

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
ENGENHARIA ELÉTRICA**

Héricles Eduardo Oliveira Farias

**ANÁLISE TÉCNICA DO IMPACTO DO USO DE BATERIAS
EM SISTEMAS CONECTADOS À REDE APLICADO EM
DIFERENTES CLASSES DE CONSUMO**

**Santa Maria, RS, Brasil
2018**

Héricles Eduardo Oliveira Farias

**ANÁLISE TÉCNICA DO IMPACTO DO USO DE BATERIAS EM
SISTEMAS CONECTADOS À REDE APLICADO EM DIFERENTES
CLASSES DE CONSUMO**

Trabalho de Conclusão de Curso Apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM-RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Bacharel em Engenharia Elétrica**.

Orientadora: Prof. Dra. Luciane Neves Canha

Santa Maria, RS, Brasil
2018

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Farias, Héricles Eduardo Oliveira

Análise Técnica do Impacto do Uso de Baterias em Sistemas Conectados à Rede Aplicado em Diferentes Classes de Consumo / Héricles Eduardo Oliveira Farias - 2018

97 p.; 30 cm

Orientador: Luciane Neves Canha

TCC (graduado) – Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2018

1. Baterias 2. Consumidores 3. Energia Solar Fotovoltaica 4. Geração Distribuída 5. Viabilidade Técnica I. Canha, Luciane Neves. II. Análise Técnica do Impacto do Uso de Baterias em Sistemas Conectados à Rede Aplicado em Diferentes Classes de Consumo.

© 2018

Todos os direitos autorais reservados a Héricles Eduardo Oliveira Farias. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita com autorização por escrito do autor.

Endereço: Av. Roraima, Nº 1000, Bairro Camobi, Santa Maria, RS, Brasil, CEP: 97105-900;

Fone: (55) 991060504;

Endereço Eletrônico: hericleslannister@gmail.com

Héricles Eduardo Oliveira Farias

**ANÁLISE TÉCNICA DO IMPACTO DO USO DE BATERIAS EM
SISTEMAS CONECTADOS À REDE APLICADO EM DIFERENTES
CLASSES DE CONSUMO**

Trabalho de Conclusão de Curso Apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM-RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Bacharel em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 13 de Dezembro de 2018:

Luciane Neves Canha, Dra. (UFSM)
(Presidente/ Orientadora)

Magdiel Schmitz, Me. Eng. (UFSM)

William Ismael Schmitz, Me. Eng. (UFSM)

Santa Maria, RS, Brasil
2018

DEDICATÓRIA

A minha mãe Cleia

AGRADECIMENTOS

É aqui que a gente agradece a tia do RU por aquele pedaço de carne a mais né? Então, vamos lá. Bom, primeiramente queria agradecer minha mãe Cleia, por ser a mulher mais forte e incrível deste mundo, e por ter me apoiado desde sempre. A minha família em si, em especial aos meus “765” irmãos pelo suporte todo esse tempo.

Quero agradecer a minha namorada e companheira Juliana pela ajuda durante quase que a graduação inteira, por acreditar no meu potencial e me fazer ir além, ah e por ser a melhor “duo”, não só no LoL, mas na vida também.

Aos meus sogros, Estefano e Eliane, pela suporte todo esse tempo. Quero agradecer também a minha orientadora Luciane, pela oportunidade dada, pelo suporte e conselhos durante toda esta jornada dentro do CEESP, tenho certeza que o conhecimento adquirido será um grande diferencial na minha vida daqui pra frente.

Quanto aos amigos que fiz na faculdade? Bah, tem uma galera, gostaria de agradecer a galera de elétrica, em especial ao (em ordem alfabética, claro), Emanueli, Gilson, Guilherme, Larissa, Leonardo, Lucas, Matheus e Pedro, pelas risadas, união e pela parceria durante esses longos semestres. Aos meus amigos de União Jesus e Eduardo pelas “bóias” durante os períodos críticos sem RU. Aos meus amigos de Lends Lucas, DJ e Thiago pelas horas de diversão e junções com o resto da galera lá na Jú. Aos meus amigos Luiz e Lorenzo pela parceria e pelos “hot dogs”, que por 5 pila tava valendo e muito.

Ao pessoal da minha banca, o Magdiel e o William pelas conversas, pelos conselhos e pela atenção. Ao Ricardo, pela ajuda lá no começo da graduação.

Um último agradecimento à UFSM por toda a estrutura e pela oportunidade dada de estudar em um dos maiores centros de educação do RS.

“PU é PU
Ghendy”

RESUMO

ANÁLISE TÉCNICA DO IMPACTO DO USO DE BATERIAS EM SISTEMAS CONECTADOS À REDE APLICADO EM DIFERENTES CLASSES DE CONSUMO

AUTOR: HÉRICLES EDUARDO OLIVEIRA FARIAS

ORIENTADORA: LUCIANE NEVES CANHA

O número de conexões com micro e minigeração distribuída no Brasil vem crescendo de maneira acelerada ao longo dos últimos anos, principalmente no que diz respeito ao uso da fonte solar fotovoltaica, que representa a maior parte da capacidade instalada. O principal marco para esta efervescência em torno do uso destas fontes renováveis deu-se com a publicação da Resolução Normativa 482, posteriormente atualizada com as resoluções 687/2015 e 786/2017, onde se estabeleciam as condições para o acesso destes sistemas à rede e trazia o modelo de compensação de energia. Com base neste cenário, e frente às constantes variações nos preços das tarifas de energia elétrica, o estudo do impacto do uso de sistemas de armazenamento, com uso de baterias, junto a uma micro ou minigeração vem a ser uma opção bastante interessante. Dito isto, este estudo visa dar suporte a alternativa da geração distribuída, agregando parâmetros de continuidade de energia com uso de elementos armazenadores no sistema, a fim de se verificar a viabilidade técnica e econômica da implementação destas tecnologias, bem como analisar a atratividade dos serviços de arbitragem e corte de pico, de modo a quantificar as possíveis reduções dos custos de consumo e demanda de energia presentes na fatura de energia. Sendo assim, propõem-se a análise destes parâmetros sob o ponto de vista de consumidores do tipo residencial, industrial e de poder público, a fim de se identificar os setores mais promissores ao desenvolvimento destes sistemas.

Palavras-chave: Baterias, Consumidores, Energia Solar Fotovoltaica, Geração Distribuída, Viabilidade Técnica.

ABSTRACT

TECHNICAL ANALYSIS OF THE IMPACT OF THE USE OF BATTERIES IN ON GRID SYSTEMS APPLIED IN DIFFERENT CLASSES OF CONSUMPTION

AUTHOR: HÉRICLES EDUARDO OLIVEIRA FARIAS

ADVISOR: LUCIANE NEVES CANHA

The number of connections with micro and mini distributed generation in Brazil has been increasing rapidly over the last few years, especially in the case of the solar photovoltaic source, which represents the greater part of the installed capacity. The main milestone for this effervescence around the use of these renewable sources came with the publication of the 482 Normative Resolution, later updated through 687/2015 and 786/2017 resolutions, which established the conditions for the access of these systems to the grid and brought the model of energy compensation. Based on this scenario, and considering the constant variations in the prices of the electric energy tariffs, the study of the impact of the use of storage systems, with the use of batteries, together with a micro or mini generation is a very interesting option. That said, this study aims to support the alternative of distributed generation, adding parameters of energy continuity with the use of storage elements in the system, in order to verify the technical and economic feasibility of the implementation of these technologies, as well as to analyze the attractiveness of the services of arbitrage and peak shaving, in order to quantify the possible reductions of energy consumption and demand costs present in the energy bill. Thus, we propose the analysis of these parameters from the point of view of residential, industrial and public power consumers, in order to identify the most promising sectors for the development of these systems.

Keywords: Batteries, Consumers, Distributed Generation, Photovoltaic Energy, Technical Feasibility

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	– Tipos de tecnologias de armazenamento.....	22
Figura 2.2	– Princípio de trabalho de uma PHS.....	22
Figura 2.3	– Matriz global de armazenamento (2016)	23
Figura 2.4	– Maturidade de algumas tecnologias.....	23
Figura 2.5	– Uso do serviço de arbitragem.....	24
Figura 2.6	– Uso do corte de pico.....	25
Figura 2.7	– Matriz elétrica brasileira	28
Figura 2.8	– Potencial brasileiro com a fonte eólica.....	28
Figura 2.9	– Potencial brasileiro em GD por tipo de geração.....	29
Figura 2.10	– Potencial brasileiro em GD por classe de consumo.....	29
Figura 2.11	– Potencial brasileiro em GD por modalidade	30
Figura 3.1	– Topologias e aplicações para os sistemas solares FV.....	32
Figura 3.2	– Componentes de um sistema autônomo	33
Figura 3.3	– Componentes de um sistema <i>On-Grid</i>	33
Figura 3.4	– Topologia do sistema para o caso residencial	35
Figura 3.5	– Topologia do sistema para o caso residencial	35
Figura 4.1	– Estudos de caso	38
Figura 4.2	– Curva de carga residencial	39
Figura 4.3	– Tarifa branca - Perfil da carga ao longo do ano	40
Figura 4.4	– Curva de carga industrial	40
Figura 4.5	– Tarifa branca - Perfil da carga industrial ao longo do ano	41
Figura 4.6	– Curva de carga - Poder público.....	42
Figura 4.7	– Curva de carga - Poder público.....	42
Figura 4.8	– Exemplo - Entrada dos dados econômicos (industrial)	43
Figura 4.9	– Localização do cliente residencial	43
Figura 4.10	– Entrada do painel solar FV no <i>software Homer Grid</i>	44
Figura 4.11	– Entrada do inversor no <i>software Homer Grid</i>	45
Figura 4.12	– Entrada do inversor no <i>software Homer Grid</i> - Caso industrial e poder público.....	46
Figura 4.13	– Entrada da bateria no <i>software Homer Grid</i>	47
Figura 4.14	– Entrada da bateria no <i>software Homer Grid</i>	48
Figura 4.15	– Perfil da tarifa convencional	50
Figura 4.16	– Perfil da tarifa branca	51
Figura 4.17	– Estrutura da tarifa verde.....	52
Figura 4.18	– Perfil da tarifa verde - Valores para consumo.....	53
Figura 4.19	– Perfil da tarifa verde - CIP e demanda contratada.....	53
Figura 4.20	– Perfil da tarifa verde - Demanda de ultrapassagem	54
Figura 4.21	– Perfil da tarifa azul	54
Figura 4.22	– Perfil da tarifa azul - Modelagem da demanda de ultrapassagem	55
Figura 4.23	– Perfil da tarifa azul - Valores de CIP e fatura mínima	55
Figura 5.1	– Topologia do sistema para o caso residencial	57
Figura 5.2	– Resultados preliminares - CD considerado	57
Figura 5.3	– Tarifa branca - Topologia	59
Figura 5.4	– Tarifa branca - Resultados preliminares.....	59
Figura 5.5	– Tarifa branca - Topologia para arbitragem.....	61
Figura 5.6	– Tarifa branca - Resultados categorizados.....	61
Figura 5.7	– Tarifa branca - Perfil do uso da bateria para o mês de maior consumo	62
Figura 5.8	– Tarifa branca - Perfil do uso da bateria para o mês de menor consumo	63
Figura 5.9	– Tarifa branca - Economia decorrente do serviço de arbitragem.....	63

Figura 5.10 – Tarifa branca - Impacto do banco no pico de demanda (fevereiro)...	64
Figura 5.11 – Tarifa branca - Impacto do banco no pico de demanda (março)	65
Figura 5.12 – Caso industrial - Topologia para uso com ESFV	66
Figura 5.13 – Caso industrial - Resultados obtidos para uso com ESFV	67
Figura 5.14 – Caso industrial - Produção de energia elétrica.....	68
Figura 5.15 – Caso industrial - Topologia para arbitragem	69
Figura 5.16 – Caso industrial - Resultados obtidos	70
Figura 5.17 – Caso industrial - Economia na fatura de energia	70
Figura 5.18 – Caso industrial - Fluxo de caixa cumulativo.....	71
Figura 5.19 – Caso industrial - Diferença entre o fluxo de caixa cumulativo descontado e nominal.....	72
Figura 5.20 – Caso industrial - Operação do banco de baterias (maior consumo) ..	72
Figura 5.21 – Caso industrial - Operação do banco de baterias (menor consumo) .	73
Figura 5.22 – Caso industrial - Impacto no pico de demanda para o mês de maior consumo	74
Figura 5.23 – Caso industrial - Impacto no pico de demanda para o mês de menor consumo	75
Figura 5.24 – Caso poder público - Topologia utilizada	76
Figura 5.25 – Caso poder público - Resultados preliminares	77
Figura 5.26 – Caso poder público - Produção de energia elétrica.....	78
Figura 5.27 – Caso poder público - Topologia utilizada	79
Figura 5.28 – Caso poder público - Resultados obtidos.....	80
Figura 5.29 – Caso poder público - Economia da fatura de energia.....	80
Figura 5.30 – Caso poder público - Fluxo de caixa cumulativo.....	81
Figura 5.31 – Caso poder público - Diferença entre o fluxo de caixa descontado e o nominal	81
Figura 5.32 – Caso poder público - Impacto do banco na carga para um dia de baixo consumo.....	82
Figura 5.33 – Caso poder público - Impacto do banco na carga para um dia de elevado consumo.....	83
Figura 5.34 – Caso poder público - Impacto do banco na carga para um dia de elevado consumo.....	84
Figura 5.35 – Caso poder público - Impacto do banco na carga para um dia de baixo consumo.....	85
Figura A.1 – Dados das tarifas utilizadas.....	92
Figura A.2 – Dados do recurso solar.....	92
Figura A.3 – Dados de temperatura.....	93
Figura B.1 – Dados do inversor utilizado para o caso industrial e do poder público	96
Figura B.2 – Dados do painel utilizado nas simulações	96
Figura B.3 – Dados do inversor utilizado para o caso residencial	97
Figura B.4 – Gráfico com os preços médios das tecnologias em baterias.....	97
Figura B.5 – Valores de ICMS - Site da CPFL	97

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Dados da curva residencial.....	39
Tabela 4.2 – Dados da curva industrial.....	41
Tabela 4.3 – Especificações do painel selecionado.....	44
Tabela 4.4 – Especificações do inversor selecionado - Caso residencial.....	45
Tabela 4.5 – Especificações do inversor selecionado - Caso industrial e poder público.....	45
Tabela 4.6 – Especificações da bateria selecionada.....	46
Tabela 4.7 – Dados da bateria - Caso industrial.....	47
Tabela 4.8 – Tarifa convencional sem tributos.....	48
Tabela 4.9 – CIP Santa Maria.....	49
Tabela 4.10 – Postos tarifários.....	50
Tabela 4.11 – Valores da tarifa branca.....	51
Tabela 4.12 – Valores de CIP para o consumidor industrial.....	52
Tabela 4.13 – Valores da tarifa verde.....	52
Tabela 4.14 – Valores CIP - Serviço público.....	54
Tabela 4.15 – Valores da tarifa azul.....	55
Tabela 5.1 – T.Convencional - Comparativo entre as duas alternativas.....	58
Tabela 5.2 – T.Branca - Comparativo das duas alternativas.....	60
Tabela 5.3 – TB - Comparativo do impacto do uso do banco de baterias.....	60
Tabela 5.4 – Caso industrial - Comparativo com a rede das duas alternativas....	67
Tabela 5.5 – Caso industrial - Comparativo das alternativas com e sem o banco de baterias.....	69
Tabela 5.6 – Caso industrial - Comparativo com a rede.....	70
Tabela 5.7 – Caso poder público - Comparativo das alternativas.....	77
Tabela 5.8 – Caso poder público - Comparativo das alternativas com e sem o banco	79
Tabela 5.9 – Caso poder público - Comparativo com a rede solo.....	80

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABAQUE	Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informações de Geração
CD	Custo de Disponibilidade
CGH	Centrais Geradoras Hidrelétricas
CIP	Contribuição para o Custeio da Iluminação Pública
CNESA	<i>China Energy Storage Alliance</i>
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
DOE	<i>Department of Energy</i>
ESFV	Energia Solar Fotovoltaica
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GWEC	<i>Global World Energy Council</i>
ICMS	Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
Li-Ion	<i>Lithium Ion</i>
NMC	<i>Nickel Manganese Cobalt Oxide</i>
NPC	<i>Net Present Cost</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
O&M	Operação e Manutenção
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PHS	<i>Pumped Hydro Storage</i>
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
PIS	Programa de Integração Social
REN	Resolução Normativa
REN21	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i>
SAEBs	Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias
SAEs	Sistemas de Armazenamento de Energia
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SoC	<i>State of Charge</i>
UC	Unidade Consumidora
UTE	Usinas Termelétricas

LISTA DE APÊNDICES

Apêndice A – Informações referentes a modelagem dos sistemas	92
--	----

LISTA DE ANEXOS

Anexo A – Valores de CIP utilizados	95
Anexo B – Dados comerciais utilizados	96

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
1.1 MOTIVAÇÕES	18
1.2 OBJETIVOS	19
1.2.1 Objetivos Gerais	19
1.2.2 Objetivos Específicos	19
1.3 CONTEÚDO DOS CAPÍTULOS	19
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
2.0.1 Sistemas de armazenamento de energia - Panorama global	21
2.0.2 Aplicações de SAEs - Estudo proposto	24
2.0.2.1 <i>Uso do serviço de arbitragem</i>	24
2.0.2.2 <i>Uso do serviço de corte de pico</i>	25
2.0.2.3 <i>Maximização do uso de energia solar FV</i>	26
2.0.3 Sistemas de armazenamento de energia - Panorama nacional	26
2.0.4 Panorama da micro e mini geração distribuída no Brasil	27
3 REFERENCIAL TEÓRICO	31
3.1 SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS	31
3.1.1 Sistemas Isolados	32
3.1.2 Sistemas Conectados à Rede	33
3.1.3 Sistemas Híbridos	34
3.2 GD - RESOLUÇÃO 687 E O SISTEMA DE COMPENSAÇÃO	34
3.2.1 Sistema de Compensação de Energia Elétrica	34
3.2.2 Modalidades de GD	35
3.2.3 Impostos Federais e Estaduais	36
3.3 TECNOLOGIAS DE BATERIAS	37
3.3.0.1 <i>Baterias de Íons de Lítio</i>	37
4 METODOLOGIA	38
4.1 DEFINIÇÕES DO ESTUDO DE CASO	38
4.1.1 Definição das Curvas de Carga das Classes de Consumo	38
4.1.1.1 <i>Cliente Residencial</i>	38
4.1.1.2 <i>Cliente Industrial</i>	40
4.1.1.3 <i>Poder Público</i>	41
4.1.2 Definição de Cenários e Premissas Básicas	42
4.1.3 Recursos Naturais	43
4.2 DESENVOLVIMENTO PRÁTICO	43
4.2.1 Modelagem dos componentes em <i>Homer Grid</i>	43

4.2.1.1 Painéis Fotovoltaicos	44
4.2.1.2 Inversor	44
4.2.1.3 Baterias	46
4.2.2 Modelagem das Tarifas	48
4.2.2.1 Tarifa Convencional	48
4.2.2.2 Tarifa Branca	50
4.2.2.3 Modelagem Tarifa Verde	51
4.2.2.4 Modelagem Tarifa Azul	54
5 ANÁLISE DE RESULTADOS	56
5.1 CASO RESIDENCIAL - ANÁLISE SOB REGIME DA TARIFA CONVENCIONAL	56
5.1.1 SAEB + ESFV	56
5.2 CASO RESIDENCIAL - ANÁLISE SOB REGIME DA TARIFA BRANCA	58
5.2.1 SAEB+ ESFV	58
5.2.2 Tarifa branca - Uso de bateria para arbitragem	61
5.2.3 Tarifa branca - Impacto do uso de bateria no pico de demanda	64
5.2.4 Discussão dos resultados	65
5.3 CASO INDUSTRIAL	66
5.3.1 SAEB + ESFV	66
5.3.2 Uso de baterias para arbitragem	69
5.3.3 Uso de baterias para corte de pico	74
5.3.4 Discussão dos resultados	75
5.4 CASO PODER PÚBLICO	76
5.4.1 SAEB + ESFV	76
5.4.2 Uso de baterias para arbitragem	79
5.4.3 Uso de baterias para corte	83
5.4.4 Discussão dos resultados	85
6 CONCLUSÃO	87
6.1 TRABALHOS FUTUROS	87
REFERÊNCIAS	88
APÊNDICES	91
ANEXOS	94

1 INTRODUÇÃO

O uso de fontes renováveis para geração, seja de forma centralizada por meio de grandes centrais geradoras, como fazendas eólicas ou mesmo usinas solares FV, ou de maneira mais distribuída por meio de micro e mini geração, tem crescido de maneira bastante acelerada no mundo inteiro. De acordo com dados da *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*(REN21), em REN21 (2018), o uso fontes renováveis registrou recordes de crescimento de capacidade instalada anual em 2017, totalizando cerca de 178 Gigawatts (GW) em projetos no mundo inteiro, o que representa um crescimento de cerca de 9% em relação ao ano anterior, sendo que grande parte do potencial adicionado foi com a fonte solar fotovoltaica (FV), representando cerca de 55% do total. Tal resultado torna bastante evidente a atratividade desta fonte, que é fomentada tanto pela crescente redução nos custos dos módulos FV, quanto pelas políticas de incentivo à descentralização da geração de energia, criando assim um grupo de consumidores e ao mesmo tempo produtores de energia, ou como comumente chamados, os “prosumidores”.

