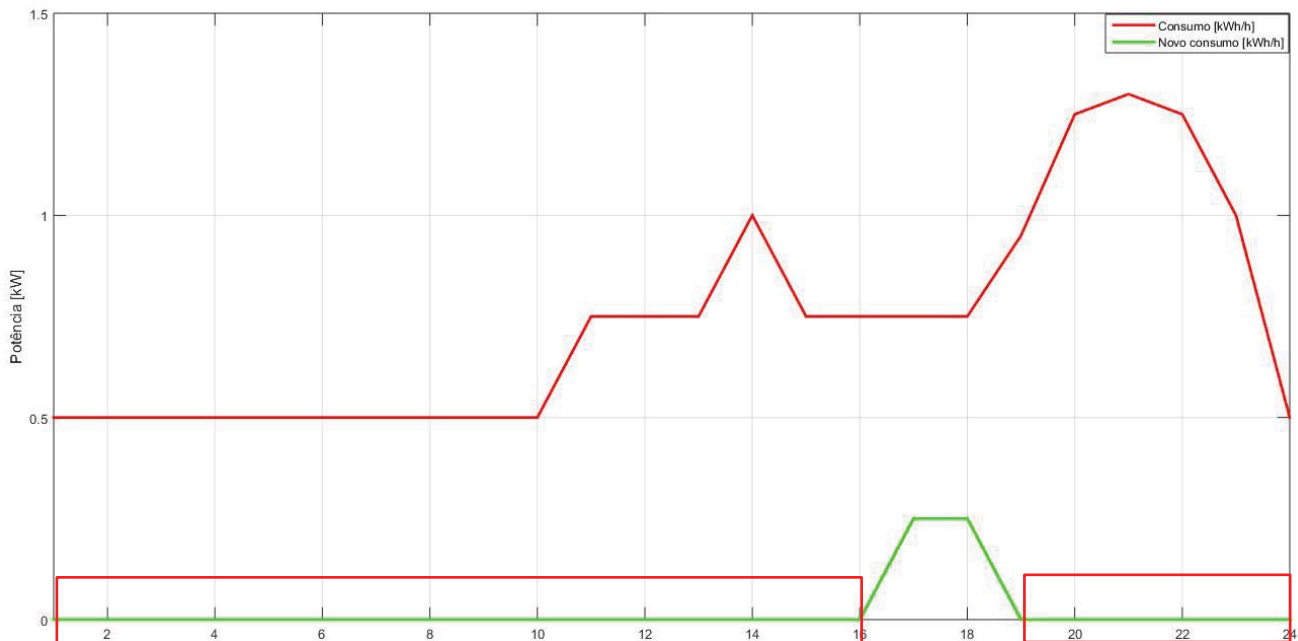
Ainda na FIGURA 24, apresenta-se a curva de energia injetada pelas baterias. O valor de energia injetada pelo armazenamento via otimização com programação linear foi de 9,25 kWh a um custo de 6,14 unidades financeiras no uso de energia armazenada por dia.

Na FIGURA 25, apresenta-se a nova curva de consumo da residência após a aplicação da potência injetada pelas baterias. Em destaques, apresenta-se entre os horários de maior tarifa, entre 19h00 até as 21h00 as baterias atenderam 100% do consumo residencial, assim, apresentando um custo com tarifa de energia igual a zero. O mesmo acontece durante os horários que o sistema fotovoltaico atende em 100% a residência, entre as 08h00 até as 16h.

Este trabalho de mestrado propõe uma metodologia de deslocamento de carga aplicado a sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia em baterias para baixa tensão. A maneira como a geração de energia excedente armazenada em baterias foi representada apresentou uma oportunidade de redução dos custos de energia elétrica, utilizando-se energia excedente em horários onde a tarifa de energia for mais cara.

Os Algoritmos Genéticos para otimização da operação de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia em baterias demonstraram ser potencialmente úteis aplicados para o deslocamento de carga e redução dos custos de energia elétrica para uma residência.

FIGURA 25 – Curva de consumo final após aplicação das baterias



Fonte: Autoria própria, 2018.

Uma das contribuições de destaque deste trabalho foi a programação eficiente do uso da energia armazenada, despachando de forma horária e respeitando o total de energia excedente disponível. O método de otimização meta-heurístico (AGs) apresentou um despacho do excedente de geração fotovoltaica melhor que a função de programação linear.

5.4 Eficiência Energética

5.4.1 Detalhamento dos custos para o SFCR

Nesta etapa da pesquisa serão inseridos os valores de mercado, divididos por fornecedores para os materiais e equipamentos, mão de obra e transporte. A FIGURA 26 apresenta a aba chamada “Custo Contábil” onde serão preenchidos os custos para este projeto.

FIGURA 26 - Relação dos custos orçados para o sistema Fotovoltaico.