Como relatado em REN21 (2018), em 2017 os investimentos em capacidade de geração renovável ultrapassaram o montante total investido em geração com combustíveis fósseis, com grande parte das novas adições ocorrendo em países emergentes. Tal tendência é justificável pelo fato deste tipo de geração ser atualmente considerada madura, bastante segura, sustentável e economicamente viável. Todavia como parte destas novas adições também são de origem intermitente e de maneira distribuída, existem certos impactos que podem prejudicar o sistema elétrico de distribuição, como dito em Bernardon; et al. (2015), dentre tais impactos pode-se citar variações de tensão, mudanças nas perdas associadas à rede, problemas referentes à seletividade e coordenação da proteção, entre outros. É dentro deste contexto que o mercado de armazenamento vem a se tornar uma solução bastante promissora, devido a sua capacidade de fornecer serviços ancilares capazes de estabilizar o sistema elétrico, aumentando a confiabilidade, continuidade e qualidade de energia, seja por meio de sistemas de pequeno porte com uso de baterias, ou até mesmo por meio de sistemas de grande porte com uso de usinas reversíveis.

Existem diferentes categorias de Sistemas Armazenadores de Energia (SAE) e, de acordo com a base de dados do *U.S. Department of Energy* (US DOE), disponível em Sandia National Laboratories (2018), estima-se que a capacidade total avaliada no mundo em projetos com SAEs no segundo semestre de 2018 girava em torno de 197 GW, com destaque para a tecnologia de *Pumped Hydro Storage*(PHS), que representava cerca de 94% da matriz (185 GW), sendo o restante dos projetos compostos, em sua grande maioria, por sistemas de armazenamento eletroquímicos, eletromecânicos e térmicos.

No que se refere às aplicações, os SAEs conseguem realizar diversos serviços em diferentes níveis, podendo atuar a nível de transmissão fornecendo, por exemplo, o serviço de regulação de frequência, ou em nível de distribuição trabalhando com suporte de

tensão, ou ainda a nível de consumidor realizando serviços como arbitragem, entre outras aplicações (EASE, 2013).

No que se refere ao mercado de armazenamento no Brasil, segundo estudo publicado pela Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia (ABAQUE) em Bueno e Brandão (2016), ressalta-se que a aplicação de SAEs no país é um tanto quanto limitada, sendo na maioria dos casos utilizada em sistemas de “*no-break*” ou em aplicações mais específicas. No entanto, em 2016 houve um grande marco para o país com a criação da chamada de P&D estratégico número 021, em ANEEL (2016b), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que possuía como objetivo fomentar o estudo e a implementação de projetos com tecnologias de armazenamento no sistema elétrico brasileiro de maneira sustentável e integrada, fornecendo assim base para pesquisa e desenvolvimento em torno deste tema.

Vale também notar que mundialmente a atratividade das tecnologias de armazenamento vem crescendo anualmente, com destaque para as tecnologias de baterias, que, como disposto em Robson e Bonomi (2018), vem apresentando graduais reduções em seus custos associados à alta do setor de carros elétricos e dos setores de consumo. Outro fator importante se refere ao crescente número de projetos com a fonte solar FV, de maneira conectada à rede ou isolada, cujo mercado também reflete no preço das tecnologias de baterias, sendo que estas, como apontado em Renewable e Agency (2017), tendem a ter seus custos modulares reduzidos nos próximos anos, podendo atingir percentuais em torno de 50% de redução até 2030.

Tendo como base o contexto apresentado até aqui, este trabalho de conclusão de curso busca avaliar o potencial da utilização destas tecnologias de armazenamento com uso de baterias, de modo a identificar o impacto direto em diferentes classes de consumo¹, bem como quantificar os benefícios agregados.

1.1 MOTIVAÇÕES

Junto com a efervescência em torno do uso de fontes renováveis para geração de energia, tem-se uma intensificação do uso da geração distribuída, principalmente no que se refere ao uso de sistemas solares FV. A atratividade de fontes como a solar FV e a eólica, fez com que diferentes classes de consumo optassem por gerar a própria energia, e um possível motivo disto, pode vir a ser uma resposta às crescentes variações nos preços das tarifas de energia. Sendo assim, este uso de recursos distribuídos torna o consumidor uma parte ainda mais importante no sistema, tomando como base tal premissa, a utilização de recursos distribuídos de armazenamento pode vir a ser uma alternativa interessante em conjunto com estes sistemas de geração distribuída.

¹Residencial, Industrial e Poder Público.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivos Gerais

Este trabalho tem por objetivo analisar, sob o ponto de vista de diferentes classes de consumidores, o impacto do uso de sistemas de armazenamento com baterias na fatura de energia elétrica, bem como analisar possíveis reduções na demanda de pico do sistema e nas variações no uso da energia solar FV localmente gerada.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Revisar as principais tecnologias em armazenamento do mercado, em especial as baterias, de modo a modelar os componentes em *software* de maneira mais fiel à realidade.
- Estudar o impacto do uso de baterias nas curvas de carga de cada classe de consumo em estudo.
- Obter resultados das variações do auto consumo de energia solar fotovoltaica em função da presença de elementos armazenadores.
- Avaliar os percentuais possíveis de reduções na fatura de energia de cada classe consumidora em estudo.

1.3 CONTEÚDO DOS CAPÍTULOS

Os capítulos 1 e 2 abordam a introdução e revisão bibliográfica deste trabalho, contextualizando o tema de armazenamento em questão, bem como esclarecendo as motivações do autor com respeito aos objetivos a serem atingidos.

O capítulo 3 apresenta a fundamentação teórica deste trabalho, contemplando os principais tópicos relacionados à análise de cada cenário a ser proposto.

No capítulo 4 é apresentado a metodologia deste trabalho, onde se definem as classes de consumidores que serão analisadas (Residencial, Industrial e Poder Público), bem como as topologias, modeladas em *software*, dos sistemas que deverão alimentar cada um das cargas e os serviços que as baterias irão realizar.

A análise de resultados figura o capítulo 5, onde os resultados obtidos em cada um dos casos propostos são analisados com base nos objetivos deste trabalho.

Por último, o capítulo 6 apresenta as principais conclusões obtidas neste trabalho,

bem como os possíveis trabalhos futuros dentro da ideia proposta por esta monografia.

A última parte desta monografia apresenta as referências bibliográficas deste estudo. Por fim tem-se os itens referentes aos Apêndices e aos Anexos.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo traz consigo a contextualização deste estudo, onde são apresentadas as principais motivações do Autor. com respeito ao tema de armazenamento. Também é realizada uma breve visão geral no setor de armazenamento global, com um maior enfoque nas tecnologias de bateria, que representa parte do escopo desta monografia, e alguns outros tópicos co-relacionados.

2.0.1 Sistemas de armazenamento de energia - Panorama global

Embora o uso da energia proveniente de fontes como solar FV e eólica seja bastante incentivada no mundo todo, frente a vasta gama de benefícios que estas propiciam se comparadas com uma matriz mais fóssil, ainda sim, existe o problema da intermitência das mesmas, que podem acarretar em certos distúrbios no sistema elétrico caso exista o fluxo de energia para o mesmo, de maneira descentralizada e sem controle consciente. Dentre tais distúrbios pode-se citar, como disposto em Bernardon; et al. (2015), possíveis variações de tensão na rede de distribuição, variações nas perdas, dependendo da quantidade de fluxo de potência da rede, ou mesmo sobrecarregamento de alimentadores, fazendo que estes precisem ser redimensionados. Outro ponto interessante se refere à proteção do sistema, visto que, face à inserção deste tipo de energia podem ocorrer alterações na seletividade e coordenação dos dispositivos de proteção frente ao fluxo bidirecional que pode ocorrer.

Frente todos estes possíveis distúrbios citados, e, levando em consideração que o mercado de geração de energia solar e eólica tenda a crescer cada vez mais nos próximos anos, o setor de armazenamento se apresenta como uma ótima solução para estes distúrbios, podendo atuar de maneira independente ou em sinergia com as fontes, agregando parâmetros de confiabilidade e qualidade de fornecimento de energia.

Existem diferentes tipos de SAEs, cada qual com suas próprias características e peculiaridades, dentre as quais pode-se categoriza-las, como disposto em Bueno e Brandão (2016) em sistemas de armazenamento mecânico, térmico, químicos, dentre outras subdivisões como pode ser visualizado na figura 2.1.

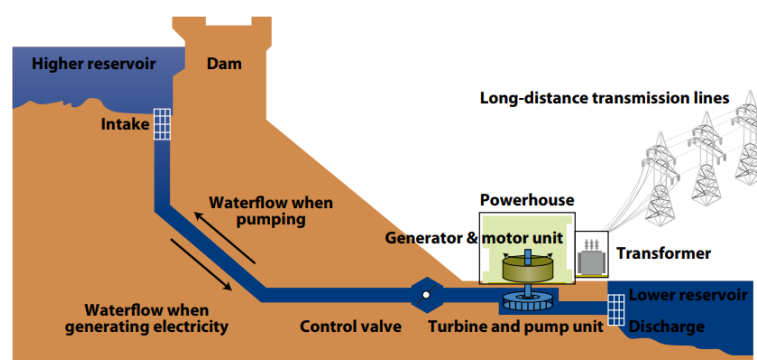
Figura 2.1 – Tipos de tecnologias de armazenamento



Fonte: Adaptado de (BUENO; BRANDÃO, 2016), pag.8.

De acordo com dados da Renewable e Agency (2017), dentre estes sistemas, o que possui a maior capacidade instalada no mundo inteiro é o mecânico, sendo representado em sua maior parte pela tecnologia de Bombeamento Reverso com usinas reversíveis, ou em inglês *Pumped Hydro Storage* (PHS). O princípio de funcionamento desta tecnologia baseia-se no armazenamento de energia, na forma de energia potencial gravitacional, entre dois reservatórios de água, cada um com diferentes níveis de altura, de maneira que durante períodos de demanda utiliza-se o fluxo da água do reservatório superior ao inferior para gerar energia através de uma turbina, e durante períodos de baixa demanda esta água é bombeada de volta para o reservatório superior. A figura 2.2 ilustra o princípio de trabalho de uma PHS.

Figura 2.2 – Princípio de trabalho de uma PHS

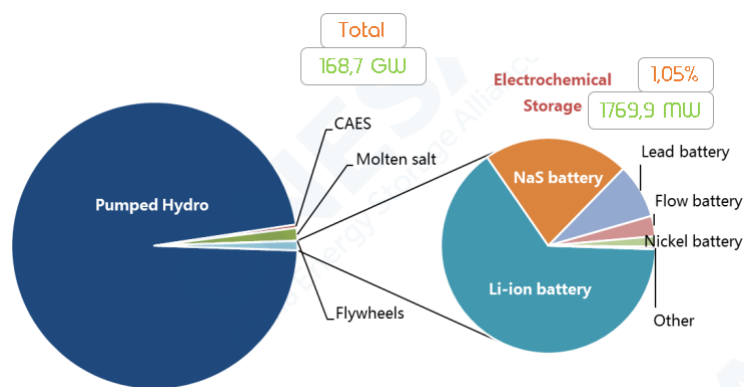


Fonte: IRENA, 2017

Segundo dados da *China Energy Storage Alliance* (CNESA), em McNamara e Rosenwax (2007), ao final de 2016 a capacidade global em SAEs girava em torno de 168,7 GW, representando um crescimento de 2,4% se comparado com o ano anterior. A figura 2.3 apresenta a contribuição de cada tecnologia de armazenamento na matriz global ao final de 2016, note que a tecnologia de *PHS* representava a maior parte da capacidade possuindo mais de 95% do total, seguida da tecnologia de sais derretidos ou em inglês *Molten Salt*,

que representa um sistema de armazenamento térmico e em terceiro lugar a categoria eletroquímica, que neste ano registrou um crescimento de cerca de 56% em relação à 2015, totalizando ao final de 2016 cerca de 1769,9 MW de capacidade. Outro ponto interessante é que deste grande percentual da categoria eletroquímica, sendo representada pelas baterias, a tecnologia de íons de lítio figurava a maior parte da capacidade instalada, avaliada pela CNESA em cerca de 65% do total, havendo registrado um crescimento de 89% em relação ao ano anterior.

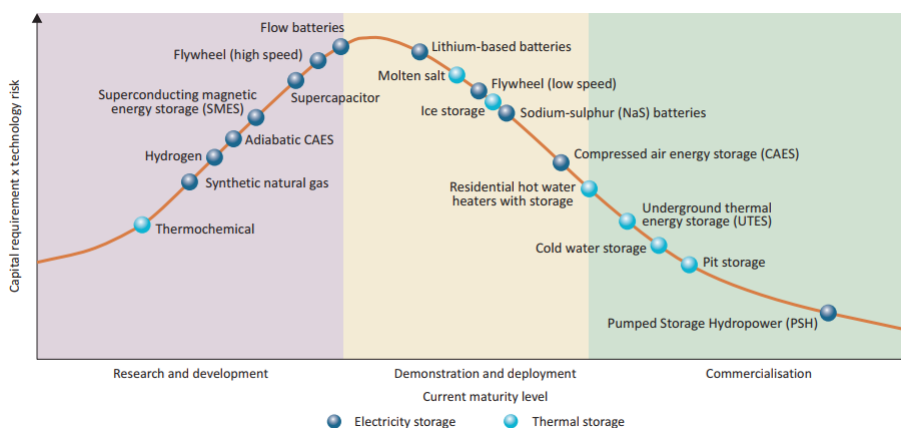
Figura 2.3 – Matriz global de armazenamento (2016)



Fonte: CNESA, 2017

Todas as tecnologias em SAEs possuem diferentes níveis de utilização, podendo ser a nível de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), demonstração e implementação ou mesmo à nível comercial, na figura 2.4 pode ser visualizada de maneira melhor os níveis da maturidade de algumas tecnologias.

Figura 2.4 – Maturidade de algumas tecnologias



Fonte: IEA, 2014

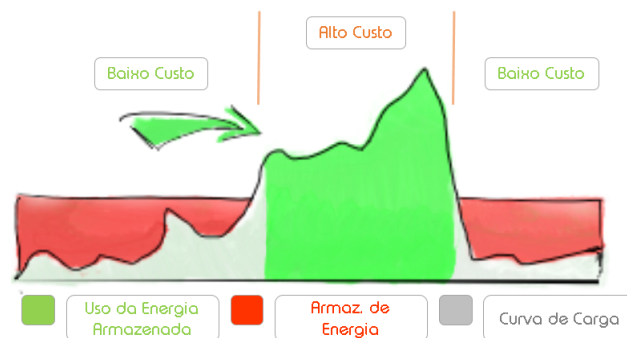
2.0.2 Aplicações de SAEs - Estudo proposto

SAEs conseguem prover diversos serviços sob diferentes níveis de aplicação, dependendo das características de cada tecnologia empregada. Neste trabalho é proposto o estudo de alguns destes com emprego de baterias, em particular o serviço de arbitragem, o serviço de corte de pico, do inglês *Peak Shaving*, e estudo sobre a maximização do auto consumo de energia solar FV gerada.

2.0.2.1 Uso do serviço de arbitragem

Conforme disposto em Gyuk et al. (2013), o serviço de arbitragem consiste no armazenamento de energia nos períodos em que o custo da energia é mais baixo para uso posterior durante o período mais caro dentro do mesmo mercado. A figura 2.5 ilustra este serviço de maneira mais didática.

Figura 2.5 – Uso do serviço de arbitragem



Fonte: Autor.

De acordo com a base de dados de armazenamento da U.S. DOE, em Sandia National Laboratories (2018) neste segundo semestre de 2018 o potencial avaliado global para o serviço de arbitragem, utilizando de tecnologias eletroquímicas, girava em torno de 977 MW, com cerca de 403 MW de projetos com uso de baterias de íons de lítio, dados estes que reforçam a atratividade da tecnologia de Li-Ion para este tipo de aplicação, conforme reportado em (EASE, 2018b).

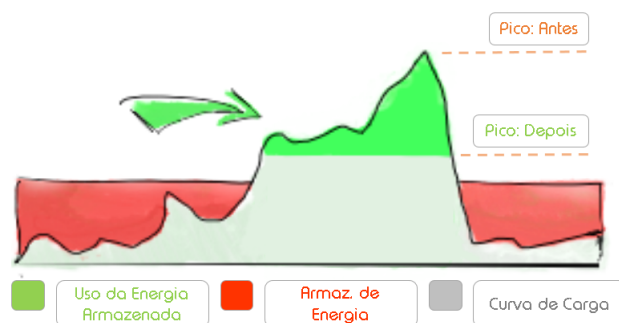
Embora exista um grande potencial para as tecnologias de bateria neste mercado de arbitragem, existem também certos riscos relacionados. Em Derek et al. (2018), é disposto que um alto nível de penetração do uso de sistemas com baterias no mercado de serviços auxiliares pode acarretar em uma certa saturação deste mercado. Esta saturação também pode ocorrer no mercado de energia, onde o uso em excesso de armazenamento para arbitragem pode ocasionar um colapso nos preços dos períodos de baixo e alto custo

de energia. Os autores deste estudo sugerem que uma solução para este problema seria fazer com que os Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias (SAEBs) sejam inseridos não somente em mercados de serviços ancilares e de energia, mas também em mercados de capacidade, ou seja, utilizando SAEBs para garantir que a demanda de energia seja assegurada em qualquer período.

2.0.2.2 Uso do serviço de corte de pico

Em WEC (2016) o uso de SAEBs para corte de pico de demanda é descrito como o ato de usar algum sistema de armazenamento para atrasar ou deslocar a demanda por energia, de modo a reduzir o pico, o que por sua vez também reduz o total de capacidade de geração requerida. A figura 2.6 ilustra este serviço.

Figura 2.6 – Uso do corte de pico



Fonte: Autor.

Em Oudalov et al. (2006) é dito que os clientes industriais frequentemente utilizam de equipamentos que demandam muita potência sobre curtos intervalos de tempo, e dado que os custos associado à parcela de demanda pode chegar até 50% da fatura de energia deste cliente, isto acaba encarecendo significativamente o custo da fatura. No entanto, como apontado no estudo, embora a prática de corte de pico já venha sendo utilizado com uso de geradores à diesel, atualmente também existe a possibilidade da utilização de SAEBs para este serviço, de modo que durante os curtos intervalos de alta demanda, as baterias são utilizadas para suprir parte da carga, garantindo assim uma redução do custo deste parcela na fatura, e durante os períodos de baixa demanda, estas baterias são então carregadas.

2.0.2.3 Maximização do uso de energia solar FV

Como dito em WEC (2016), o uso de armazenamento auxilia na integração de fontes renováveis intermitentes, tipicamente solar e eólica, com a possibilidade de lidar com as variações de saída da fonte, seja ela de natureza rápida ou a longo prazo.

Como disposto em Kempener e Borden (2015), um bom exemplo do uso de SAEs para a integração de fontes intermitentes é o ato de armazenar o excesso de energia gerada para uso posterior, pois, podem ocorrer situações em que o pico de produção não coincide com o pico de demanda, o ato de combinar a energia excedente com o período de alta demanda é chamado em inglês de *energy supply shift*.