SEPARAÇÃO DE CUSTOS POR CATEGORIA CONTÁBIL E ORIGEM EX ANTE		CUSTOS TOTAIS DO PROJETO		ORIGEM DOS RECURSOS		
		R\$	%	Recursos do PEE	Recursos de terceiros	Recursos do consumidor
CUSTOS DIRETOS - EX ANTE						
Material e equipamentos	Previsto	R\$ 8.000,00	42,50%	R\$ 8.000,00	R\$ -	R\$ -
Mão de obra própria	Previsto	R\$ 9.824,00	52,19%	R\$ 9.824,00	R\$ -	R\$ -
Mão de obra de terceiros	Previsto	R\$ -	0,00%	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Transporte	Previsto	R\$ 1.000,00	5,31%	R\$ 1.000,00	R\$ -	R\$ -
Custos diretos	Previsto	R\$ 18.824,00	100,00%	R\$ 18.824,00	R\$ -	R\$ -

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018).

5.4.2 Cálculo dos benefícios do projeto.

Com a execução dos cálculos da RCB é alcançado o resultado do benefício. Com os valores de materiais, equipamentos e mão de obra inseridos na planilha eletrônica, especificamente na aba “Custo Contábil” conforme apresentado na FIGURA 27, utilizou-se a planilha eletrônica disponibilizada pela Copel, denominada Planilha RCB PEE COPEL - Resolução ANEEL¹.

FIGURA 27 – Simulação dos Benefícios para o sistema Fotovoltaico.

FONTES INCENTIVADAS - SISTEMA PROPOSTO - EX ANTE				TOTAL	fi 1
					Fotovoltaico
1	Tipo de equipamento / tecnologia				
2	Potência nominal da central geradora	Wp	pp_i		330,00
3	Quantidade de centrais geradoras		qp_i	13	13
4	Potência instalada de geração	kWp	Pp_i	4,29	4,29
5	Potência nominal do inversor	W	pi_i		4.000,00
6	Quantidade de inversores		qi_i	1	1
7	Potência instalada de inversores	kW	Pi_i	4,00	4,00
FONTES INCENTIVADAS - RESULTADOS ESPERADOS - EX ANTE				TOTAL	fi 1
11	Demanda atendida pela fonte incentivada na ponta		kW	DA_{pi}	0,00
	Tarifa de demanda na ponta (R\$/kW)		R\$		0,00
12	Demanda atendida pela fonte incentivada fora da ponta		kW	DA_{Fpi}	3,60
13	Energia gerada pela fonte incentivada na ponta		MWh/ano	EG_{pi}	0,00
	Tarifa de energia na ponta (R\$/MWh)		R\$		0,00
14	Energia gerada pela fonte incentivada fora da ponta		MWh/ano	EG_{Fpi}	5,45
	Tarifa de energia fora de ponta (R\$/MWh)		R\$		2.373,58
15	Energia gerada		MWh/ano	EG_i	5,45
Benefício anualizado fontes incentivadas - Ex ante				R\$	B_{fi}
					2.373,58
				RCB _{Fi}	0,74
				RCB _{PEE}	0,74

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018).

¹ Disponível no site da COPEL, no seguinte endereço eletrônico: <
http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2_sf/arquivos/planilha_rcb_pee_copel_-_resolucao_aneel_2096_2016-v0_22_06_2016

Conforme apresentado na FIGURA 27, o valor da tarifa de energia (R\$/MWh) multiplicado pela energia gerada fora de ponta (R\$/MWh/Ano) atende os critérios do Programa de Eficiência Energética (PEE), uma vez que a relação custo-benefício está dentro dos quesitos aceitáveis pelo programa, ver destaque na FIGURA 28.

FIGURA 28 - Cálculo do RCB para o sistema Fotovoltaico.

CÁLCULO DA RELAÇÃO CUSTO-BENEFÍCIO						
Cálculo por uso final	EE Energia economizada MWh/ano	RDP Redução de demanda na ponta kW	CA _{T PEE} Custo anualizado PEE	BA _T Benefício anualizado total	RCB _{PEE} Por uso final PEE	RCB _{PEE} Custos relativos ao PEE
Iluminação	0,00	0,00	R\$ -	R\$ -	0,00	0,74
Condicionamento ambiental	0,00	0,00	R\$ -	R\$ -	0,00	
Sistemas motrizes	0,00	0,00	R\$ -	R\$ -	0,00	
Sistemas de refrigeração	0,00	0,00	R\$ -	R\$ -	0,00	
Aquecimento solar de água	0,00	0,00	R\$ -	R\$ -	0,00	
Equipamentos hospitalares	0,00	0,00	R\$ -	R\$ -	0,00	
Outros usos finais	0,00	0,00	R\$ -	R\$ -	0,00	
Fontes incentivadas	5,45	0,00	R\$ 1.763,41	R\$ 2.373,58	0,74	
Total	5,45	0,00	R\$ 1.763,41	R\$ 2.373,58	0,74	

Avaliação preliminar do projeto conforme chamada pública	RCB permitido
--	----------------------

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018).