Pode também ocorrer situações em que não é possível injetar toda a energia produzida para rede, este problema, do inglês *curtailment*, pode ser resolvido, como disposto em Schrøder Pedersen (2014), com uso de SAEs para armazenar esta energia ao invés de utilizar, por exemplo, combustíveis fósseis para prover esta energia posteriormente. Um bom exemplo disto é estudado em Wirth (2015), onde o estudo diz que considerando uma rede otimizada operando com um sistema FV-Bateria, é possível reduzir o pico de exportação da energia gerada à rede em cerca de 40%, o estudo também dispõe que a operação da rede utilizando uma estratégia de “feed in” otimizada possibilita um aumento da instalação de sistemas FV-Bateria em cerca de 66%.

Outro estudo interessante com respeito à energia solar FV é feito em Armin (2015), onde é apresentado que, considerando a classe residencial, a autonomia de um sistema FV solo, situa-se em torno de 30%, e considerando a adição de baterias este percentual sobe, e se satura, em torno de 80%, comprovando assim a atratividade técnica destas tecnologias para este serviço.

2.0.3 Sistemas de armazenamento de energia - Panorama nacional

A matriz elétrica brasileira é essencialmente composta por energia hidroelétrica, de modo que mesmo durante períodos de baixa hidrologia, quando ocorre o despacho de usinas térmicas, existe uma forte dependência dos níveis das usinas hidrelétricas. Ainda que existe um vasto potencial eólico de geração, o fato desta ser intermitente acaba requerendo suporte das usinas hidroelétricas para aliviar as variações contínuas de produção, e para tais variações, existe, todavia, um certo limite máximo de geração intermitente que os atuais reservatórios conseguem absorver sem que hajam riscos operativos de curto e médio prazos.

Frente às oscilações de potência que podem acontecer, sendo estas monitoradas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) através das variações de frequência que ocorrem no sistema, o Brasil mantém reservas de segurança com a finalidade de lidar

com estes distúrbios. Estas reservas são comumente chamadas de “reservas girantes”, que basicamente são máquinas síncronas girando à vazio sem produzir potência. Há de se destacar, no entanto, que o custo de possuir tais reservas pode vir a ser elevado. Tendo em vista tal contexto o uso de SAEs no Sistema Elétrico de Potência (SEP) brasileiro torna-se bastante promissor, visto que, como apontado em Bueno e Brandão (2016), estas tecnologias conseguem suprir os picos de potência requeridos pelos sistema sob um custo menor. É válido mencionar também que os SAEs podem ser distribuídos de maneira estratégica ao longo do sistema, reduzindo assim possíveis riscos de desligamento e perdas elétricas decorrentes do transporte de energia.

Em um estudo feito pela ABAQUE, em Bueno e Brandão (2016), estimou que o mercado potencial brasileiro para o setor de armazenamento estava avaliado em cerca de 95 GW, em aplicações distribuídas em áreas como:

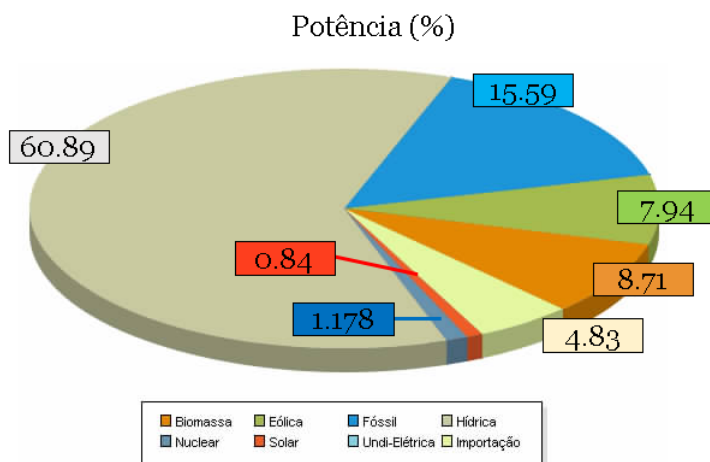
- I. Operação, Regulação e Controle do SEP.
- II. Integração de geração intermitente ao SEP.
- III. Aplicações em instalações consumidoras.
- IV. Aplicações com veículos elétricos.

2.0.4 Panorama da micro e mini geração distribuída no Brasil

O Brasil representa um dos países com maior emprego de fontes renováveis na geração de energia, com grande destaque para a fonte hídrica, que segundo o Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, disponível em ANEEL (2018a), em outubro deste ano, 2018, representava cerca de 60% (98 GW) da matriz de energia elétrica total, avaliada atualmente em 161 GW de capacidade instalada operacional. Também é válido mencionar que o Brasil possui um vasto parque eólico de geração, que atualmente, segundo a ANEEL, está próximo de 14 GW de capacidade instalada, e que, de acordo com a *Global World Energy Council* (GWEC), no final de 2017 o Brasil estava na oitava posição no *ranking* global de capacidade instalada com a fonte eólica.

O gráfico 2.7 ilustra o potencial da matriz de energia elétrica brasileira no segundo semestre de 2018, note que existe uma parcela de importação de energia, que por sua vez eleva o patamar da matriz à cerca de 169 GW de potencial avaliado para este período.

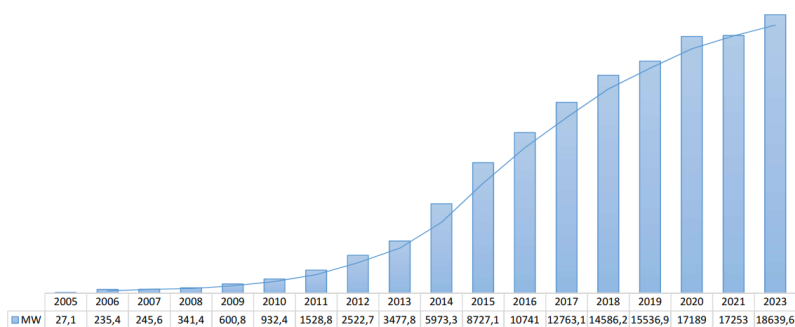
Figura 2.7 – Matriz elétrica brasileira



Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2018).

É possível notar que a geração eólica corresponde a aproximadamente 8% da matriz do sistema de geração nacional, e, como pode ser visto na figura 2.8, com dados da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓLICA), ela também vem crescendo anualmente de maneira acelerada.

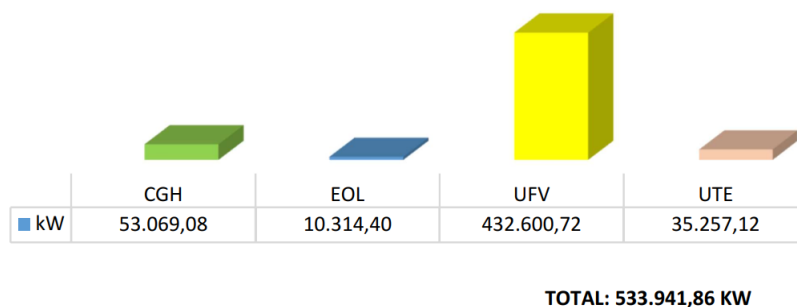
Figura 2.8 – Potencial brasileiro com a fonte eólica



Fonte: Elaborada pelo Autor. a partir do InfoVento nº5 da ABEEÓLICA

No entanto no que se refere à geração de maneira descentralizada, por parte de micro mini conexões no sistema elétrico, o maior potencial brasileiro se encontra na fonte solar fotovoltaica, que desde 2012, com a promulgação da Resolução Normativa 482, atualmente atualizada pelas resoluções 687/2015 e 786/2017, vem apresentando grande atratividade, principalmente no setor comercial e no residencial, frente às reduções nos preços dos painéis solares, ou mesmo no constante aumento do preço das tarifas. A figura 2.9 ilustra o potencial brasileiro de geração distribuída com as principais fontes hoje utilizadas.

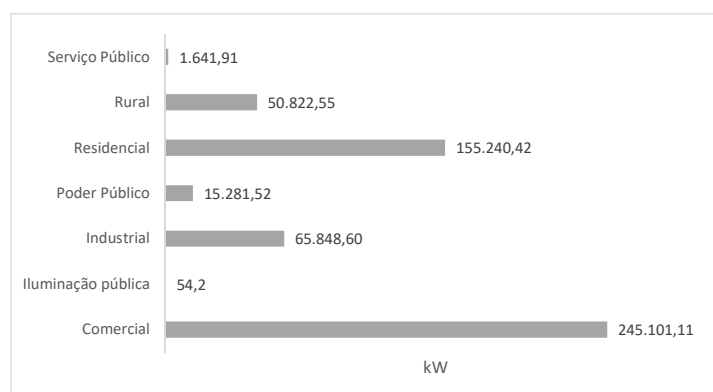
Figura 2.9 – Potencial brasileiro em GD por tipo de geração



Fonte: Elaborada pelo Autor. a partir de dados do BIG da ANEEL 2018

Com aproximadamente 432 MW de potência instalada, até o segundo semestre de 2018, as conexões de GD com a fonte solar FV lideravam o ranking nacional, seguida da fonte hídrica por parte das Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs), das Usinas Termelétricas (UTES) e por último da fonte eólica. Conforme pode ser visualizado na figura 2.10 a grande maioria das conexões de GD são por parte das classes residencial e comercial, que juntas totalizam cerca de 75% da capacidade total avaliada.

Figura 2.10 – Potencial brasileiro em GD por classe de consumo

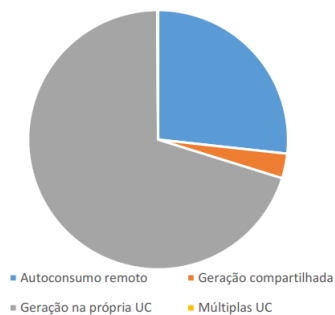


Fonte: Elaborada pelo Autor. a partir de dados do BIG da ANEEL 2018

Outro ponto interessante da micro e mini geração no Brasil se refere às modalidades de compensação, que, em resumo, definem as condições de compensação de cada conexão de GD com base no sistema de *Net Metering*. Tem-se então as modalidades de auto consumo remoto, geração compartilhada, geração na Unidade Consumidora (UC) e geração em múltiplas UCs. Estas modalidades, bem como o sistema de compensação de energia elétrica, são explicados de maneira minuciosa no Capítulo 3.2 do Referencial Teórico.

A figura 2.11, elaborada conforme dados do BIG da ANEEL, apresenta as modalidades de compensação mais utilizadas atualmente no Brasil, e como pode ser visto, a modalidade de auto consumo remoto e a de geração na própria UC representam a maior parte das conexões, totalizando juntas mais de 95% da capacidade total.

Figura 2.11 – Potencial brasileiro em GD por modalidade



Fonte: Elaborada pelo Autor. a partir de dados do BIG da ANEEL 2018

3 REFERENCIAL TEÓRICO

Este capítulo aborda os principais tópicos relacionados ao tema deste estudo. Inicialmente são abordados alguns dos principais sistemas solares FV utilizados atualmente no Brasil, bem como alguns tópicos referentes à REN 687 e ao SAEB utilizado neste trabalho.

3.1 SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

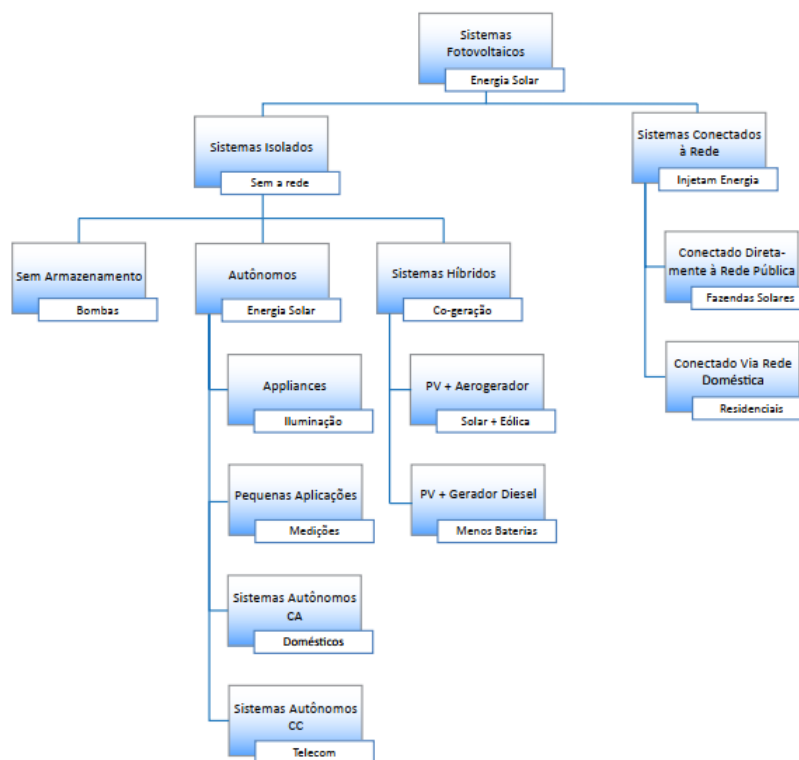
Como disposto em (BLUESOL, 2018), os sistemas solares fotovoltaicos utilizam células fotovoltaicas, que por sua vez transformam a radiação solar em energia elétrica. Um ponto interessante destes sistemas é que eles não utilizam combustíveis, não produzem ruído acústico ou eletromagnético, e tampouco emitem gases tóxicos.

Pode-se classificar estes sistemas em:

- Sistemas isolados (*Off-Grid*);
- Sistemas conectados à rede (*On-Grid*); e
- Sistemas híbridos (*On e Off-Grid*).

A figura 3.1 ilustra algumas topologias utilizando estes sistemas FV.

Figura 3.1 – Topologias e aplicações para os sistemas solares FV



Fonte: BlueSol, 2018.

3.1.1 Sistemas Isolados

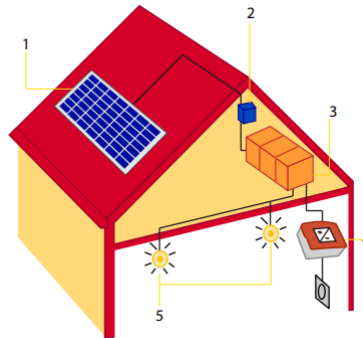
Um sistema solar FV isolado representa um sistema que não possui conexão com a rede de distribuição da concessionária. Pode-se ainda classificá-los em sistemas híbridos e sistemas autônomos, ambos também podem possuir um sistema de armazenamento em conjunto.

O sistema híbrido é utilizado em conjunto com outro tipo de geração, podendo este ser um aerogerador, ou um moto-gerador a combustível líquido, ou qualquer outro tipo de sistema de geração de energia elétrica.

Já o sistema autônomo puro, só possui uma forma de geração de energia elétrica, sendo esta a energia solar FV. Dado que esta depende das horas de sol de cada dia, se faz necessário um sistema de armazenamento de energia a fim de se obter uma certa autonomia de fornecimento de energia à carga durante os períodos noturnos. No entanto, em sistemas FV utilizados para bombeamento de água, usualmente não se fez presente o componente de armazenamento, dado que os painéis são utilizados somente durante o dia e dimensionados apenas para realizar o armazenamento de água necessário através das bombas.

Na figura 3.2 são apresentados alguns componentes do sistema autônomo.

Figura 3.2 – Componentes de um sistema autônomo

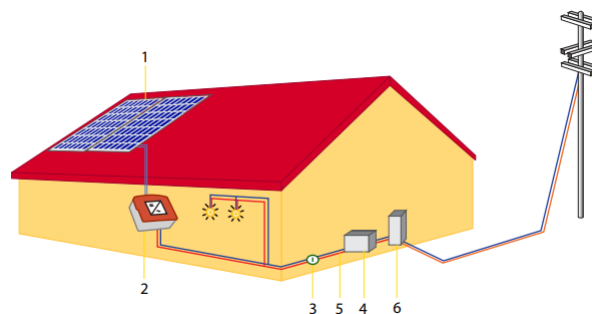


Fonte: BlueSol, 2018.

Sendo 1 - Painel FV; 2 - Controlador de carga; 3 - Banco de baterias; 4 - Inversor; e 5 - Carga.

3.1.2 Sistemas Conectados à Rede

Nestes sistemas tanto os painéis quanto a rede fornecem energia à carga, tais sistemas geralmente não utilizam sistemas de armazenamento, o que acaba tornando o custo menor em relação aos sistemas autônomos. Vale mencionar que estes sistemas também dependem de regulamentação e legislação favorável, pois utilizam a rede da concessionária para armazenar o excesso de energia gerada. A figura 3.3 ilustra os componentes usuais de um sistema *On-Grid*.

Figura 3.3 – Componentes de um sistema *On-Grid*

Fonte: BlueSol, 2018.

Sendo 1 - Painel FV; 2 - Inversor *Grid-Tie*; 3 - Interruptor de segurança; 4 - Quadro de distribuição; 5 - Energia é utilizada para alimentar os utensílios e eletrodomésticos; e 6 - O excedente de energia é exportado para a rede, utilizando ela como uma fonte de armazenamento.

3.1.3 Sistemas Híbridos

Existem também os sistemas híbridos, diferentes dos apresentados na seção 3.1.1, onde tem-se a possibilidade de trabalhar tanto conectado à rede, quanto de forma isolada. Tal sistema também é dotado de componentes de armazenamento, podendo este ser um banco de baterias.

Dentre alguns tipos de sistemas FV híbridos pode-se citar o *All in One*, bastante utilizado para abastecimento de cargas prioritárias em sistemas onde o funcionamento deve ser ininterrupto e seguro. Este sistema possui uma arquitetura modular, de modo a possibilitar a sua escalabilidade, garantindo assim uma maior flexibilidade do sistema.

Outro tipo conhecido é o sistema FV híbrido bi-modal, onde tem-se basicamente um sistema FV autônomo, com alteração somente do inversor, sendo este bi-modal, ou seja, com modo de operação de consumo direto da rede ou pelo banco de baterias. Este sistema, ao operar de maneira similar à um sistema autônomo, acaba não injetando a energia excedente gerada pelo sistema FV à rede, excluindo assim a necessidade de homologação para implantação, dado que para os sistemas FV é indispensável a ART/CREA devido as normas NR10 e NR18, conforme disposto em (CSR Energia Solar, 2018).

3.2 GD - RESOLUÇÃO 687 E O SISTEMA DE COMPENSAÇÃO

Dentre as resoluções e normativas da ANEEL com respeito à geração distribuída, uma das mais importantes é a Resolução Normativa (REN) 482 de 2012, disposta em (ANEEL, 2012), posteriormente em 2015 atualizada pelas resoluções REN 687/2015, em (ANEEL, 2015) e REN 786/2017, em (ANEEL, 2017), onde se define as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como sistema de compensação de energia a ser utilizado, entre outras providências.

Conforme disposto na REN 687, em (ANEEL, 2015), considera-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada menor ou igual a 75 kW, enquanto que a minigeração distribuída se refere às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e inferior a 5 MW.

3.2.1 Sistema de Compensação de Energia Elétrica

Uma importante ferramenta que a REN 482, em (ANEEL, 2012), trouxe foi o sistema de compensação de energia elétrica. Esse sistema permite que a energia excedente gerada pela unidade consumidora com micro ou minigeração seja injetada na rede da

distribuidora, a qual funcionará como uma bateria, armazenando esse excedente. A figura 3.4 ilustra este processo.

Figura 3.4 – Topologia do sistema para o caso residencial



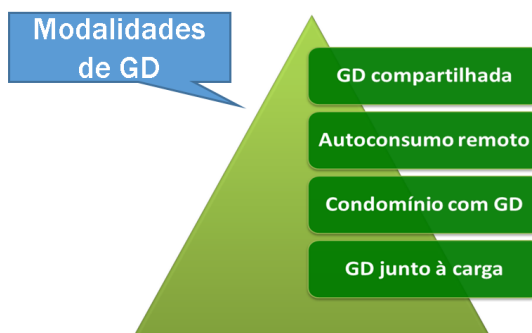
Fonte: ANEEL, 2017.

Quando a energia injetada na rede for maior que a consumida, o consumidor receberá um crédito em energia (kWh) a ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário (para consumidores com tarifa horária) ou na fatura dos meses subsequentes. Os créditos de energia gerados continuam válidos por 60 meses.