Neste cálculo que foi realizado de forma automática pela planilha eletrônica, obtive o benefício anualizado total (BA_T) de R\$ 2.373,58 por ano e um custo anualizado total (CA_T) de R\$1.763,41 por ano. Onde neste caso o valor obtido é RCB é de 0,74.

$$RCB = \frac{2.373,58}{1.763,41} = 0,74$$

Após a apresentação do cálculo da RCB apresentam-se os cálculos dos índices econômicos, tais como, fluxo de caixa e VPL (Valor Presente Líquido) e o tempo de retorno do investimento conhecido em inglês como *payback*, conforme apresenta-se na Tabela 14. Para iniciar os cálculos econômicos utiliza-se uma média anual de aumento de energia, com base na Resolução Homologatória nº 2.255, de 20 de junho de 2017, ficam em média, reajustadas em 15,99%, correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores/usuários/agentes supridos da distribuidora. (COPEL,2018).

Para os cálculos foram utilizadas a taxa de rendimento da poupança (4,62%) como taxa mínima de atratividade e a média de reajuste anual da Copel (15,99%), citada acima. O período de garantia do sistema é 25 anos, a ser considerado nos cálculos.

TABELA 14 - Resultados econômicos – SFCR sem Baterias

PAYBACK - SISTEMA SOLAR CONECTADO A REDE				
Taxa de Retorno:		4,62%		
Alteração Tarifária:		15,99%		
Período	Ano	Fluxo de Caixa (CF)	Valor Presente (VPL)	Saldo (R\$)
0	2019	-18.824,00	-18.524,00	
1	2020	2.373,58	2.268,76	-16.255,24
2	2021	2.753,12	2.515,33	-13.739,91
3	2022	3.193,34	2.788,69	-10.951,21
4	2023	3.703,95	3.091,77	-7.859,45
5	2024	4.296,22	3.427,78	-4.431,67
6	2025	4.983,18	3.800,30	-631,37
7	2026	5.779,99	4.213,32	3.581,95
8	2027	6.704,21	4.671,22	8.253,17
9	2028	7.776,22	5.178,88	13.432,05
10	2029	9.019,63	5.741,72	19.173,76
11	2030	10.461,87	6.365,72	25.539,48
12	2031	12.134,72	7.057,54	32.597,02
13	2032	14.075,07	7.824,55	40.421,57
14	2033	16.325,67	8.674,91	49.096,48
15	2034	18.936,14	9.617,69	58.714,17
16	2035	21.964,03	10.662,93	69.377,10
17	2036	25.476,08	11.821,77	81.198,87
19	2037	29.549,71	12.527,77	93.726,63
20	2038	34.274,71	13.889,27	107.615,91
21	2039	39.755,23	15.398,74	123.014,65
22	2040	46.112,09	17.072,26	140.086,91
23	2041	53.485,42	18.927,66	159.014,57
24	2042	62.037,74	20.984,70	179.999,27
25	2043	71.957,57	23.265,30	203.264,57

Fonte: Autoria própria, 2019.

Após análise do fluxo de caixa e o valor presente líquido do projeto apresenta-se o *payback* entre 6 e 7 anos, conforme destacado em vermelho na Tabela 14.

Para o cenário com a integração da aplicação de deslocamento de carga são utilizados os custos do sistema fotovoltaico e os custos das baterias de chumbo ácido, as baterias estão integradas no projeto como uma aplicação tecnológica para atender a redução da demanda no horário de ponta.

O objetivo é reduzir o custo com energia frente a um modelo de tarifa dinâmico (tarifa branca) durante o horário de ponta. O custo total para esta aplicação é de R\$ 32.832,00 conforme apresentado na FIGURA 29.

FIGURA 29 - Custo do projeto para a aplicação de Deslocamento de Carga (FV+BAT)

SEPARAÇÃO DE CUSTOS POR CATEGORIA CONTÁBIL E ORIGEM EX ANTE		CUSTOS TOTAIS DO PROJETO		ORIGEM DOS RECURSOS						
		R\$	%	Recursos do PEE	Recursos de terceiros	Recursos do consumidor				
CUSTOS DIRETOS - EX ANTE										
Materiais e equipamentos	Previsto	R\$	20.000,00	64,14%	R\$	20.000,00	R\$	-	R\$	-
Mão de obra própria	Previsto	R\$	10.184,00	32,66%	R\$	10.184,00	R\$	-	R\$	-
Mão de obra de terceiros	Previsto	R\$	-	0,00%	R\$	-	R\$	-	R\$	-
Transporte	Previsto	R\$	1.000,00	3,21%	R\$	1.000,00	R\$	-	R\$	-
Custos diretos	Previsto	R\$	31.184,00	100,00%	R\$	31.184,00	R\$	-	R\$	-

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018).

Na FIGURA 30, apresenta-se o valor de 2,28 MWh/ano que o deslocamento de carga contribuiu como energia gerada a ser utilizada no horário de ponta.

FIGURA 30 - Simulação dos custos para a integração do Deslocamento de Carga

FONTES INCENTIVADAS - SISTEMA PROPOSTO - EX ANTE				TOTAL	fi 1
1	Tipo de equipamento / tecnologia				Fotovoltaico
2	Potência nominal da central geradora	Wp	pp_i		330,00
3	Quantidade de centrais geradoras		qp_i	13	13
4	Potência instalada de geração	kWp	Pp_i	4,29	4,29
5	Potência nominal do inversor	W	pi_j		4.000,00
6	Quantidade de inversores		qi_j	1	1
7	Potência instalada de inversores	kW	Pi_j	4,00	4,00

FONTES INCENTIVADAS - RESULTADOS ESPERADOS - EX ANTE				TOTAL	fi 1
11	Demanda atendida pela fonte incentivada na ponta	kW	DA_{pi}	0,00	
	Tarifa de demanda na ponta (R\$/kW)	R\$		0,00	0,00
12	Demanda atendida pela fonte incentivada fora da ponta	kW	DA_{Fpi}	3,60	3,60
13	Energia gerada pela fonte incentivada na ponta	MWh/ano	EG_{pi}	2,28	2,28
	Tarifa de energia na ponta (R\$/MWh)	R\$	919,74	2.098,16	2.098,16
14	Energia gerada pela fonte incentivada fora da ponta	MWh/ano	EG_{Fpi}	5,76	5,76
	Tarifa de energia fora de ponta (R\$/MWh)	R\$	435,68	2.507,48	2.507,48
15	Energia gerada	MWh/ano	EG_i	8,04	8,04
Benefício anualizado fontes incentivadas - Ex ante			R\$	B_{Fi}	4.605,63

RCB _{Fi}	0,86
RCB _{PEE}	0,86

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018).

A demanda (kW) atendida pela fonte incentivada fora de ponta é 3,60 MWh/ano dada pela potência instalada de inversores multiplicado pelo

rendimento, adotado como sendo de 10%. A energia gerada pela fonte incentivada na ponta é a energia armazenada nas baterias 2,28 MWh/ano que é despachada no horário de ponta. E a energia gerada fora do horário de ponta é composta pelas horas de sol pleno que neste caso é 4,38 horas multiplicada pela potência do sistema que por sua vez será multiplicado pelos dias do ano multiplicado pelo rendimento do sistema, chegando ao resultado de 5,76 MWh/ano. Totalizando a energia gerada de 8,04 MWh/ano.

Conforme apresentado na FIGURA 31, o valor da tarifa de energia (R\$/MWh) multiplicado pela energia gerada fora de ponta (R\$/MWh/ano) atende os critérios do Programa de Eficiência Energética (PEE), uma vez que a relação custo benefício está dentro dos quesitos aceitáveis pelo programa.

FIGURA 31 - Cálculo do RCB para o Deslocamento de Carga.

CÁLCULO DA RELAÇÃO CUSTO-BENEFÍCIO - EX ANTE						
Cálculo por uso final	EE Energia economizada MWh/ano	RDP Redução de demanda na ponta kW	CA _T PEE Custo anualizado PEE	BA _T Benefício anualizado total	RCB _{PEE} Por uso final PEE	RCB _{PEE} Custos relativos ao PEE
Iluminação	0,00	0,00	R\$ -	R\$ -	0,00	0,86
Condicionamento ambiental	0,00	0,00	R\$ -	R\$ -	0,00	
Sistemas motrizes	0,00	0,00	R\$ -	R\$ -	0,00	
Sistemas de refrigeração	0,00	0,00	R\$ -	R\$ -	0,00	
Aquecimento solar de água	0,00	0,00	R\$ -	R\$ -	0,00	
Equipamentos hospitalares	0,00	0,00	R\$ -	R\$ -	0,00	
Outros usos finais	0,00	0,00	R\$ -	R\$ -	0,00	
Fontes incentivadas	8,04	0,00	R\$ 3.956,91	R\$ 4.605,63	0,86	
Total	8,04	0,00	R\$ 3.956,91	R\$ 4.605,63	0,86	

Avaliação preliminar do projeto conforme chamada pública	RCB não permitido
--	--------------------------

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018).

Neste cálculo que foi realizado pela planilha eletrônica, obteve-se o benefício anualizado total de R\$ 4.605,63 por ano e um custo anualizado de R\$ 3.956,91 por ano, onde neste caso o valor obtido de RCB é 0,86.

$$RCB = \frac{3.956,91}{4.605,63} = 0,86$$

Após realizar o cálculo da RCB inicia-se a análise econômica para o sistema fotovoltaico juntamente ao arranjo composto pelas baterias. Na Tabela 15 estão apresentados os resultados obtidos inserindo na calculo o valor do

projeto R\$ 31.184,00 e o valor de benefício anual obtido pela RCB que é de R\$ 4.605,63. Os valores de taxa mínima de atratividade e alteração de tarifa, são utilizados os mesmos dados para análise do sistema sem baterias.