3.2.2 Modalidades de GD

A REN 687, em (ANEEL, 2015), define algumas modalidades para uso de micro e minigeração distribuída, a figura 3.5 ilustra estas modalidades.

Figura 3.5 – Topologia do sistema para o caso residencial



Fonte: ANEEL, 2017.

Onde, conforme disposto em ANEEL (2016a):

- **GD junto à carga** representa o sistema em que a unidade geradora se encontra no mesmo local em que a UC;

- **GD compartilhada** é caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;
- **Autoconsumo remoto** é caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada; e
- **Condomínio com GD** é caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento.

3.2.3 Impostos Federais e Estaduais

Como disposto em ANEEL (2016a), no que refere ao ICMS aplicável à energia elétrica, com respeito à micro e minigeração distribuída, tem-se o Convênio ICMS 16 de 2015, aprovado pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), onde define que o ICMS incide somente sobre sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede no mês, diferentemente do que era feito antes, onde o ICMS incidia sobre toda a energia que chegava na unidade consumidora, sem considerar nenhuma compensação.

Já quanto a incidência do Programa de Integração Social (PIS) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), tem-se que com a publicação da Lei número 13.169 de 2015, a incidência do PIS e COFINS passou a acontecer apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pela UC com micro e minigeração distribuída.

3.3 TECNOLOGIAS DE BATERIAS

SAEs com baterias são sistemas que trabalham com reações químicas reversíveis, de modo à realizar os processos de carga e descarga. Basicamente durante os períodos de carga a energia elétrica de entrada é convertida em energia química, para armazenamento, e em períodos de demanda esta energia é então re-convertida em energia elétrica para uso final.

Existem diversas tecnologias em baterias hoje no mercado, e de acordo com a base de dados da *U.S. DOE*, dentre as mais empregadas em projetos no mundo inteiro pode-se citar a de íons de lítio, chumbo ácido, enxofre de sódio e a de fluxo redox de vanádio.

Na seção 3.3.0.1 é descrita a tecnologia de bateria de íons de lítio, que será empregada nas simulações deste trabalho.

3.3.0.1 Baterias de Íons de Lítio

Como disposto em EASE (2018a), o princípio de funcionamento desta bateria é baseado nas reações eletroquímicas de carga e descarga que ocorrem entre o eletrodo positivo (cátodo), que é usualmente feito de algum óxido metálico de lítio, e o negativo (ânodo), geralmente feito de alguma material de carbono. Estes eletrodos são separados por um material polimérico que possibilita o fluxo de elétrons e íons entre cada eletrodo, e estes são imersos em um eletrólito, que, por sua vez, pode ser feito de alguns sais de lítio dissolvidos em um líquido orgânico.

Tecnologias de íons de lítio, ou em inglês *Lithium ion* (Li-Ion), possuem boas características de desempenho, são bem flexíveis e escaláveis, o que acaba garantindo uma vasta gama de aplicações à estas tecnologias.

Baterias de Li-Ion possuem diferentes tipos (químicas) associados, cada uma com características distintas. O subtipo a ser utilizado neste trabalho representa uma bateria do tipo NMC, do inglês *Nickel Manganese Cobalt Oxide*. Conforme disposto em Pacificorp (2016), esta tecnologia apresenta características de potência, energia, custos e ciclos de vida bem equilibrados.

4 METODOLOGIA

4.1 DEFINIÇÕES DO ESTUDO DE CASO

Neste trabalho é realizado um estudo em cima dos serviços de arbitragem, corte de pico e maximização do auto consumo de energia solar FV localmente gerada, sob o ponto de vista de consumidores residenciais, industriais e de poder público, vale mencionar que devido à falta de dados, o consumidor comercial não foi levado em consideração neste estudo. A figura 4.1 contempla as simulações de caso a serem realizadas, os detalhes de cada etapa do estudo são descritos nas seções seguintes.

Figura 4.1 – Estudos de caso



Fonte: Autor.

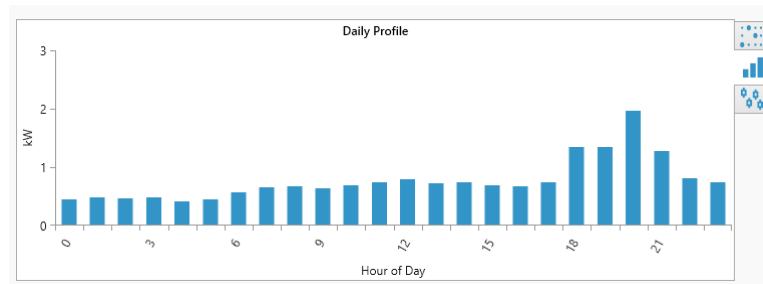
4.1.1 Definição das Curvas de Carga das Classes de Consumo

Devido a certas dificuldades e limitações encontradas em *software*, optou-se em considerar apenas a carga ativa de cada consumidor, de maneira a simplificar a análise.

4.1.1.1 Cliente Residencial

Este cliente, com carga baseada em dados de um consumidor real, localiza-se numa região urbana de cidade de Santa Maria. Na figura 4.2 pode ser visualizada a curva de carga, modelada em *software*, do mês de Janeiro para esta residência.

Figura 4.2 – Curva de carga residencial



Fonte: Autor.

Na tabela 4.1 podem ser visualizadas algumas características desta carga, conforme fornecido pelo *software Homer Grid*. Note que este cliente possui uma média de consumo diário de 11.72 kWh, com um pico máximo de 2.12 kW.

Tabela 4.1 – Dados da curva residencial

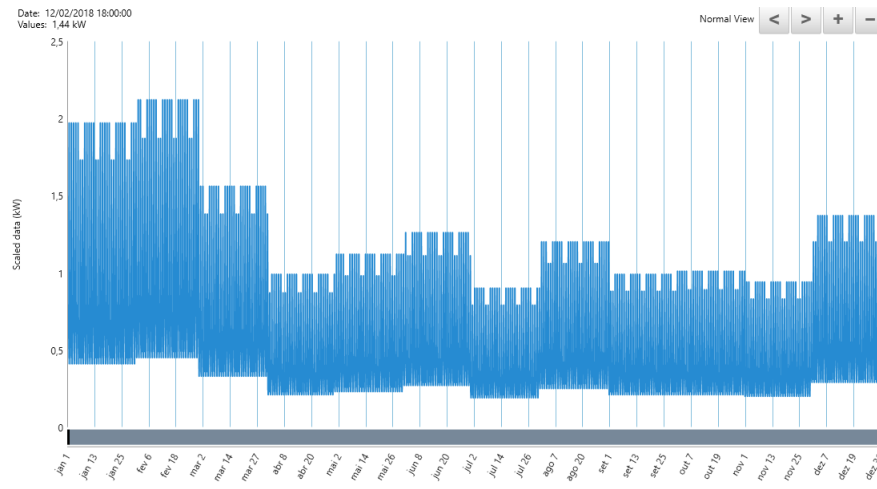
Dados da Carga	
Média (kWh/dia)	11.72
Pico (kW)	2.12
Fator de carga	0.23
Média (kW)	0.49

Fonte: Autor.

O *software* utilizado permite aderir à carga uma certa variabilidade aleatória, de modo a tornar as mudanças da carga de dia à dia, ou mesmo a cada passo de simulação mais próximas à realidade. No entanto, por preferência do Autor., adotou-se não utilizar essa variabilidade devido ao fato da carga ter sido modelada com base no histórico das faturas de energia do cliente ao longo de 12 meses, logo, inserir uma variabilidade poderia acabar não refletindo a real carga utilizada ao longo do ano.

Na figura 4.3 é ilustrado o perfil da carga residencial ao longo do ano.

Figura 4.3 – Tarifa branca - Perfil da carga ao longo do ano

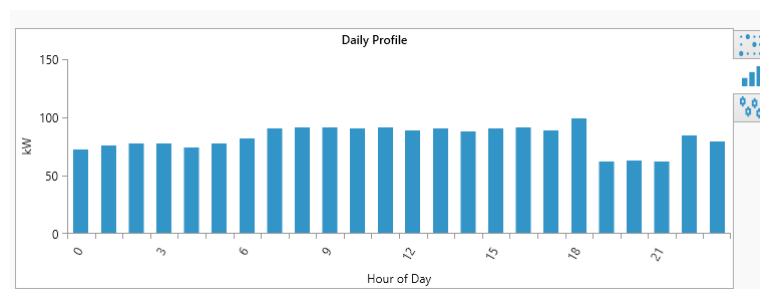


Fonte: Autor.

4.1.1.2 Cliente Industrial

A carga deste cliente foi elaborada a partir de dados de consumo de uma industria de Santa Maria. Na figura 4.4 é ilustrada esta carga, modelada em *software*. É interessante mencionar que a característica de consumo ao longo do dia foi modelada com auxilio de curvas de carga industriais típicas, como abordado em (QUEIROZ, 2011).

Figura 4.4 – Curva de carga industrial



Fonte: Autor.

Na tabela 4.2 pode ser visualizada algumas informações referentes à carga industrial. Note que este cliente possui um pico de 139.47 KW com um consumo diário médio de cerca de 1980 kWh/dia.

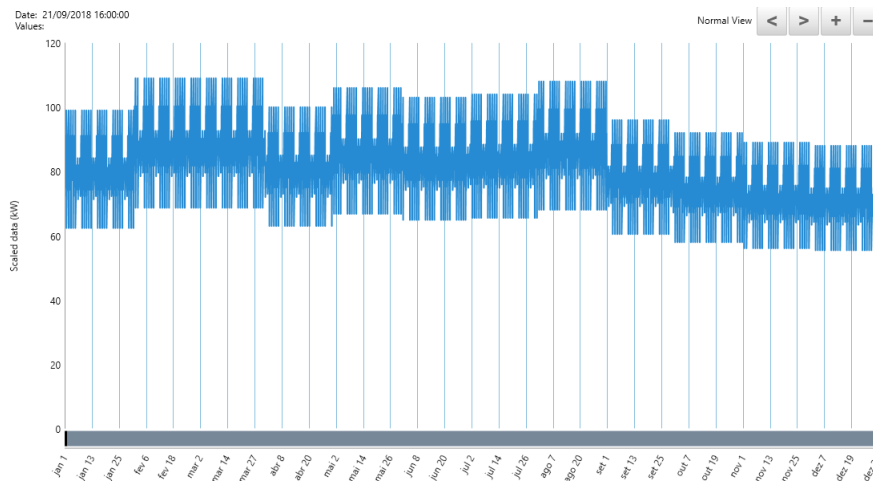
Tabela 4.2 – Dados da curva industrial

Dados da Carga	
Média (kWh/dia)	1980.6
Pico (kW)	139.47
Fator de carga	0.59
Média (kW)	82.53

Fonte: Autor.

O perfil desta carga ao longo do ano pode ser visualizada na figura 4.5.

Figura 4.5 – Tarifa branca - Perfil da carga industrial ao longo do ano

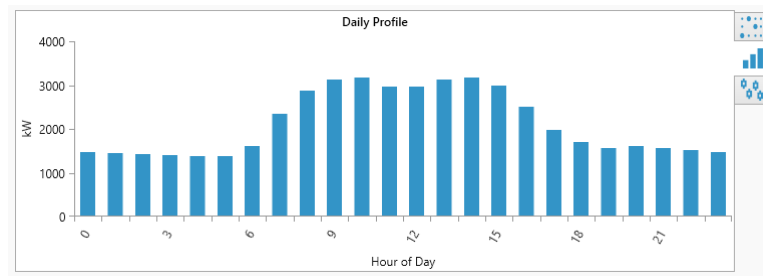


Fonte: Autor.

4.1.1.3 Poder Público

A curva deste cliente foi elaborada conforme dados baseadas nas curvas da UFSM de 2014, e, utilizados em Amaral (2016), onde o arquivo base utilizado contém as demandas de hora em hora da universidade para o ano inteiro. Na figura 4.6 pode ser visualizada a carga modelada em *software*.

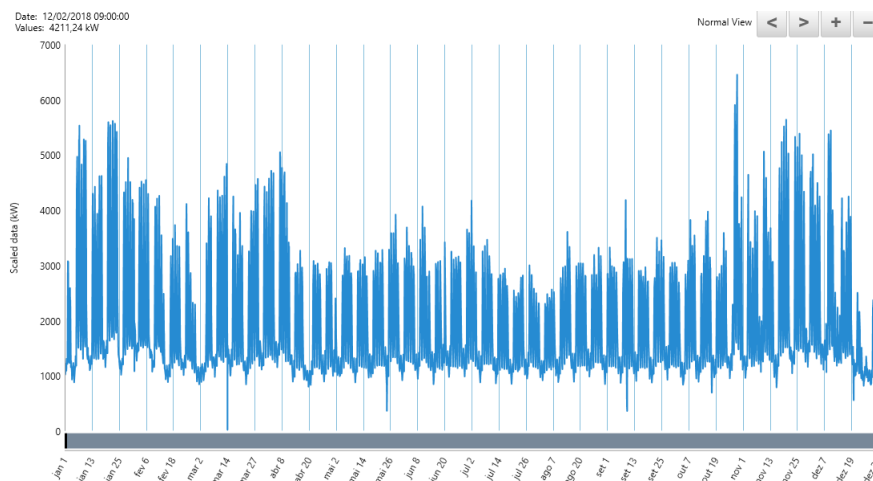
Figura 4.6 – Curva de carga - Poder público



Fonte: Autor.

O perfil desta carga ao longo do ano pode ser visualizada na figura 4.7.

Figura 4.7 – Curva de carga - Poder público

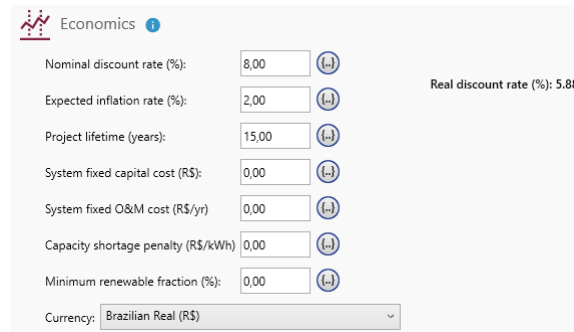


Fonte: Autor.

4.1.2 Definição de Cenários e Premissas Básicas

Cada caso proposto possui um tempo de projeto estimado, os casos residencial e industrial são realizados dentro de um horizonte de projeto próximo a 10 anos, enquanto que para o caso do poder público escolheu-se trabalhar com um tempo de projeto próximo a 15 anos. Vale mencionar também para todas as simulações foi adotado uma taxa de inflação de 2% ao ano, com uma taxa nominal de desconto de 8%. Na figura 4.8, de maneira explicativa, é apresentada a entrada dos dados econômicos no *software* para o caso industrial.

Figura 4.8 – Exemplo - Entrada dos dados econômicos (industrial)



Parameter	Value
Nominal discount rate (%)	8,00
Expected inflation rate (%)	2,00
Project lifetime (years)	15,00
System fixed capital cost (R\$)	0,00
System fixed O&M cost (R\$/yr)	0,00
Capacity shortage penalty (R\$/kWh)	0,00
Minimum renewable fraction (%)	0,00
Currency	Brazilian Real (R\$)

Real discount rate (%): 5.88

Fonte: Autor.

4.1.3 Recursos Naturais

Os recursos naturais utilizados em cada caso foram obtidos utilizando a ferramenta *Resources* do *software* Homer Grid, as informações referentes ao recurso solar e à temperatura provém da base de dados da NASA. Na figura 4.9 pode ser visualizada a localização utilizada para as simulações deste estudo, as informações referentes aos recursos naturais utilizados podem ser encontrados na seção Apêndices no item A.

Figura 4.9 – Localização do cliente residencial



Fonte: Autor.

4.2 DESENVOLVIMENTO PRÁTICO

4.2.1 Modelagem dos componentes em *Homer Grid*

Esta seção busca apresentar a modelagem dos componentes utilizados no trabalho de maneira a facilitar o entendimento deste estudo, as informações referentes à cada componente podem ser vistas na seção Apêndices no item A.

4.2.1.1 Painéis Fotovoltaicos

O modelo do painel selecionado para as simulações representa um *Max Power CS6U-330P* da *Canadian Solar*, com células do tipo poli-cristalino e já inserido na biblioteca do *software*. Algumas informações técnicas referentes ao modelo podem ser visualizadas na tabela 4.3.

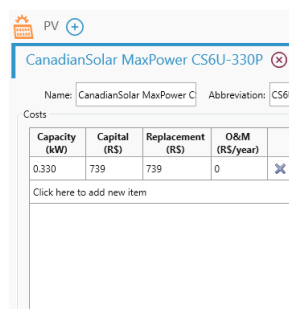
Tabela 4.3 – Especificações do painel selecionado

Canadian Solar Max Power CS6U-330P	
Capacidade Nominal	0.330 kW
Eficiência	16.97 %
Tempo de vida	25 anos
Fator de redução	88 %

Fonte: Autor.

A figura 4.10 ilustra o painel solar na interface do *software Homer Grid*, note que foi adotado um custo para o painel de R\$ 739,00. Este valor foi obtido através de pesquisa de mercado, conforme disponibilizado em (SOLAR, 2018), as informações utilizadas pode ser encontradas na seção dos Anexos item B. Outro ponto importante é o custo de manutenção, que, assumindo que estes sistemas necessitem de, na maioria das vezes, somente limpeza dos módulos, foi considerado nulo a fim de simplificar a análise.

Figura 4.10 – Entrada do painel solar FV no *software Homer Grid*



Fonte: Autor.

4.2.1.2 Inversor

O modelo de inversor selecionado para o caso residencial figura um *Schneider Conext SW2524* de 3kW de potência, também pertencente à biblioteca do *Homer Grid*. Na tabela 4.4 podem ser visualizadas algumas informações técnicas referentes ao modelo.

Tabela 4.4 – Especificações do inversor selecionado - Caso residencial

Schneider Conext SW2524			
Inversor		Retificador	
Tempo de vida	10 anos	Capacidade relativa	90%
Eficiência	90%	Eficiência	90%

Fonte: Autor.

Na figura 4.11 é ilustrado a inserção do inversor no *software*, note que foi adotado um preço de R\$ 1.489,43 para componente, este valor, analogamente ao painel solar, foi obtido com uso de pesquisa de mercado, conforme disposto em (Northern Arizona Wind and Sun, 2018), as informações utilizadas para este componente podem ser visualizadas na seção Anexos no item B. Note também que a fim de simplificar o modelo, o custo de manutenção foi adotado como sendo nulo.

Figura 4.11 – Entrada do inversor no *software Homer Grid*

Converter

Schneider Conext SW2524

Name: Schneider Conext SW2524

Abbreviation: Conext S

Complete Catalog

Capacity (kW)	Capital (R\$)	Replacement (R\$)	O&M (R\$/year)
1	R\$ 1.489.43	R\$ 1.489.43	R\$ 0.0

Click here to add new item

Fonte: Autor.

Já para os casos industrial e do poder público, optou-se por utilizar um inversor do tipo *S&C Pure Wave SMS-250*, também pertencente à biblioteca do *software*. Os dados deste inversor utilizado podem ser visualizados na tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Especificações do inversor selecionado - Caso industrial e poder público

S&C PureWave SMS-250			
Inversor		Retificador	
Tempo de vida	15 anos	Capacidade relativa	100%
Eficiência	97,5 %	Eficiência	97,5 %

Fonte: Autor.

Na figura 4.12 podem ser visualizados os dados de entrada deste componente no *software*.

Figura 4.12 – Entrada do inversor no *software Homer Grid*- Caso industrial e poder público

Capacity (kW)	Capital (R\$)	Replacement (R\$)	O&M (R\$/year)
250	R\$ 243.745,00	R\$ 243.745,00	R\$ 0,0

Fonte: Autor.

Devido a certas dificuldades em modelar o preço do inversor fornecido na biblioteca do *software*, foi escolhido utilizar como referencial o valor de custo de um inversor de 250 kW, bi-direcional, utilizado pela empresa Tesla, no valor de USD 65.000,00 no ano de 2016, segundo informações dispostas em (KANE, 2016), estas informações podem ser visualizadas na seção Anexos no item B. Note também que o custo de manutenção foi considerado nulo neste componente, a fim de simplificação.