TABELA 15 – Resultados econômicos SFCR + Deslocamento de Carga

PAYBACK - SISTEMA SOLAR CONECTADO A REDE + DESLOCAMENTO DE CARGA				
Taxa de Retorno:		4,62%		
Alteração Tarifária:		15,99%		
Período	Ano	Fluxo de Caixa (CF)	Valor Presente (VPL)	Saldo (R\$)
0	2019	-31.184,00	-31.184,00	
1	2020	4.605,63	4.402,25	-26.781,75
2	2021	5.342,07	4.880,68	-21.901,08
3	2022	6.196,27	5.411,11	-16.489,97
4	2023	7.187,05	5.999,18	-10.490,79
5	2024	8.336,26	6.651,16	-3.839,63
6	2025	9.669,23	7.374,01	3.534,38
7	2026	11.215,34	8.175,41	11.709,78
8	2027	13.008,67	9.063,90	20.773,69
9	2028	15.088,76	10.048,96	30.822,64
10	2029	17.501,45	11.141,07	41.963,71
11	2030	20.299,93	12.351,87	54.315,58
12	2031	23.545,89	13.694,26	68.009,84
13	2032	27.310,88	15.182,54	83.192,37
14	2033	31.677,88	16.832,56	100.024,93
15	2034	36.743,18	18.661,91	118.686,84
16	2035	42.618,41	20.690,06	139.376,90
17	2036	49.433,10	22.938,64	162.315,54
19	2037	57.337,45	24.308,53	186.624,07
20	2038	66.505,71	26.950,36	213.574,44
21	2039	77.139,97	29.879,30	243.453,74
22	2040	89.474,65	33.126,55	276.580,29
23	2041	103.781,65	36.726,72	313.307,01
24	2042	120.376,33	40.718,14	354.025,15
25	2043	139.624,51	45.143,35	399.168,50

Fonte: Autoria própria, 2018.

Após análise do fluxo de caixa e o valor presente líquido do projeto apresenta-se o *payback* entre 5 e 6 anos, conforme destacado em vermelho na Tabela 15. Essa redução se deu através da energia injetada nos períodos de ponta o custo da energia é maior.

5.4.3 Resultados alcançados

Na avaliação do PEE a aplicação é viável uma vez que a energia armazenada e despachada no horário de ponta apresenta um ganho financeiro para unidade consumidora proprietária do sistema de armazenamento. Um sistema residencial com a utilização de SFCR obtém um benefício anualizado total foi de R\$ 2.373,58 e um *payback* entre seis e sete anos. Ao passo que um SFCR com o armazenamento de energia em baterias configurado para realizar a aplicação de deslocamento de carga obtém o benefício anualizado total de R\$ 4.605,63 e um *payback* entre cinco e seis anos. Na visão da unidade consumidora o retorno financeiro apresentou-se conforme TABELA 16.

TABELA 16 - Análise financeira da unidade consumidora

Horas do dia	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
FV (kW)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,75	1,00	1,75	2,25	2,75	2,95	2,75	2,25	1,75	1,00	0,50	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Consumo	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,75	0,75	1	0,75	0,75	0,75	0,75	0,95	1,25	1,3	1,25	1	0,5	0,5	
Tarifa Branca (R\$/kWh)	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,436	0,597	0,920	0,920	0,920	0,597	0,436	0,436	
Energia Armazenada (kWh)						0,00	0,25	0,50	1,25	1,75	2,00	2,20	1,75	1,50	1,00	0,25									12,45
Energia Despachada (kWh)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0											0	0,45	1,25	1,3	1,25	1	0,5	0,5	8,75
SFCR = Custo anual com a tarifa (R\$)	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	-0,11	-0,22	-0,54	-0,76	-0,87	-0,96	-0,76	-0,65	-0,44	-0,11	0,11	0,42	1,15	1,20	1,15	0,60	0,22	0,22	R\$ 342,36
SFCR + Deslocamento = Custo anual com tarifa (R\$)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	R\$ 94,90

Fonte: Autoria própria, 2018.

Do ponto de vista da unidade consumidora o custo anual de energia utilizando um SFCR com a utilização da tarifa branca é de R\$ 342,36 ao ano. Entretanto, com a utilização de um SFCR em conjunto a um sistema de armazenamento de energia em baterias configurado para o deslocamento de pico de carga, apresentou-se um custo com a tarifa de energia de R\$ 94,90 ao ano.

Desta forma obteve uma redução com o custo de energia 72,28 % ao ano frente a uma unidade consumidora com a utilização de um SFCR sem a utilização de um sistema de armazenamento de energia em baterias.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Diante de um desafio constante do aumento das tarifas de energia e a disponibilidade de tecnologias disponível para geração de energia provenientes de fontes renováveis, este trabalho apresentou uma possibilidade da utilização do armazenamento de energia em baterias aplicados a sistemas fotovoltaicos residenciais. Dentro deste contexto, observou-se que os sistemas solares fotovoltaicos em alguns instantes, quando a geração é superior a demanda do consumidor este sistema passa a exportar energia para a rede de distribuição o que na visão do consumidor residencial pode não ser uma vantagem. Assim foi verificada a oportunidade de armazenamento de energia utilizando um sistema de armazenamento de energia em baterias, possibilitando benefícios técnicos e econômicos.

Após um estudo das tecnologias de armazenamento de energia em baterias em baixa tensão foi possível verificar o método de análise e a otimização da utilização da energia excedente. Assim apresentam-se modelos de valoração de um sistema fotovoltaico e um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia em baterias para aplicação em sistemas residenciais.

O método de otimização do despacho de energia armazenada em baterias apresentou eficiência, uma vez que foi possível utilizar a energia excedente e revertê-la em benefícios econômicos, pois foi possível atender a demanda em 100% da residência durante cinco horas do dia com o armazenamento de energia em baterias.

Pela ótica da eficiência energética o sistema Fotovoltaico sem baterias com tarifa branca alcançou uma relação custo-benefício (RCB) de 0,75. De acordo com as regras para a relação custo-benefício (RCB) para fontes incentivadas está abaixo de 0,8. Significa que o custo para se “economizar” 1 MWh através do Programa de Eficiência Energética, nesta aplicação é 25% menor ao custo que se teria para se gerar o mesmo 1 MWh através da expansão do sistema.

Para uma aplicação de um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia em baterias para baixa tensão com a aplicação de deslocamento de carga a relação custo benefício (RCB) foi 0,86. De acordo com as regras para a relação custo benefício (RCB) esse projeto seria aprovado no PEE, pois está na

faixa de valores entre 0,8 e 1, que requer uma análise simplificada da ANEEL. Significa que o custo para se “economizar” 1 MWh através do Programa de Eficiência Energética, nesta aplicação é 14% inferior ao custo que se teria para se gerar o mesmo 1 MWh através da expansão do sistema.

Por fim, com este trabalho de dissertação foi possível analisar a oportunidade da utilização composta por um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia em baterias através da visão do Programa de Eficiência Energética e também através da aplicação de deslocamento do pico de carga com o suporte adequado de um algoritmo de despacho de energia.

Como trabalhos futuros podem-se elencar:

- Realizar a integração da valoração já alcançada através das aplicações de eficiência energética e o deslocamento de pico de carga em um único processo de otimização através da técnica de Algoritmos Genéticos.
- Aplicar o deslocamento de carga utilizando a tecnologia de íons de lítio e comparar a vida útil e os custos após 25 anos de utilização.
- Investigar aplicações em diferentes cenários do que o estudado nesta dissertação, para clientes residenciais (pequeno porte) com tarifa branca para cenários de médio porte.
- Estudar as técnicas de interconexão, interoperabilidade e especificações de testes e requisitos para recursos energéticos distribuídos (DER do inglês *Distributed Energy Resources*) associados a sistemas residenciais.

REFERÊNCIAS

ANEEL. Manual de Tarifação da Energia Elétrica. 2011.

ANEEL. Resolução no 482 de 2012 da ANEEL. Aneel, v. 53, n. 9, p. 1689–1699, 2012.

ANEEL. Procedimentos do Programa de Eficiência Energética – PROPEE. 2013.

ANEEL. Chamada No 021/2016 - Projeto Estratégico: “Arranjos Técnicos E Comerciais Para a Inserção De Sistemas De Armazenamento De Energia No Setor Elétrico Brasileiro”. 2016.

ANEEL. Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL: Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024. Aneel, p. 26, 2017a.

ANEEL, A. N. DE E. E. RESOLUÇÃO NORMATIVA No 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015. 2015.

ANEEL, A. N. DE E. E. Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL.

ANEEL, RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.402, DE 19 DE JUNHO DE 2018.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA (COPEL). Consulta de dados da Tarifa Branca Disponível em : <<https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Fresidencial%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FB0CA4C8DF4B62F98832581F00058CCF9>>. Acesso em:07.abr.2019.

CHU, S.; MAJUMDAR, A. Opportunities and challenges for a sustainable energy future. nature, 2012.

Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB) 2018, Acessado em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>

DAUD, M. Z.; MOHAMED, A.; HANNAN, M. A. An improved control method of battery energy storage system for hourly dispatch of photovoltaic power sources. Energy Conversion and Management, 2013.

DENHOLM, P.; MARGOLIS, R. M. Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in electric power systems utilizing energy storage and other enabling technologies. Energy Policy, 2007.

DUNN, B. et al. Electrical energy storage for the gridfor the Grid : A Battery of choices. Science Magazine, v. 334, n. 6058, p. 928–936, 2011.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. PNE 2050- Estudo sobre a Demanda. p. 257, 2016a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. Eficiência Energética e Geração Distribuída. 2016b.

ENSSLIN, L., ENSSLIN, S. R., LACERDA, R. T. O. & TASCA, J. E. Seleção do Banco de Artigos Brutos Processo para Selecionar artigos para formar o Portfólio Bibliográfico Deve ser citado como : Processo de Seleção de Portfólio Bibliográfico . Processo técnico com patente de registro pendente junto ao INPI . Brasil 2010. p. 2011, 2011.

GRADITI, G. et al. Technical and economical assessment of distributed electrochemical storages for load shifting applications: An Italian case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 57, p. 515–523, 2016.

HAN, X. et al. Economic evaluation of batteries planning in energy storage power stations for load shifting. *Renewable Energy*, v. 78, p. 643–647, 2015.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). Consulta Dados da Estação Automática: Curitiba (PR). Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/sonabra/pg_dspDadosCodigo_sim.php?QTgwNw==>. Acesso em: 07 abr. 2019.

HOPPMANN, J. et al. The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – A review and a simulation model and Sustainable Energy, 2014.