4.2.1.3 Baterias

O modelo de bateria escolhido para o caso residencial figura um bateria genérica de íons de lítio pertencente à biblioteca do *software*, optou-se pelo uso desta bateria devido à vasta gama de informações técnicas pertencentes ao modelo. Na tabela 4.6 é descrita algumas destas informações.

Tabela 4.6 – Especificações da bateria selecionada

Li-Ion Genérico	
Capacidade nominal	1.02 kWh
Capacidade máxima	276 Ah
Limite de degradação	30 %
Estado de carga mínimo	20%

Fonte: Autor.

A bateria utilizada já possui em seu arquivo dados referentes aos custos modulares

em dólares, no entanto, optou-se por utilizar as informações de custo médio das tecnologias de íons de lítio dispostas em Renewable e Agency (2017), para esta bateria considerou-se o tipo NMC (*Nickel Manganese Cobalt Oxide*), representando cerca de 418 USD/kWh, estas informações são dispostas na seção Anexos, no item B. Optou-se também por utilizar o custo de manutenção nulo como feito para os demais componentes. Na figura 4.13 pode ser visualizada a inserção desta bateria no *software*.

Figura 4.13 – Entrada da bateria no *software Homer Grid*

The screenshot shows the 'Generic 1kWh Li-Ion [ASM]' entry in the software. The 'Name' field contains 'Generic 1kWh Li-Ion [ASM]' and the 'Abbreviation' field contains 'LI ASM'. Below this is a table with the following data:

Quantity	Capital (R\$)	Replacement (R\$)	O&M (R\$/year)
1	1598.93	1598.93	0

Below the table is a link 'Click here to add new item' and a 'Multiplier' section with three input fields.

Fonte: Autor.

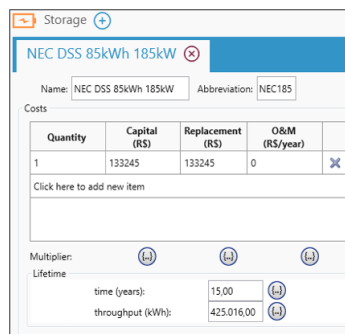
Já para o caso industrial optou-se por utilizar um modelo *NEC DSS 85kWh 185kW*, pertencente à biblioteca. Algumas informações deste modelo podem ser visualizadas na tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Dados da bateria - Caso industrial

NEC DSS	
Tensão nominal	720 V
Capacidade nominal	85 kWh
Capacidade máxima	118 Ah
Eficiência	96%
Subtipo	NMC

Fonte: Autor.

Para os valores desta bateria, conforme feito para o caso residencial, foi levado em conta os preços médios dispostos em (RENEWABLE; AGENCY, 2017) para as tecnologias de íons de lítio, em especial para a subcategoria do tipo NMC. A entrada desta bateria pode ser visualizada abaixo, note que novamente, os valores de manutenção foram considerados nulos.

Figura 4.14 – Entrada da bateria no *software Homer Grid*

Fonte: Autor.

4.2.2 Modelagem das Tarifas

Esta seção busca apresentar a modelagem das tarifas com base nos valores de cada uma, conforme disposto no *site* da concessionária em questão, no caso, a RGE SUL, onde, considerou-se todos os preços de cada tarifa, a fim de se trabalhar com o pior cenário, sob a incidência de bandeira tarifária vermelha, encargo este que é definido pelo Módulo 6,8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET).

4.2.2.1 Tarifa Convencional

A tarifa residencial convencional, aplicável ao grupo B, conforme disposto pela REN 414 em (ANEEL, 2010), possui apenas parcela de consumo, sendo independente da hora de utilização do dia. A concessionária responsável pelo fornecimento de energia deste cliente é a RGE SUL, pertencente ao grupo CPFL Energia, logo, com auxílio das informações referentes ao custo das tarifas aplicadas pela RGE SUL, e disponibilizadas no *Website* da CPFL, foi possível modelar as tarifas para o caso residencial, bem como para os demais casos. A tabela 4.8 contempla os valores utilizados para a tarifa convencional.

Tabela 4.8 – Tarifa convencional sem tributos

Mês	Descrição	Tarifa sem tributos (R\$/kWh)	Tributos	%
Nov/2018	TUSD	0.2505	ICMS	30
	TE	0.34682	PIS	0.89
	Total	0.59732	COFINS	3.53

Fonte: Autor.

Vale notar que os tributos federais do Programa de Integração Social (PIS) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), conforme disposto em (GUEDES; AGUIAR, 2011), são apurados pelas concessionárias, logo, estes valores foram obtidos diretamente do *Website* da CPFL para a região da RGE SUL.

O Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) figura um tributo estadual, logo, por ser regulamentado pelos códigos tributários de cada estado acaba sendo variável, assim sendo, o valor de 30% para este consumidor residencial, bem como para os demais casos, foi obtido diretamente do *Website* da RGE SUL, no *link* “Alíquota ICMS”, conforme disposto no item A do Anexos.

No que se refere à tributos municipais tem-se a Contribuição para o Custeio do serviço de Iluminação Pública (CIP), este valor foi obtido no *Website* do município de Santa Maria, no *link* “Documentos”, os dados completos dos valores de CIP também pode ser visualizado no item A da seção Anexos. O valor de CIP considerado para este caso residencial foi o de R\$ 7.34, conforme pode ser visualizado na tabela 4.9, este valor foi escolhido com base no histórico de consumo das faturas de energia utilizadas.

Tabela 4.9 – CIP Santa Maria

Classe/Subclasse	Faixa de consumo (kWh)	Valores CIP 2015 (R\$)
	-	-
RESIDENCIAL	301-500	7,34
	501-1000	13,04
	-	-

Fonte: Autor.

Por fim, o cálculo do custo da tarifa, com os tributos acima mencionados incluídos, é feito com base na equação disponibilizada no “Manual da Tarifação de Energia Elétrica” em Guedes e Aguiar (2011). A equação 4.1 demonstra este cálculo.

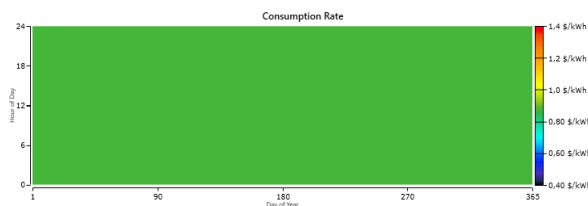
$$V_{Trib} = \frac{TUSD + TE}{1 - (ICSM + PIS + COFINS)}, \quad (4.1)$$

onde V_{Trib} é o valor da tarifa com tributos, $TUSD$ é a tarifa do uso do sistema de distribuição e TE é a tarifa de energia.

Logo, utilizando a equação 4.1, para os valores da tabela 4.8, o custo da tarifa convencional para este cliente é de 0.9108 R\$/kWh.

Definida a tarifa, pode-se então utilizar a ferramenta *Tariff Builder* do *Homer Grid* para a modelagem. O perfil da tarifa convencional modelada em *software* pode ser visualizada na figura 4.15.

Figura 4.15 – Perfil da tarifa convencional



Fonte: Autor.

4.2.2.2 Tarifa Branca

A tarifa branca possui 3 postos tarifários, são eles ponta, fora ponta e intermediário, cada qual com preços diferentes. Os postos tarifários aplicados à esta tarifa podem ser visualizados na tabela 4.10, conforme disposto na REN 414, em (ANEEL, 2010), e no Módulo 7 do PRORET em (ANEEL, 2018b), e, considerando a concessionária RGE SUL, tem-se:

Tabela 4.10 – Postos tarifários

Postos Tarifários - Grupo B			
Período	Fora ponta	Intermediário	Ponta
Fora do horário de verão	22h00 às 15h59 (dia seguinte)	16h00 às 17h59 21h00 às 21h59	18h00 às 20h59
	Horário de verão	23h00 às 16h59 (dia seguinte)	

Fonte: Autor.

Analogamente ao caso convencional, esta tarifa é modelada utilizando os mesmos valores de CIP, CD e com auxílio da equação 4.1, nesta modelagem também é levado em consideração o horário de verão a fim de tornar a simulação um pouco mais precisa. Os valores para esta tarifa com e sem a incidência de tributos é evidenciada na tabela 4.11.

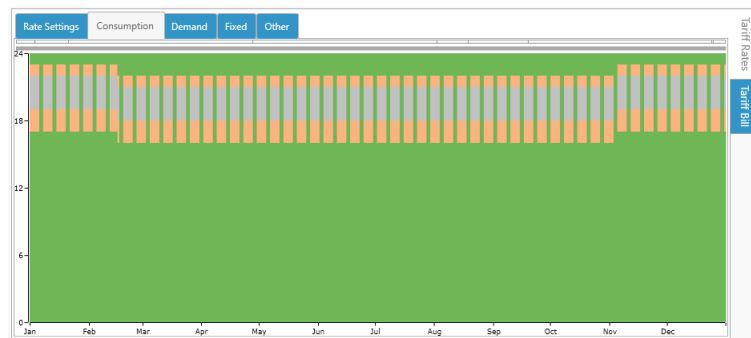
Tabela 4.11 – Valores da tarifa branca

Homer Grid - Valores de entrada com tributos			
R\$/kWh	I	FP	P
	1,0189	0,7595	1,5375

Fonte: Autor.

Com uso das informações acima pode-se modelar a tarifa branca nos *software* com uso de ferramenta “*Tariff Builder*”. A figura 4.16 ilustra esta etapa.

Figura 4.16 – Perfil da tarifa branca



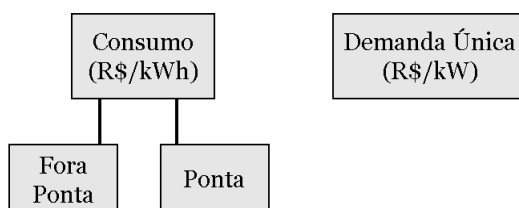
Fonte: Autor.

4.2.2.3 Modelagem Tarifa Verde

O uso desta tarifa é utilizada para o caso do cliente industrial A4, com localização em Santa Maria - RS. A estrutura desta tarifa, conforme disposto pela na REN 414 em (ANEEL, 2010), possui parcela de consumo e demanda, sendo a de consumo dividida em ponta (mesmo horário definido na tabela 4.10) e fora ponta (restante das horas complementares à ponta), e a de demanda sendo uma parcela única contratada que vale o ano inteiro, sendo que esta último ainda possui uma parcela de demanda de ultrapassagem. A demanda contratada para este consumidor neste estudo é considerada ser igual à 105 KW.

A estrutura desta tarifa pode ser visualizada na figura 4.17.

Figura 4.17 – Estrutura da tarifa verde



Fonte: Autor.

O valor de CIP é definido conforme faixa de consumo, para este consumidor em questão considerou-se um CIP mensal de R\$ 74,16, conforme pode ser visualizado na tabela 4.12

Tabela 4.12 – Valores de CIP para o consumidor industrial

Classe/Subclasse	Faixa de consumo (kWh)	Valores CIP 2015 (R\$)
	-	-
INDUSTRIAL	10001-20000	63,4
	Acima de 20000	74,16

Fonte: Autor.

A concessionária em questão é a RGE SUL, os valores base referentes à tarifa verde, bem como os valores de entrada no *software*, são dispostos na tabela 4.13. Vale lembrar que os dados dessa tarifa, bem como os valores de PIS e COFINS, podem ser encontrados diretamente no site da CPFL Energia. O valor de ICMS considerado para este consumidor foi retirado da fatura de energia utilizada para modelagem, todavia, a alíquota incidente é definida conforme disposto no site da RGE SUL no *link* “*Alíquota ICMS*”.

Tabela 4.13 – Valores da tarifa verde

Homer Grid - Valores de entrada com tributos		
R\$/kWh	FP	P
	0,4808	1,6377
R\$/kW	Dem. Única	27,9324
	Dem. Ult.	55,8649

Fonte: Autor.

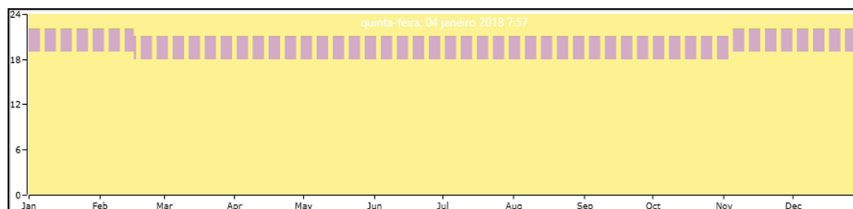
Os valores de entrada de consumo no *Homer Grid* foram calculados considerando a

equação 4.1. Os valores de demanda contratada e demanda de ultrapassagem com tributos foram calculadas de maneira similar aos valores de consumo, no entanto, a parcela de $TE + TUSD$ do numerador da equação 4.1 foi substituída pelo valor do custo de cada demanda.

Com uso da ferramenta *Tariff Builder* pode-se então modelar a tarifa. Os valores de entrada de consumo foram inseridos em *software* de maneira similar aos casos das tarifas residenciais, já para a parcela de demanda, devido à algumas dificuldades encontradas, foi considerado utilizar para a demanda contratada um valor fixo mínimo diário a fim de facilitar a análise, com esta equivalendo ao valor em reais de demanda contratada dividida por $365/12$, este último valor nos retorna uma média de dias pra cada mês. Outro ponto interessante é que, para o pico de demanda da carga nos casos de ultrapassagem da demanda contratada, considerou-se que esta, quando ocorra, tenda a acontecer ao longo de todo o mês, sendo assim, o valor da demanda de ultrapassagem em R\$/kW por mês foi dividido pelo mesmo valor de $365/12$ de modo a se ter um valor de R\$/kW/dia, que representa um parâmetro de entrada do *software*.

Na figura 4.18 pode ser visualizado o perfil desta tarifa, vale mencionar que neste caso também foi levado conta o horário de verão.

Figura 4.18 – Perfil da tarifa verde - Valores para consumo



Fonte: Autor.

Na figura 4.19 podem ser visualizadas as informações referentes ao CIP e ao custo fixo diário considerado para a demanda contratada desta simulação.

Figura 4.19 – Perfil da tarifa verde - CIP e demanda contratada

Rate Name	Cost	Type	Season	Time of Use
CIP	74,16 R\$/mo	BUY	1/1 - 12/31	
Fixed Minimum Charge	96,4217 R\$/day	BUY	1/1 - 12/31	

Fonte: Autor.

Por fim, a figura 4.20 ilustra a modelagem do valor adotado para a demanda de ultrapassagem em *software*.

Figura 4.20 – Perfil da tarifa verde - Demanda de ultrapassagem

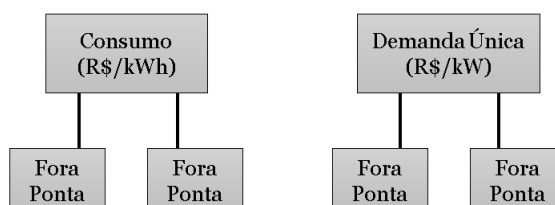
Rate Settings		Consumption	Demand	Fixed	Other			
Color	Rate Name	Cost			Type	Season	Time of Use	
<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> Excess Charge	1,8954 R\$/kW			BUY	1/1 - 12/31	Always	

Fonte: Autor.

4.2.2.4 Modelagem Tarifa Azul

O uso desta tarifa é utilizada para o caso de um consumidor classificado como Poder Público, pertencente ao grupo A4, atendido em média tensão (13,8 kV). A estrutura desta tarifa, conforme disposta pela ANEEL, possui parcela de consumo e demanda, cada uma com variações de acordo com os períodos ponta (definido na tabela 4.10) e fora ponta (período complementar à ponta). Vale também mencionar que a parcela de demanda ainda possui a incidência de uma demanda de ultrapassagem, que também possui valores de acordo com os períodos ponta e fora ponta. Para a demanda contratada no período ponta deste consumidor assumiu-se o valor de 3000 kW e para o período fora ponta o valor de 5000 kW. A estrutura desta tarifa pode ser visualizada na figura 4.21.

Figura 4.21 – Perfil da tarifa azul



Fonte: Autor.

Para este consumidor assumiu-se um valor de CIP de R\$ 163,00, conforme ilustrado na tabela 4.14.

Tabela 4.14 – Valores CIP - Serviço público

Classe/Subclasse	Faixa de consumo (kWh)	Valores CIP 2015 (R\$)
PODER PÚBLICO		
	0 a 99.999.999	163,00
ESTADUAL/FEDERAL		

Fonte: Autor.

A concessionária em questão é a RGE SUL, os valores referentes à tarifa azul, bem

como os valores de entrada no *Homer Grid*, são apresentados na tabela 4.15.

Tabela 4.15 – Valores da tarifa azul

Homer Grid - Valores de entrada com tributos			
Consumo (R\$/kWh)			
FP		0,5633	
P		0,8060	
Demanda (R\$/kW)		Demanda de Ult.(R\$/kW)	
FP	P	FP	P
30,9571	46,2571	61,9142	92,2285

Fonte: Autor.

O cálculo dos valores de entrada da tarifa azul no *software* ocorre de maneira similar ao expostos no caso anterior com uso da tarifa verde. O perfil de entrada dos valores de consumo no *software* é similar ao ilustrado na figura 4.18. Os dados de entrada da modelagem dos valores de demanda e CIP são apresentados na figura 4.22.

Figura 4.22 – Perfil da tarifa azul - Modelagem da demanda de ultrapassagem

Rate Settings		Consumption	Demand	Fixed	Other	
Color	Rate Name	Cost		Type	Season	Time of Use
<input checked="" type="checkbox"/>	Excess Charge	2,0355 R\$/kW		BUY	1/1 - 12/31	Always

Fonte: Autor.

Para o valor acima, devido à certas dificuldades encontradas em *software*, optou-se por simular apenas a demanda de ultrapassagem do período de fora ponta, visto que a carga, durante o ano inteiro, não ultrapassa a demanda contratada do período ponta.

O valor adotado para a fatura mínima a ser considerada, conforme já feito anteriormente, ocorreu de maneira similar ao caso com a tarifa verde, no entanto, agora existem duas parcelas de demanda contratada, assim sendo, considerou-se a soma dos valores de cada uma agregado ao valor de CIP mensal. Estes valores são apresentados na figura 4.23.

Figura 4.23 – Perfil da tarifa azul - Valores de CIP e fatura mínima

Rate Settings		Consumption	Demand	Fixed	Other
Rate Name	Cost		Type	Season	Time of Use
CIP	163 R\$/mo		BUY	1/1 - 12/31	
Fixed Minimum Charge	293719,8 R\$/mo		BUY	1/1 - 12/31	

Fonte: Autor.

5 ANÁLISE DE RESULTADOS

Este capítulo visa apresentar os resultados parciais e finais obtidos em simulação. Para os casos de estudo da atratividade do uso de solar FV com baterias é realizada uma análise com base na variação percentual da fração de energia renovável que abastece a carga, com e sem o banco de baterias. Já para o caso de arbitragem, é analisada as características de operação das baterias, bem como as reduções obtidas na fatura com o uso deste serviço. Por último, tem-se a análise do serviço de corte de pico de demanda, onde se analisa as reduções percentuais do pico de demanda da carga em função da presença do banco de baterias.

5.1 CASO RESIDENCIAL - ANÁLISE SOB REGIME DA TARIFA CONVENCIONAL

Esta análise contempla a modelagem do sistema para obtenção de resultados referentes ao impacto do uso de baterias juntamente com os painéis FV. É interessante notar que como a tarifa convencional não possui variação dependendo das horas do dia, sendo somente uma parcela de consumo, o uso de baterias para arbitragem não se aplica aqui, dado que não haverá a necessidade de armazenar energia num dado período com preço da rede mais baixo para uso posterior. Outro ponto interessante é o referente ao serviço de corte de pico de demanda, dado que como o *software Homer Grid* representa uma ferramenta de cunho mais econômico (atendendo restrições técnicas), a adição de baterias para este serviço, em um residência cuja fatura de energia elétrica só depende da parcela de consumo, excluindo assim a parcela de demanda, faz com que o *software* entenda que o uso destas baterias não venha a ser viável, logo, impossibilitando a análise deste serviço em questão.

5.1.1 SAEB + ESFV

Um ponto interessante deste estudo de caso, é referente ao Custo de Disponibilidade (CD) aplicável à este tipo de consumidor residencial B1, onde, conforme disposto na seção V da Resolução Normativa 414/2010 da ANEEL, tem-se que o CD aplicável ao consumidor do grupo B é dado da seguinte maneira:

- I 30 kWh, se monofásico ou bifásico a 2 condutores;
- II 50 kWh, se bifásico a 3 condutores; ou
- III 100 kWh, se trifásico.