KASCHUB, T.; JOCHEM, P.; FICHTNER, W. Solar energy storage in German households : profitability , load changes and flexibility. v. 98, p. 520–532, 2016.

MARRA, F. et al. A decentralized storage strategy for residential feeders with photovoltaics. *IEEE Transactions on ...*, 2014.

MATALLANAS, E. et al. Neural network controller for active demand-side management with PV energy in the residential sector. *Applied Energy*, 2012.

MORAES, O. et al. Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review. ... and Sustainable Energy ..., v. 14, p. 506–511, 2010.

MÜLLER, M. et al. Evaluation of grid-level adaptability for stationary battery energy storage system applications in Europe. *Journal of Energy Storage*, v. 9, p. 1–11, 2017.

NAIR, N. K. C.; GARIMELLA, N. Battery energy storage systems: Assessment for small-scale renewable energy integration. *Energy and Buildings*, 2010.

NOTTROT, A.; KLEISSL, J.; WASHOM, B. Energy dispatch schedule optimization and cost benefit analysis for grid-connected, photovoltaic-battery

storage systems. *Renewable Energy*, 2013.

PARRA, D. et al. Optimum community energy storage system for demand load shifting. *Applied Energy*, v. 174, p. 130–143, 2016.

PARRA, D.; PATEL, M. K. Effect of tariffs on the performance and economic benefits of PV-coupled battery systems. *Applied Energy*, 2016.

POUDINEH, R.; JAMASB, T. Distributed generation, storage, demand response and energy efficiency as alternatives to grid capacity enhancement. *Energy Policy*, 2014.

PINHO, JOSE TAVARES;GALDINO, M. A. *Manual_de_Engenharia_FV_2014*.

QUEIROZ, P.V.S Mensuração do consumo de energia elétrica: algoritmo para detecção de potenciais usuários da termoacumulação como alternativa para deslocamento de carga. Dissertação (Mestrado) - Pontifícia Universidade Católica - Rio de Janeiro (2011).

RATNAM, E. L.; WELLER, S. R.; KELLETT, C. M. An optimization-based approach to scheduling residential battery storage with solar PV: Assessing customer benefit. *Renewable Energy*, v. 75, p. 123–134, 2015.

REIHANI, E. et al. Electrical Power and Energy Systems Energy management at the distribution grid using a Battery Energy Storage System (BESS). *INTERNATIONAL JOURNAL OF ELECTRICAL POWER AND ENERGY SYSTEMS*, v. 77, p. 337–344, 2016.

RIFFONNEAU, Y. et al. Optimal power flow management for grid connected PV systems with batteries. ... on *Sustainable Energy*, 2011.

SETLHAOLO, D.; XIA, X. Optimal scheduling of household appliances with a battery storage system and coordination. *Energy and Buildings*, v. 94, p. 61–70, maio 2015b.

TANT, J. et al. Multiobjective battery storage to improve PV integration in residential distribution grids. ... on *Sustainable Energy*, 2013.

YANG, Y. et al. Sizing strategy of distributed battery storage system with high penetration of photovoltaic for voltage regulation and peak load shaving. *IEEE Transactions on ...*, 2014.

ZAHEDI, A. Maximizing solar PV energy penetration using energy storage technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011.

APÊNDICE A - Publicações realizadas durante o período do mestrado

MATIAS, Jefferson Augusto Cardozo; AOKI, Alexandre Rasi; RIBOLDI, Victor Baiochi. Deslocamento de carga aplicado à sistema fotovoltaico com armazenamento com armazenamento de energia em baterias utilizando algoritmos genéticos. Anais do XI Congresso Brasileiro de Planejamento Energético (2018).

MATIAS, Jefferson Augusto Cardozo; BETINI, Roberto Cesar. Viabilidade técnica e econômica da utilização de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia em baterias. Anais do XI Congresso Brasileiro de Planejamento Energético (2018).

MATIAS, Jefferson Augusto Cardozo; BLASI, Thais Marzalek; BLOCK, Pedro A.B.; RIBOLDI, Victor Baiochi; LACHOVICZ, Felipe Jose; HOFFMANN, Bruna Ventura; AOKI, Alexandre Rasi. Metodologia de classificação de consumidores residenciais para instalação de sistemas de armazenamento de energia. Smart Energy CIEI&EXPO 2018 – Conferência Internacional de Energias Inteligentes (2018).

Artigo aprovado para publicação:

MATIAS, Jefferson Augusto Cardozo; AOKI, Alexandre Rasi; BLASI, Thais Marzalek. Models of use for Photovoltaic System with Batteries Energy Storage Systems in Low Voltage. Cigre Chengdu 2019 Symposium. 20 a 26 de Setembro de 2019. Chengdu, China.