Para este estudo será considerado que o cliente se enquadra na categoria bifásico com 3 condutores, logo, com parcela mínima da fatura de energia equivalente à 50 kWh. Assim sendo, a melhor alternativa será escolhido tanto pelo valor do *Net Present Cost* (NPC) do sistema, quanto pelo valor mínimo que deve constar na fatura de energia devido à incidência do CD, tal valor mínimo é calculado utilizando a equação 5.1.

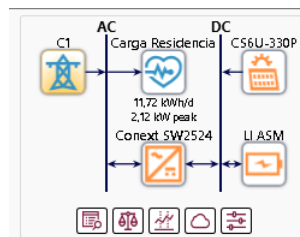
$$C_{min} = 12_{[meses]} \times (CIP_{[R\$]} + CDn\phi_{[kWh]} \times Tut_{[\frac{R\$}{kWh}]}) \quad (5.1)$$

Assim sendo, considerando os valores de entrada da tarifa convencional, conforme apresentado no capítulo 4, tem-se que o valor mínimo da fatura anual para este cliente fica em torno de R\$ 634,56, conforme mostrado na equação 5.2

$$C_{min} = 12_{[meses]} \times (7.34_{[R\$]} + 50_{[kWh]} \times 0.9108_{[\frac{R\$}{kWh}]}) = 634.56R\$ \quad (5.2)$$

A topologia do sistema a ser utilizado nesta análise é ilustrada na figura 5.1.

Figura 5.1 – Topologia do sistema para o caso residencial



Fonte: Autor

Os resultados obtidos, levando em conta o melhor NPC e o valor mínimo da fatura de energia são apresentados na figura 5.2.

Figura 5.2 – Resultados preliminares - CD considerado

Architecture				Cost				System	
CS6U-330P (kW)	LI ASM	C1	Conext SW2524 (kW)	NPC (R\$)	COE (R\$)	Initial capital (R\$)	O&M (R\$/yr)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)
2,90		1	1,67	R\$ 13.806	R\$ 0,297	R\$ 8.982	R\$ 661,18	57,3	0
2,90	1	1	1,67	R\$ 15.572	R\$ 0,349	R\$ 10.581	R\$ 684,22	59,2	0
		1		R\$ 29.071	R\$ 0,931	R\$ 0,00	R\$ 3.984	0	0
	1	1	1,67	R\$ 32.842	R\$ 1,05	R\$ 4.086	R\$ 3.984	0,000413	0

Fonte: Autor

Observe que a melhor alternativa encontrada pelo *software* representa um sistema solar FV de 2,90 kW junto à um inversor de 1,67 KW, com um NPC de R\$ 13.806,00 ao final do tempo de projeto e com um custo inicial de R\$ 8.982,00. Note também que o valor de Operação e Manutenção (O&M) desta opção ficou acima do valor mínimo a ser considerado nesta análise, logo, cumprindo o requisito estipulado. É possível tirar tal

conclusão do valor de O&M com respeito ao valor mínimo, visto que para as simulações deste estudo foi considerado que o custo de manutenção do sistema é nulo, a fim de simplificar a análise, sendo assim, o valor de O&M corresponde aos custos de operação do sistema, que para os casos aqui analisados serão unicamente os custos associados à compra de energia e custos de CIP. Outro ponto interessante é que a segunda melhor opção encontrada pelo *software* representa o mesmo sistema solar FV junto à uma bateria. Na tabela 5.1 estas duas alternativas são comparadas.

Tabela 5.1 – T.Convencional - Comparativo entre as duas alternativas

Parâmetro	ESFV	ESFV + Banco de Baterias
NPC (R\$)	13.806,00	15.572,00
C.I. (R\$)	8.982,00	10.581,00
F.R. (%)	57,3	59,2
C.E. (R\$/kWh)	0,297	0,349
T.R. (anos)	2,7	3,2
O&M (R\$/ano)	661,18	684,22

Fonte: Autor

Conforme exposto na tabela 5.1, a adição do bateria ao sistema solar FV não representa uma alternativa economicamente viável, dado que isto acarretaria em um NPC e um Tempo de Retorno (T.R.) simples maior, vale também mencionar que o custo de investimento seria mais caro, no entanto, no que se refere à parcela de Fração Renovável (F.R.) que abastece a carga, tem-se que a adição da bateria consegue aumentar o auto consumo da energia solar FV gerada, indo de 57,3% para 59,2%, representando assim um aumento de 1,9% na parcela de energia solar FV que é destinada à carga. Todavia, dado que este aumento não chega a ser significativo a ponto de tornar o NPC do projeto menor, o uso do banco não vem a ser atrativo.

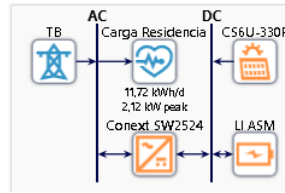
5.2 CASO RESIDENCIAL - ANÁLISE SOB REGIME DA TARIFA BRANCA

Neste caso de estudo são dispostos os resultados das análises dos 3 itens propostos sob o ponto de vista do cliente residencial sob regime da tarifa branca.

5.2.1 SAEB+ ESFV

A topologia desta simulação, de maneira similar ao caso convencional, é disposta na figura 5.3.

Figura 5.3 – Tarifa branca - Topologia



Fonte: Autor

Assim como realizado na análise do caso anterior, nesta simulação será levado em conta o custo de disponibilidade, bem como os valores do CIP. O valor de CIP continuou no valor de R\$ 7,34 mensais, no entanto, devido à tarifa branca possuir diferentes valores para consumo adotou-se apenas o valor da tarifa fora ponta para cálculo da parcela do CD relativa a este consumidor. O cálculo deste novo valor de CD, conforme já disposto na equação 4.1, é demonstrado na equação 5.3.

$$C_{min} = 12_{[meses]} \times (7.34_{[R\$]} + 50_{[kWh]} \times 0.7595_{[\frac{R\$}{kWh}]}) = 543,78R\$ \quad (5.3)$$

Com base nestes valores de CIP e CD pode-se então nivelar os melhores resultados da simulação que venham a ser pertinentes. A figura 5.4 apresenta os resultados parciais obtidos.

Figura 5.4 – Tarifa branca - Resultados preliminares

Architecture							Cost				System			
☑	☑	☑	☑	☑	CS6U-330P (kW)	LI ASM	TB	Conext SW2524 (kW)	NPC (R\$)	COE (R\$)	Initial capital (R\$)	O&M (R\$/yr)	Ren. Frac (%)	Total Fuel (L/yr)
☑	☑	☑	☑	☑	2,09		1	1,27	R\$ 21.608	R\$ 0,532	R\$ 6.566	R\$ 2.038	48,5	0
☑	☑	☑	☑	☑	3,09	3	1	1,74	R\$ 21.772	R\$ 0,502	R\$ 14.306	R\$ 1.015	64,8	0
☑	☑	☑	☑	☑			1		R\$ 29.845	R\$ 0,945	R\$ 0,00	R\$ 4.044	0	0
☑	☑	☑	☑	☑		1	1	0,167	R\$ 30.986	R\$ 0,982	R\$ 1.847	R\$ 3.981	0	0

Fonte: Autor

Note que a melhor alternativa encontrada pelo *software* representa uma topologia *on grid* com 2,09 kW de painéis solares junto à um inversor de 1,27 KW, com um NPC no valor de R\$ 21.608,00 e um custo de investimento de R\$ 6.566,00, note também que o custo de operação e manutenção gira em torno de R\$ 2.038,00 por ano, como este valor de O&M é superior ao valor mínimo da fatura considerada neste estudo, adotaremos esta topologia como sendo a melhor. Outro ponto interessante é que a segunda melhor alternativa, com uso de uma topologia que inclua o uso de bateria, representa um sistema solar FV de 3,09 kW junto à um inversor de 1,74 kW e com um banco composto por três baterias, observe que esta opção também cumpre o requisito do valor mínimo. Na tabela 5.2 estas duas alternativas são comparadas.

Tabela 5.2 – T.Branca - Comparativo das duas alternativas

Parâmetro	ESFV	ESFV + Banco de Baterias
NPC (R\$)	21.608,00	21.772,00
C.I. (R\$)	6.566,00	14.306,00
F.R. (%)	48,5	64,8
C.E. (R\$/kWh)	0,532	0,502
T.R.S (anos)	3,3	4,7
O&M (R\$/ano)	2.038,00	1.015,00

Fonte: Autor

Observe que embora o NPC do sistema somente com solar FV seja mais atrativo, a diferença para o caso com o banco de baterias não chega a ser muito expressiva, todavia, o custo inicial de investimento para o caso com o banco chega a ser o dobro mais caro, bem como o tempo de retorno simples é maior. No entanto, vale também notar que o valor de O&M do sistema com armazenamento é mais atrativo que o sem o banco, chegando a ser 50% menor, e que o custo de energia (C.E.) é mais baixo. Por fim, no que se refere à parcela da Fração Renovável que abastece a carga, tem-se que o sistema consegue suprir 64,8% da carga com energia proveniente de fontes renováveis, no caso a energia solar FV, este percentual representa um aumento de 16,3% se comparado ao caso com abastecimento somente por solar, é claro, parte deste aumento na parcela de renovável também é devido ao aumento das capacidades referentes ao inversor e dos painéis utilizados.

De modo a facilitar a visualização do impacto do uso do banco na fração renovável de ambas as alternativas, sem que os resultados sejam “mascarados” pela diferença entre as capacidades de cada componente utilizado, na tabela 5.3 é apresentado cada caso, com e sem, a melhor opção do banco de baterias encontradas em simulação.

Tabela 5.3 – TB - Comparativo do impacto do uso do banco de baterias

Alternativa	Painel FV (kW)	Inversor (kW)	B.B.	F.R.
1	2,09	1,27	0	48,5
1A	2,09	1,27	1	50
2	3,09	1,74	3	64,8
2A	3,09	1,74	0	58,8

Fonte: Autor

A alternativa 1A representa a melhor opção encontrada nesta análise junto ao melhor cenário com armazenamento encontrado pelo *software*, note que o aumento percentual do caso 1A para o 1 gira em torno de 1,5%. Já a alternativa 2A representa a

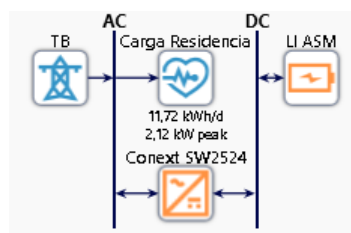
melhor opção desta análise com uso de armazenamento, todavia, sem o banco de baterias, note que o aumento percentual da alternativa 2A para a 2 gira em torno de 6%.

Do ponto de vista do NPC, o sistema sem o banco provou-se ser mais atrativo, no entanto, considerando o elevado impacto da alternativa com o banco de baterias no valor do O&M, bem como na parcela de fração renovável considerada, tem-se que este sistema, se considerado um cenário com maiores incentivos a este tipo de componente, pode vir a ser bastante atrativo.

5.2.2 Tarifa branca - Uso de bateria para arbitragem

Como a tarifa branca possui diferentes valores de consumo variando de acordo com o posto tarifário em questão, é possível simular no *software* se o uso de arbitragem com baterias representa uma alternativa viável. Na figura 5.5 pode ser visualizada a topologia utilizada nestas simulações.

Figura 5.5 – Tarifa branca - Topologia para arbitragem



Fonte: Autor

Na topologia acima optou-se por utilizar a ferramenta *optimizer* para o dimensionamento do inversor e do banco de baterias. Os resultados categorizados encontrados são descritos na figura 5.6.

Figura 5.6 – Tarifa branca - Resultados categorizados

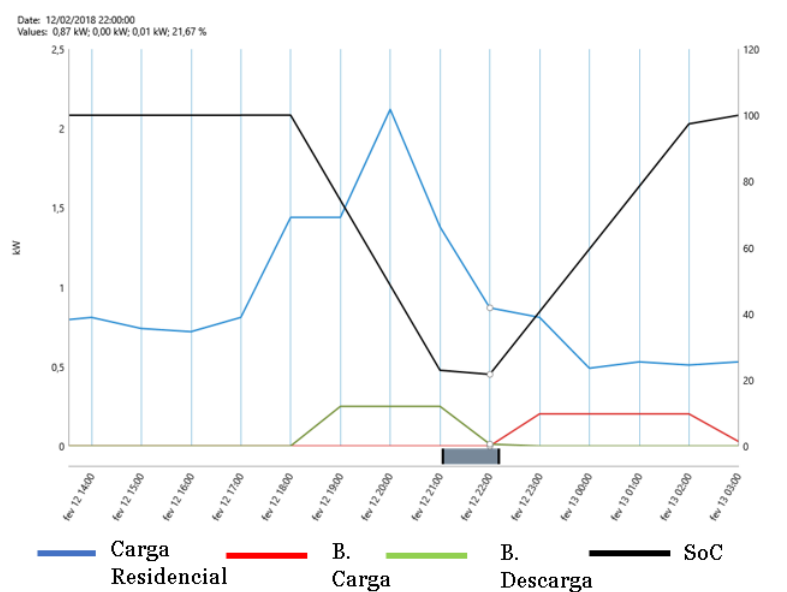
Architecture			Cost				System		
LI ASM	TB	Conext SW2524 (kW)	NPC (R\$)	COE (R\$)	Initial capital (R\$)	O&M (R\$/yr)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	
1	1	0,225	R\$ 29.933	R\$ 0,945	R\$ 0,00	R\$ 4.044	0	0	
1	1	0,225	R\$ 31.021	R\$ 0,980	R\$ 1.934	R\$ 3.959	0	0	

Fonte: Autor

Note que a melhor opção encontrada pelo *software Homer Grid* com uso da bateria (alternativa abaixo da marcada em verde) no sistema não representa uma alternativa economicamente viável ao consumidor, dado que este possui um NPC maior que o do caso da rede. Este sistema apresenta o uso de uma bateria de íon de lítio de 1kWh junto à um inversor de 0.225 kW.

No Capítulo da Metodologia é apresentado o perfil da carga residencial ao longo do ano deste cliente, onde é possível identificar os meses de maior (fevereiro) e menor (julho) consumo registrados. Tomando como base estes dois meses é possível verificar o perfil de utilização da bateria ao longo do dia. Na figura 5.7 é apresentado o perfil do uso da bateria para um dia qualquer do mês de fevereiro.

Figura 5.7 – Tarifa branca - Perfil do uso da bateria para o mês de maior consumo



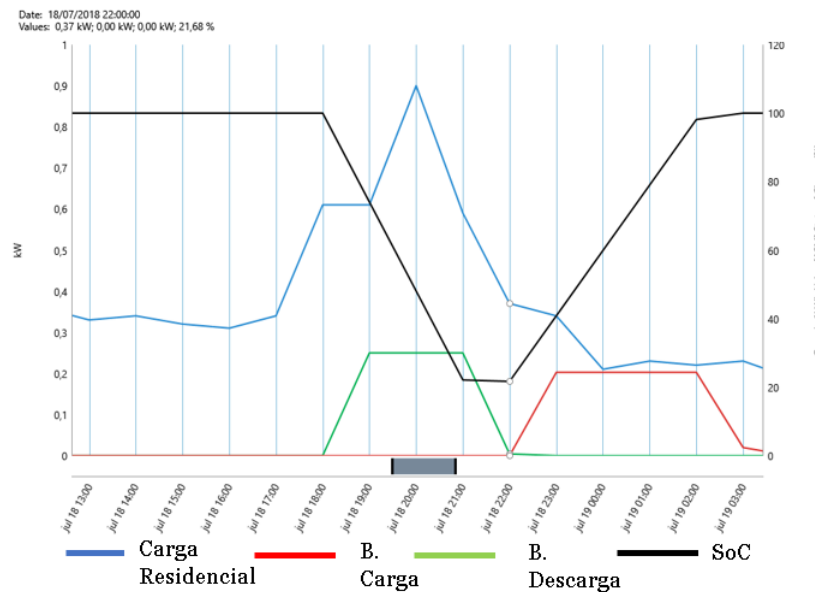
Fonte: Autor

Neste gráfico a carga é representada pela linha em azul, o perfil de descarga da bateria pela linha em verde e o perfil de carregamento da bateria na linha em vermelho. Note que o período em questão se encontra no horário de verão, assim sendo, o pico de descarga da bateria ocorre no período ponta, suprindo momentaneamente a carga, e, durante o período fora ponta do dia seguinte, ocorre o carregamento da baterias, representando assim o serviço de arbitragem, onde ocorre o armazenamento de energia proveniente de períodos com menor custo para uso durante períodos de maior custo.

Outro ponto interessante se refere ao estado de carga da bateria, do inglês *State of Charge* (SoC), que para a bateria utilizada não deve ser menor que 20% a fim de evitar danos, este parâmetro é representado pela linha em preto, no gráfico bateria é descarregada até que seu SoC chegue em 21,67%, bastante próximo do limiar, sendo então novamente recarregada.

A figura 5.8 apresenta o perfil de utilização da bateria para um dia qualquer do mês de julho.

Figura 5.8 – Tarifa branca - Perfil do uso da bateria para o mês de menor consumo



Fonte: Autor

Note que esse período corresponde a fora do horário de verão, assim sendo, a maior parte da energia da bateria é utilizada para suprir a carga durante o período de ponta, e parte desta energia é utilizada no período intermediário subsequente, logo em seguida é realizado o carregamento da bateria durante o período fora ponta. Para este período o SoC da bateria chegou à 21,68% durante o período de descarga.

Como já mencionado anteriormente, esta alternativa não apresenta um NPC viável para o tempo de projeto, no entanto, como visto acima, o *software* realiza o serviço de arbitragem, logo existe um certa economia associada, tais valores são apresentados na figura 5.9.

Figura 5.9 – Tarifa branca - Economia decorrente do serviço de arbitragem

Compare Economics		
Utility Bill Savings (R\$/yr) ▼	Demand Charge Savings (R\$/yr) ▼	Energy Charge Savings (R\$/yr) ▼
R\$ 85,56	R\$ 0	R\$ 85,56

Fonte: Autor

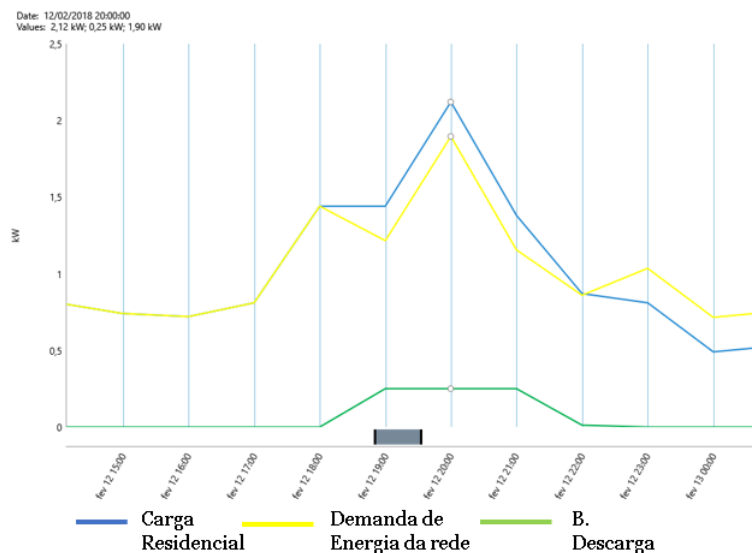
Note que o valor da figura 5.9 reflete a economia anual na fatura de energia decorrente de reduções nos custos relacionados à compra de energia, todavia, o valor de R\$ 85,56 de economia anual, devido ao uso do serviço de arbitragem, ainda não torna o sistema economicamente viável frente o NPC do projeto.

5.2.3 Tarifa branca - Impacto do uso de bateria no pico de demanda

Neste estudo de caso é utilizada a mesma topologia da figura 5.5, de modo à analisar o impacto da inserção de baterias no pico de demanda da carga, embora o grupo B não possua parcela de demanda na fatura de energia, como *software* consegue utilizar o banco de baterias para arbitragem, isto acaba consequentemente reduzindo a demanda de potência da carga à rede durante certos momentos. Logo, a identificação e quantificação destes períodos vem a ser de suma importância para avaliar o alívio proporcionado à rede, todavia, um estudo mais profundo com respeito ao impacto no alimentador da concessionária estaria fora do escopo deste trabalho. Assim sendo, neste estudo, é analisada a melhor opção escolhida pelo *software*, durante um dia de grande demanda e outro de menor.