ANEXO A - Planilha do Programa de Eficiência Energética da COPEL

FIGURA 32 - Aba "Projeto" – Informações do projeto

PROGRAMA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

IDENTIFICAÇÃO DO PROJETO DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA


Concessionária: Copel Distribuição S.A. CNPJ: 04.368.898/0001-06
 Nome do projeto: _____
 Tipologia do projeto: Seleção a tipologia

IDENTIFICAÇÃO DA UNIDADE CONSUMIDORA BENEFICIADA

Nome: _____
 Endereço: _____
 CNPJ: _____ Unidade consumidora
 Responsável: _____
 Telefone: _____ e-mail: _____
 Localização: Seleção o município
 Atividade: Seleção o tipo de atividade
 Tipo de empresa: Seleção o tipo de empresa
 Modalidade tarifária: Seleção a modalidade tarifária
 Subgrupo tarifário: Seleção o subgrupo tarifário

IDENTIFICAÇÃO DA EMPRESA RESPONSÁVEL PELO PROJETO

Nome da empresa: _____
 Endereço: _____
 Município: _____ Estado: --
 CNPJ: _____
 Responsável técnico: _____
 Telefone: _____ e-mail: _____



Projeto / RCB / CustoContábil / FIOrc / FICusto / FIBenef

Fonte: Adaptado da Copel (2018)

FIGURA 33 - Aba "FIOrc" - Relação dos Custos Orçados do Projeto

FONTES INCENTIVADAS - EX ANTE						
CUSTOS DIRETOS - EX ANTE						
MATERIAIS E EQUIPAMENTOS						
	Materiais e equipamentos	Vida útil	Quantidade	Menor valor unitário	Fornecedor 1	Forn
1				R\$ -		
2				R\$ -		
3				R\$ -		
4				R\$ -		
DADOS DOS FORNECEDORES						
				Nome do fornecedor		
				CNPJ do fornecedor		
				Data da proposta		
MÃO DE OBRA DE TERCEIROS						
	Mão de obra de terceiros	Quantidade	Horas	Menor valor unitário	Fornecedor 1	Forn
1				R\$ -		
2				R\$ -		
3				R\$ -		
CUSTOS INDIRETOS - EX ANTE						
DESCARTE DE MATERIAIS						
	Descarte de materiais	Quantidade	Menor valor unitário	Fornecedor 1	Forn	
1			R\$ -			
2			R\$ -			
6			R\$ -			
7			R\$ -			
8			R\$ -			
9			R\$ -			

Projeto / RCB / CustoContábil / FIOrc / FICusto / FIBenef

Fonte: Adaptado da Copel (2018)

FIGURA 34 - Aba "FIBenef" - Cálculo do RCB

FONTES INCENTIVADAS - SISTEMA PROPOSTO - EX ANTE				TOTAL	fi 1
1	Tipo de equipamento / tecnologia				
2	Potência nominal da central geradora	Wp	pp_i		
3	Quantidade de centrais geradoras		qp_i	0	
4	Potência instalada de geração	kWp	Pp_i	0,00	0,00
5	Potência nominal do inversor	W	pi_i		
6	Quantidade de inversores		qi_i	0	
7	Potência instalada de inversores	kW	Pi_i	0,00	0,00

FONTES INCENTIVADAS - RESULTADOS ESPERADOS - EX ANTE				TOTAL	fi 1
11	Demanda atendida pela fonte incentivada na ponta	kW	DA_{pi}	0,00	
	Tarifa de demanda na ponta (R\$/kW)	R\$		0,00	0,00
12	Demanda atendida pela fonte incentivada fora da ponta	kW	DA_{ppi}	0,00	
13	Energia gerada pela fonte incentivada na ponta	MWh/ano	EG_{pi}	0,00	
	Tarifa de energia na ponta (R\$/MWh)	R\$		0,00	0,00
14	Energia gerada pela fonte incentivada fora da ponta	MWh/ano	EG_{ppi}	0,00	
	Tarifa de energia fora de ponta (R\$/MWh)	R\$		0,00	0,00
15	Energia gerada	MWh/ano	EG_i	0,00	0,00
	Benefício anualizado fontes incentivadas - Ex ante	R\$	B_{Fi}	0,00	0,00

RCB _{Fi}	0,00
RCB _{PEE}	0,00

Projeto / RCB / CustoContábil / FIOrc / FICusto / FIBenef

Fonte: Adaptado da Copel (2018)

FIGURA 35 - Aba "FICusto" - Cálculo dos custos do Projeto.

FONTES INCENTIVADAS - EX ANTE			
CUSTOS DIRETOS - EX ANTE			
MATERIAIS E EQUIPAMENTOS			
Materiais e equipamentos	Vida útil	Quantidade	Valor unitário
1			R\$ -
2			R\$ -
Mão de obra de terceiros			
Transporte			
Sub total - Custos diretos			
CUSTOS INDIRETOS - EX ANTE			
CUSTOS INDIRETOS			
Administração própria			
Marketing			
Treinamento e capacitação			
Descarte de materiais		Quantidade	Valor unitário
1			R\$ -
2			R\$ -
Descarte de materiais			
Medição e verificação			
Outros custos indiretos		Quantidade	Valor unitário
1			R\$ -
2			R\$ -
Outros custos indiretos			
Sub total - Custos indiretos			
Custos fontes incentivadas - Ex ante			

Projeto / RCB / CustoContábil / FIOrc / FICusto / FIBenef

Fonte: Adaptado da Copel (2018)