A melhor alternativa (sem considerar o uso solo da rede) para este estudo de caso, também representa a melhor opção escolhida na análise anterior, com uma bateria de íons de lítio de 1kWh junto à um inversor de 0.225 kW, logo, as características desta alternativa são as mesmas conforme já mostradas anteriormente na figura 5.6. Note que como no caso da arbitragem, esta opção também representa uma alternativa inviável. Na figura 5.10 é ilustrado o impacto deste cenário no pico de demanda de energia da carga à rede para o mesmo dia da figura 5.7 do mês de fevereiro.

Figura 5.10 – Tarifa branca - Impacto do banco no pico de demanda (fevereiro)

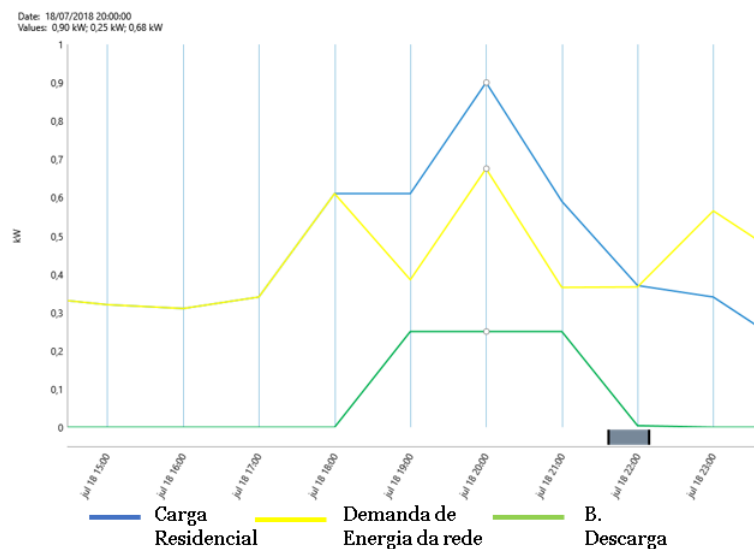


Fonte: Autor

Na figura 5.10 a área abaixo da linha amarela representa a energia que é comprada da rede, note que o pico de descarga da bateria (linha em verde), avaliado em 0,25 kW, faz com que o pico de demanda de potência da carga (linha em azul) vá de 2,12 kW para 1,90 kW, representando assim uma redução de cerca de 10% no pico da carga.

De maneira análoga, na figura 5.11 é ilustrado o impacto da adição de bateria para o mês de julho, que representa o mês de menor consumo deste cliente.

Figura 5.11 – Tarifa branca - Impacto do banco no pico de demanda (março)



Fonte: Autor

Note que agora a bateria é utilizada para descarregar durante o período de ponta, e, conseqüentemente, acaba reduzindo a parcela de compra de energia no período de pico do sistema, para este caso, durante o pico de 0,9 kW da carga, a bateria é descarregada com uma potência de saída de cerca de 0,25 kW, reduzindo o pico de demanda de energia da rede à 0,68 kW, o que equivale à cerca de 24% de redução da demanda da carga.

5.2.4 Discussão dos resultados

Dentre todas as análises feitas, o caso residencial sob regime da tarifa convencional foi a que se mostrou menos atrativa, frente à adição de armazenamento no sistema, dado que embora o uso da bateria junto ao sistema solar FV, de fato, acabou aumentando a parcela de fração renovável que abastecia a carga, obteve-se, todavia, que este aumento não chegou a ser expressivo suficiente para melhorar o valor final do NPC.

O caso dentro da tarifa branca também não veio a ser economicamente viável em nenhuma dos usos propostos dentre deste estudo. Para a topologia com uso de bateria junto à um sistema solar FV, embora desta vez o aumento na parcela de fração renovável tenha sido realmente significativa, tem-se que este não foi suficiente. Já para o serviço de arbitragem, obteve-se que o serviço era de fato realizado, no entanto, a redução nos custos relacionados ao consumo da fatura de energia não chegou a ser expressivo. Por fim, a análise com base no pico de demanda da carga foi realizado apenas a fim de estudo, dado que este consumidor residencial não possui parcela de demanda na fatura, assim sendo,

os resultados do impacto do uso de armazenamento até se mostraram significativos para a redução do pico, chegando a reduzir em até 24% desta demanda durante o período de menor consumo da carga durante o ano, no entanto, tais resultados também não se mostraram, do ponto de vista do NPC, atrativos.

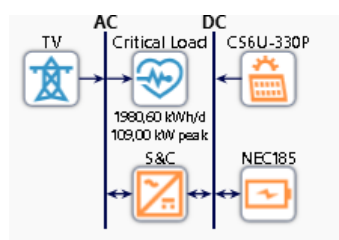
5.3 CASO INDUSTRIAL

Este caso leva em conta um consumidor do tipo industrial A4 sob domínio da tarifa verde, a modelagem dos componentes utilizados nesta seção é descrita no Capítulo da Metodologia. Vale mencionar para esta análise o horizonte de projeto foi alterado para 15 anos, de modo a não incidir o valor do *salvage* sobre o NPC, dado que os componentes simulados neste caso possuem um tempo de vida estimado de 15 anos também. Por fim, a demanda contratada para este consumidor equivale a 105 kW.

5.3.1 SAEB + ESFV

Neste análise é estudado o impacto do uso de baterias na parcela de fração renovável que abastece a carga. Sendo assim, é analisado o melhor cenário sem uso de baterias junto ao sistema solar FV escolhido, bem como as alternativas com uso de sistema solar FV agregado à diferentes bancos de baterias. A topologia a ser utilizada é apresentada na figura 5.12.

Figura 5.12 – Caso industrial - Topologia para uso com ESFV



Fonte: Autor

Analogamente ao caso residencial, neste estudo, a melhor opção escolhida pelo *software* deve possuir um custo de O&M anual maior que um valor mínimo que o consumidor deve conter na fatura de energia, para o grupo B esse valor mínimo é referente ao CD, já para grupo A, esse valor é representado pelo custo da demanda contratada. Assim sendo, a melhor opção será nivelada tanto pelo NPC quanto pelo O&M. O cálculo deste valor

de demanda contratada para este consumidor é ilustrado na equação 5.4.

$$O\&M_{min} = CIP_{anual} + 12 \times D_c \times V_{tar} = 105kW \times 27,9324 \frac{R\$}{kWh} = 35.194,82R\$ \quad (5.4)$$

Com $O\&M_{min}$ sendo o valor mínimo de operação e manutenção anual a ser considerado, D_c sendo a demanda contratada e V_{tar} representando o custo por kW único da tarifa utilizada.

Veja que a equação 5.4 retorna o valor de R\$35.194,82, sendo assim, este valor será levado em conta na escolha da melhor alternativa. Os resultados obtidos em simulação são apresentados na figura 5.13.

Figura 5.13 – Caso industrial - Resultados obtidos para uso com ESFV

Optimization Results										
Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.										
Architecture							Cost			System
CS6U-330P (kW)	NEC185	TV	S&C (kW)	NPC (R\$)	COE (R\$)	Initial capital (R\$)	O&M (R\$/yr)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	
660	4	1	274	R\$ 1,81M	R\$ 0,178	R\$ 1,29M	R\$ 53.540	72,5	0	
555		1	293	R\$ 1,81M	R\$ 0,168	R\$ 695.272	R\$ 115.560	63,6	0	
	2	1	53,0	R\$ 4,14M	R\$ 0,592	R\$ 318.123	R\$ 396.039	0	0	
		1		R\$ 4,25M	R\$ 0,609	R\$ 0,00	R\$ 439.991	0	0	

Fonte: Autor

A melhor alternativa para esta topologia representa um sistema solar FV de 660 kW com um inversor de 274 kW, junto à um banco composto por quatro baterias NEC DSS (opção em cinza), com um NPC de cerca de 1,81 milhões e um custo de investimento de cerca de 1,29 milhões. Note que o valor de O&M desta alternativa equivale à R\$ 53.540,00 por ano logo, acima do valor mínimo estipulado para este estudo, assim, cumprindo o requisito. Observe também que a segunda melhor opção representa um sistema solar FV, de 555 kW com um inversor de 292 kW, sem uso de baterias. Na tabela 5.4 estas duas alternativas são comparadas.

Tabela 5.4 – Caso industrial - Comparativo com a rede das duas alternativas

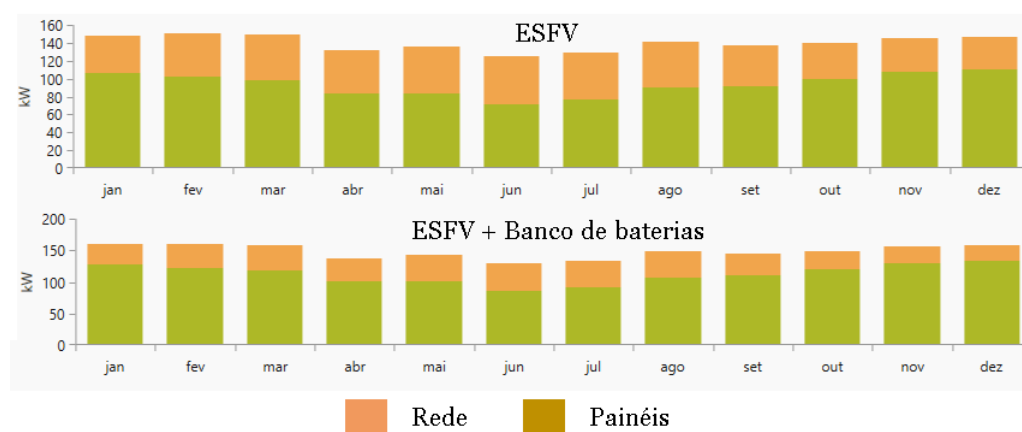
Parâmetro	ESFV	ESFV + Baterias
NPC (R\$)	1.826.301,00	1.812.067,00
C.I. (R\$)	695.272,00	1.288.127,00
F.R. (%)	63,6	72,5
CE(R\$/kWh)	0,168	0,178
TR(anos)	2,1	3,3
O&M	115.560,00	53.540,00

Fonte: Autor

Observe que os dois casos possuem valores de NPC bastante próximos, com uma diferença pequena de cerca de R\$ 14.234,00, no entanto o capital inicial do caso sem baterias é bem mais baixo, o que pode vir a ser, do ponto de vista do consumidor, uma alternativa mais atrativa. Dado o pequeno impacto na diferença entre os NPCs, vale também mencionar que tanto o tempo de retorno simples em relação à rede, quanto o custo da energia do cenário sem baterias, são menores que o cenário com o banco. Todavia, levando em conta o valor de O&M dos casos, pode-se concluir que o cenário com baterias consegue ser 46% mais barato do ponto de vista do custo da fatura anualmente, e, se comparada ao caso com atendimento da carga somente pela rede, a redução nos custos da fatura anual chega à cerca de 87%. Por último, mas não menos importante, tem-se que a fração de energia renovável que abastece a carga possui um percentual maior no caso com o uso do banco de baterias, sendo cerca de 9% maior que o caso do uso do sistema solar FV sem o banco.

Na figura 5.14 são apresentados os gráficos de produção de energia elétrica de cada um dos casos.

Figura 5.14 – Caso industrial - Produção de energia elétrica



Fonte: Autor

Embora estes dois casos retratados possuam diferentes capacidades para inversor e painéis, vale notar que o sistema com o uso do banco proporciona um maior atendimento da carga com uso de energia renovável.

A fim de facilitar a visualização do impacto do banco de baterias na parcela de fração renovável, na tabela 5.5 são apresentados os resultados para os dois melhores casos aqui estudados com e sem o melhor cenário com armazenamento encontrado em simulação.

Tabela 5.5 – Caso industrial - Comparativo das alternativas com e sem o banco de baterias

Alternativa	Painel FV (kW)	Inversor (kW)	B.B.	F.R.
1	660	274	4	72,5
1A	660	274	0	65,4
2	555	293	0	63,5
2A	555	293	3	68,5

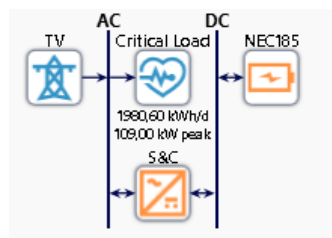
Fonte: Autor

A alternativa 1A representa o melhor sistema encontrado nesta análise, todavia, sem o uso do banco de baterias, observe que o ganho na parcela da fração renovável do caso com o banco para o com gira em torno de 7,1%. Já a alternativa 2A representa o segundo melhor caso desta análise considerando apenas a topologia com solar FV, no entanto, com a adição de um banco, escolhido pelo *software*, e composto por 3 baterias, veja que o ganho na parcela de F.R. deste sistema com armazenamento fica em torno de 5%.

5.3.2 Uso de baterias para arbitragem

Esta análise busca estudar o impacto do uso de armazenamento na fatura de energia deste cliente industrial. A topologia utilizada para esta simulação pode ser visualizada na figura 5.15.

Figura 5.15 – Caso industrial - Topologia para arbitragem



Fonte: Autor

Os resultados obtidos para este consumidor são apresentados na figura 5.16.

Figura 5.16 – Caso industrial - Resultados obtidos

Optimization Results										
Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.										
Architecture			Cost				System			
NEC185	TV	S&C (kW)	NPC (R\$)	COE (R\$)	Initial capital (R\$)	O&M (R\$/yr)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)		
2	1	53,0	R\$ 4,19M	R\$ 0,593	R\$ 318.123	R\$ 396.039	0	0		
	1		R\$ 4,31M	R\$ 0,609	R\$ 0,00	R\$ 439.991	0	0		

Fonte: Autor

A melhor alternativa encontrada pelo *software* representa um sistema com 2 baterias NEC DSS junto à um inversor de 53 kW, com um custo de capital inicial de R\$ 318.123,00 e um NPC ao final dos 15 anos de projeto avaliado em R\$ 4,19 milhões, valor este que garante a atratividade desta opção frente ao uso solo da rede da concessionária. A tabela 5.6 apresenta o comparativo desta alternativa com a rede.

Tabela 5.6 – Caso industrial - Comparativo com a rede

Parâmetro	Rede + Banco de baterias
Diferença de NPC	R\$ 112.045,00
Tempo de Retorno Simples	7,24

Fonte: Autor

Como apresentado acima, o tempo de retorno para o sistema com baterias é avaliado em 7.24 anos, o que conseqüentemente retorna, uma diferença de NPC de cerca de R\$ 112.045,00. Diferença esta que torna o uso de baterias para arbitragem uma solução viável do ponto de vista do NPC. Na figura 5.17 são apresentados os resultados anuais referentes à economia na fatura de energia devido ao uso do banco de baterias.

Figura 5.17 – Caso industrial - Economia na fatura de energia

Compare Economics		
Utility Bill Savings (R\$/yr)	Demand Charge Savings (R\$/yr)	Energy Charge Savings (R\$/yr)
R\$ 43.952	R\$ 681,81	R\$ 43.270

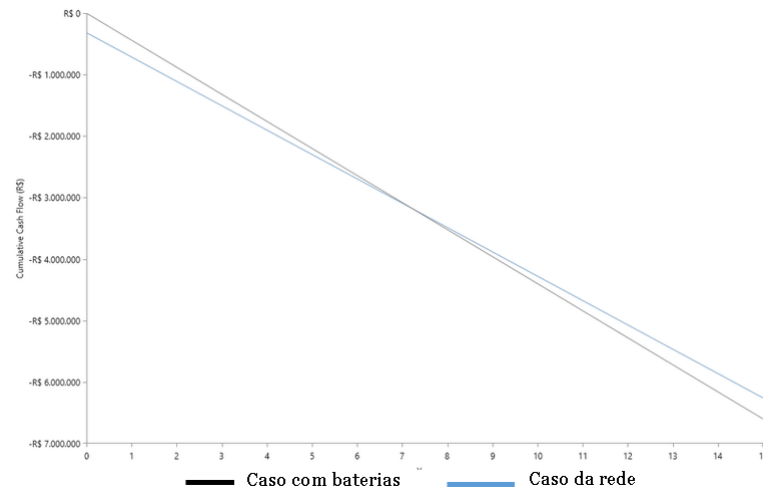
Fonte: Autor

Observe que, conforme apresentado na figura 5.16, o custo anual da fatura de energia para a rede solo é equivalente à R\$ 439.991,00, e a economia gerada, apresentada na figura 5.17, na fatura de energia com este sistema dotado de armazenamento é de R\$ 43.952,00 por ano, o que representa uma redução de cerca de 10% no custo da fatura, note também que a parcela referente à compra de energia, avaliada em R\$ 43.270,00,

representa cerca de 98% do montante desta redução, ou seja, a maior parte da economia na fatura de energia anual é decorrente da redução de compra de energia da carga à rede durante os períodos de maior preço da energia, ou em resumo, devido ao uso do serviço de arbitragem.

A figura 5.18 apresenta o fluxo de caixa cumulativo entre a alternativa com uso do banco e a rede.

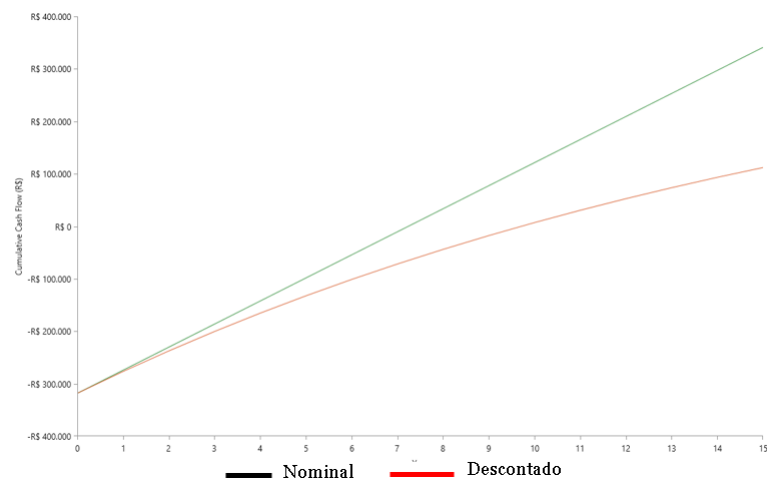
Figura 5.18 – Caso industrial - Fluxo de caixa cumulativo



Fonte: Autor

A linha em preto representa a alternativa com uso das baterias e a linha em azul a da rede. Observe que o ponto em que ocorre a intersecção das linhas representa o tempo de retorno do projeto com baterias em relação à rede, no ano “7,24” do projeto, o que significa que a partir deste ponto o sistema com baterias é mais atrativo. Outro ponto interessante é ilustrado na figura 5.19, onde é representado a diferença dos fluxos de caixa cumulativos de cada alternativa.

Figura 5.19 – Caso industrial - Diferença entre o fluxo de caixa cumulativo descontado e nominal

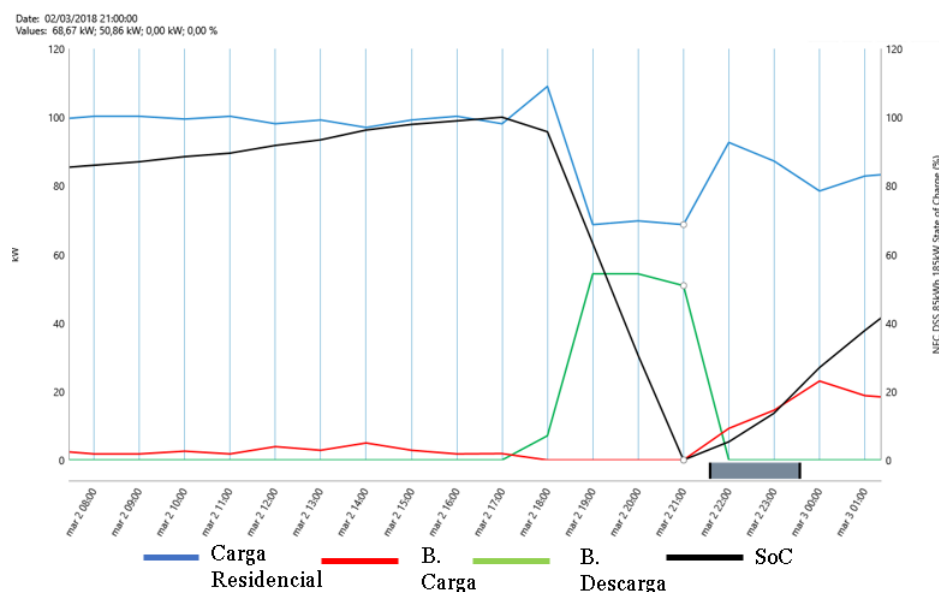


Fonte: Autor

Note que o fluxo de caixa cumulativo descontado, representado pela linha em vermelho, equivale ao apresentado na tabela 5.6 no valor de R\$ 112.045,00. A linha em verde representa o fluxo de caixa cumulativo nominal, que não leva em conta a taxa real de desconto, assim sendo este valor gira em torno de R\$ 341.149,00 no ano “15” do projeto, o que também equivale ao valor economizado anual da fatura multiplicada pelo tempo remanescente do projeto a partir do ano em que ocorreu o “*payback*”.

Por fim, a figura 5.20 ilustra o impacto da operação deste banco de baterias na curva de carga do consumidor industrial.

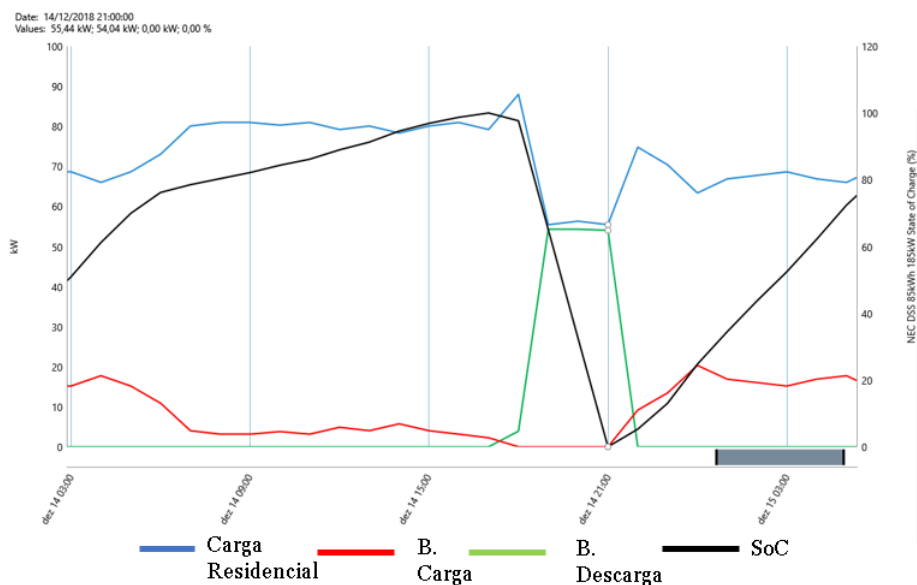
Figura 5.20 – Caso industrial - Operação do banco de baterias (maior consumo)



Fonte: Autor

A figura 5.20 ilustra a operação do banco de baterias para o mês de março, que representa o mês de maior demanda deste consumidor, veja que o banco é carregado durante o período fora ponta (linha em vermelho) e descarregado no período de ponta da tarifa (linha em verde), desempenhando assim o serviço de arbitragem, e, abastecendo a carga (linha em azul) de maneira significativa. Note também que o SoC deste banco de baterias (linha em preto), durante o período de descarga, chega à 0%, ou seja, toda a energia armazenada no banco é entregue à carga, embora algumas baterias não possam ser descarregadas completamente, de modo a não causar danos à bateria, vale lembrar que o modelo da bateria aqui utilizada, conforme disposto pelo fabricante nos dados da biblioteca do *Homer Grid*, consegue atingir um SoC de 0% sem ser danificada. A figura 5.21 ilustra esta mesma etapa, porém, para o mês de menor consumo que ocorre em dezembro.

Figura 5.21 – Caso industrial - Operação do banco de baterias (menor consumo)



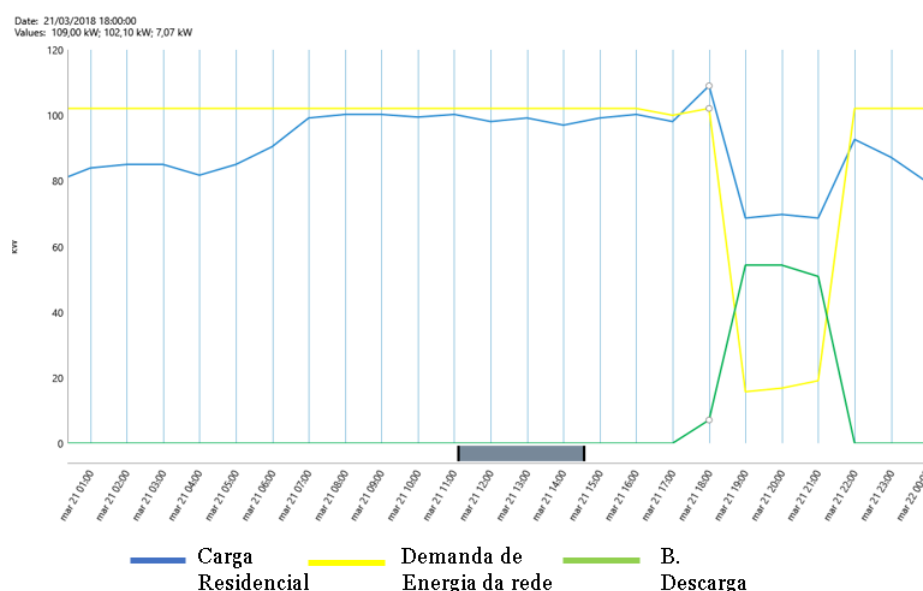
Fonte: Autor

As etapas de carga e descarga do banco de baterias são similares às da análise anterior, todavia, agora a contribuição da energia armazenada no período fora ponta é um tanto mais significativa para o abastecimento da carga no período ponta, quase zerando a necessidade da carga em comprar energia da rede neste período. Outro ponto interessante é que, analogamente à análise anterior, o SoC da bateria também atinge 0% durante pico de descarga.

5.3.3 Uso de baterias para corte de pico

A topologia utilizada neste estudo é ilustrada na figura 5.15. Nesta análise é realizada a avaliação do impacto do uso de baterias no pico do sistema, para um mês de elevado consumo e outro de menor. Analogamente ao caso anterior, utilizou-se o mesmo sistema com 2 baterias NEC DSS e um inversor de 53 kW, sendo assim, as informações relacionadas são as mesma descritas anteriormente. Na figura 5.22 pode ser visualizado o impacto do uso de baterias no pico do sistema para o mês de maior consumo, que neste caso é o mês de março.

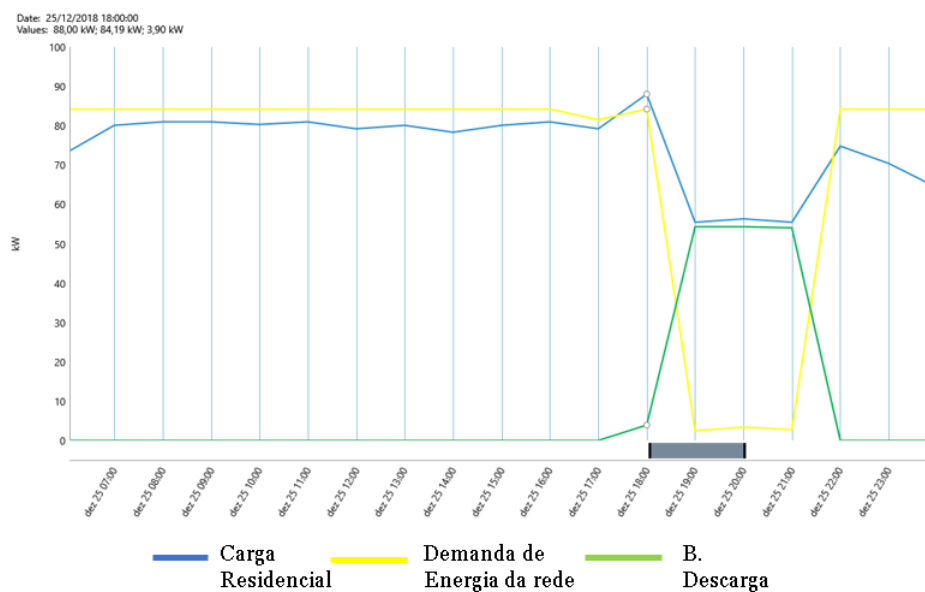
Figura 5.22 – Caso industrial - Impacto no pico de demanda para o mês de maior consumo



Fonte: Autor

No gráfico acima a linha em azul representa a carga, a linha em verde a descarga do banco de baterias e a linha em amarelo a demanda de energia da carga à rede. Note que neste período o pico máximo da carga atinge 109 kW, valor este acima da demanda contratada de 105 kW, logo, a cobrança da demanda de ultrapassagem é aplicável. No entanto, a descarga do banco de baterias no período de ponta faz com que o pico de demanda da carga à rede caia para 102,1 kW, o que representa uma pequena redução de 2,76%, no entanto, suficiente para deixar o “novo” pico de demanda de energia da carga abaixo da demanda contratada, excluindo assim, a incidência da cobrança da demanda de ultrapassagem. Note também que a maior queda na demanda da carga ocorre no “vale” da figura, dentro do período de ponta, onde, a demanda sem o banco de baterias equivale à 69,76 kW e com uso do banco cai para 16,80 kW, o que equivale à uma redução de cerca de 76% na magnitude da demanda. Analogamente, a mesma análise é feita para o mês de menor consumo, neste caso o de dezembro, conforme ilustrado na figura 5.23.

Figura 5.23 – Caso industrial - Impacto no pico de demanda para o mês de menor consumo



Fonte: Autor

Observe que neste período a demanda de energia da carga se encontra bem abaixo da contratada, com um pico em 88 kW, neste caso, o uso do banco vem a ser um pouco mais significativo, levando o novo pico da carga à atingir 84,19 kW, o que equivale à uma redução de 4,32%. Todavia, a maior redução ocorre no “vale” da figura, onde, a demanda da carga sem o banco se encontrava em 56,32 kW, e após a inserção do banco a nova demanda deste período caiu para 3,90 kW, valor este que equivale à uma massiva redução de 94,03% na magnitude da mesma.

Conforme demonstrado, o uso do banco de baterias para corte de pico ajudou tanto a excluir a incidência da demanda de ultrapassagem, quanto à reduzir massivamente a demanda de energia da carga à rede no período de ponta. Vale também mencionar que, conforme já apresentado na análise do caso anterior, o valor economizado na fatura de energia em relação ao uso solo da rede gira em torno de R\$ 43.952,00 por ano, e deste montante, a economia relacionada à custos da demanda de ultrapassagem equivale à R\$ 681,81 por ano.

5.3.4 Discussão dos resultados

Diferentemente do caso residencial, para este consumidor industrial os resultados se mostraram um pouco mais promissores. Para a análise do uso do banco de baterias junto à um sistema solar FV, o NPC deste sistema mostrou ser levemente menor que para o caso sem o banco, com um tempo de retorno estimado em 3,3 e atendendo a carga com cerca de 72,5% da energia oriunda dos painéis FV, este percentual de fração renovável também

mostrou ser 9% maior que o melhor caso só com solar FV. Vale também mencionar que o sistema com o banco possibilita uma redução de cerca de 87% nos custos anuais da fatura de energia.

O uso do banco de baterias para o serviço de arbitragem também se mostrou uma alternativa atrativa do ponto de vista do NPC, com um tempo de retorno estimado em 7,24 anos, o sistema consegue gerar uma redução de cerca de 10% nos custos da fatura de energia deste consumidor, sendo que deste percentual, a maior parte da contribuição decorre da economia gerada na parcela de consumo de energia.

Por fim, ainda dentro deste sistema, o impacto deste banco de baterias no pico de demanda provou ser capaz de reduzir a magnitude da mesma durante os períodos em que ocorre a ultrapassagem, excluindo assim, a incidência dos custos da demanda de ultrapassagem, vale também mencionar que durante o mês de menor consumo da carga o banco provou ser capaz de atender a carga quase que de maneira completa, reduzindo a demanda de potência neste período em mais de 94%.

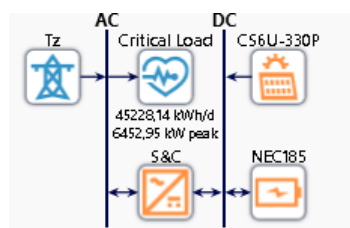
5.4 CASO PODER PÚBLICO

Este caso leva em conta um consumidor classificado como poder público, atendido em média tensão, grupo A4, sob domínio da tarifa azul. A demanda contratada no período ponta deste consumidor é igual à 3000 kW e a demanda contratada no período fora ponta equivalente à 5000 kW.

5.4.1 SAEB + ESFV

Nesta análise, para a melhor alternativa escolhida pelo *software* com uso de um sistema solar FV, é estudado o impacto do uso de baterias na parcela de fração renovável que abastece a carga ao longo do projeto. A topologia utilizada nesta análise é apresentada na figura 5.24

Figura 5.24 – Caso poder público - Topologia utilizada



Fonte: Autor

Analogamente ao caso com a tarifa verde, é adotado um valor mínimo da fatura

de energia que deve ser respeitado na hora de escolher o sistema com melhor NPC. Para este cálculo utilizou-se a equação 5.4, todavia, como a tarifa azul possui duas parcelas de demanda associadas, os encargos anuais decorrentes de cada uma foram somados junto com o CIP deste consumidor. O valor mínimo, então, a ser considerado nesta análise equivale à R\$ 293.882,80. Os resultados obtidos em *software* podem ser visualizados na figura 5.25.

Figura 5.25 – Caso poder público - Resultados preliminares

Architecture		Cost				System			
CS6U-330P (kW)	NEC185	Tz	S&C (kW)	NPC (R\$)	COE (R\$)	Initial capital (R\$)	O&M (R\$/yr)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)
21.059	148	1	5.176	R\$ 82,7M	R\$ 0,454	R\$ 40,3M	R\$ 4,34M	82,0	0
18.845		1	5.344	R\$ 94,1M	R\$ 0,495	R\$ 19,1M	R\$ 7,70M	61,9	0
	53	1	1.479	R\$ 137M	R\$ 0,853	R\$ 8,50M	R\$ 13,2M	0	0
		1		R\$ 143M	R\$ 0,891	R\$ 0,00	R\$ 14,7M	0	0

Fonte: Autor

A melhor alternativa encontrada representa um sistema solar FV de 21059 KW junto à um inversor de 5176 kW e um banco de baterias compostos por 148 baterias, com um NPC associado de R\$ 82,7 milhões e um custo de investimento de R\$ 40,3 milhões. Observe que o custo de O&M desta alternativa ficou abaixo do valor mínima considerado, cumprindo assim o requisito da fatura mínima. Note também que a segunda melhor alternativa representa um sistema solar FV de 18845 kW junto à um inversor de 5344 kW sem uso de baterias. Na tabela 5.7 estas duas opções são comparadas.

Tabela 5.7 – Caso poder público - Comparativo das alternativas

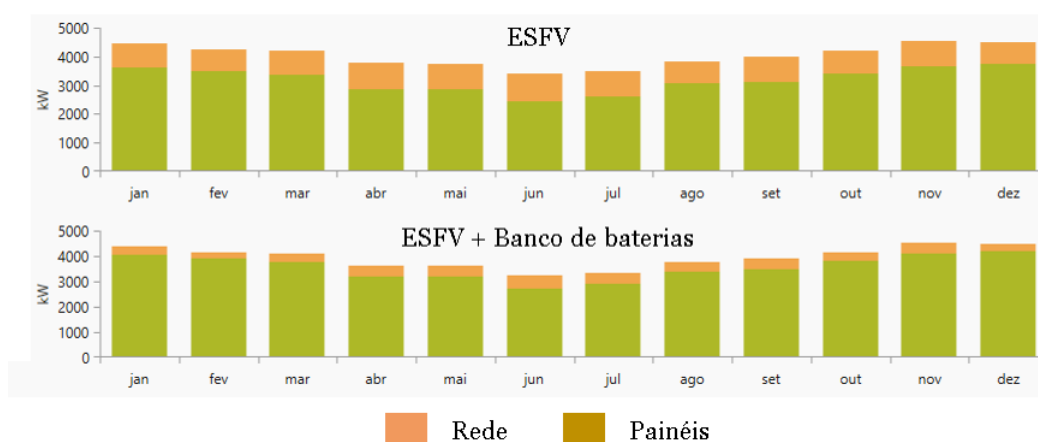
Parâmetro	ESFV	ESFV + Baterias
NPC (R\$)	94,1 Mi	82,7 Mi
C.I. (R\$)	19,1 Mi	40,3 Mi
F.R. (%)	61,9	82
C.E. (R\$/kWh)	0,495	0,454
T.R. (anos)	2,7	3,9
O&M	7,70 Mi	4,34 Mi

Fonte: Autor

Observe que embora o NPC do sistema com o banco seja mais atrativo, este também possui um custo de investimento bem mais elevado, junto com um tempo de retorno mais longo, no entanto, pode ser visto que o custo relacionado à O&M em relação à rede é menor, e cerca de 43% mais vantajoso que o caso sem o banco, ou seja, o cenário com ar-

mazenamento reduz de maneira significativa os encargos relacionados à fatura de energia deste consumidor, e, se considerando o caso do atendimento somente pela, a redução no custos da fatura de energia chega à 70%. Outro ponto interessante é referente ao Custo de Energia (CE), que para o caso com baterias, pode-se ver que é mais atrativo que o caso só com o sistema solar FV. Por último, mas não menos importante, tem-se que o cenário com o banco consegue abastecer a carga com mais energia renovável que o caso só com solar FV, representando assim, um aumento de fração renovável de um sistema para outro de cerca de 20%. Na figura 5.26 são apresentados os gráficos de produção de energia elétrica de cada um dos casos.

Figura 5.26 – Caso poder público - Produção de energia elétrica



Fonte: Autor

Note que, embora os dois sistemas possuam uma pequena diferença de capacidades relativas ao inversor e aos painéis, o uso do banco de baterias contribui de maneira significativa para o aumento da parcela de energia renovável que abastece a carga. Sendo assim, é possível afirmar que, para este caso de poder público, o uso de armazenamento junto à um sistema solar fotovoltaico tende a ser mais atrativo do que simplesmente o uso de um sistema solar FV solo.

De maneira similar ao realizado nos casos anteriores, na tabela 5.8 é apresentado um comparativo das melhores topologias com e sem o uso de um banco de baterias, de modo à facilitar a visualização do impacto destes componentes na parcela referente à fração renovável que é destinada à carga.

Tabela 5.8 – Caso poder público - Comparativo das alternativas com e sem o banco

Alternativa	Painel FV (kW)	Inversor (kW)	B.B.	F.R. (%)
1	21059	5176	148	82
1A			0	62,8
2	18845	5344	0	61,9
2A			139	79,6

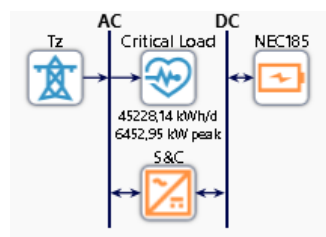
Fonte: Autor

A alternativa 1A representa o melhor sistema encontrado nesta análise, todavia, sem o uso do banco de baterias, veja que o ganho na parcela da fração renovável do caso com o banco para o com gira em torno de 19,2%. Já a alternativa 2A representa o segundo melhor caso desta análise considerando apenas a topologia com solar FV, no entanto, com a adição de um banco, escolhido pelo *software*, e composto por 139 baterias, note que o ganho na parcela de F.R. deste sistema com armazenamento gira em torno de 17,7%.

5.4.2 Uso de baterias para arbitragem

Analogamente ao caso industrial, esta análise busca estudar o impacto da operação do uso de baterias na carga deste consumidor, bem como na fatura de energia. A topologia deste caso é ilustrada na figura 5.27.

Figura 5.27 – Caso poder público - Topologia utilizada



Fonte: Autor

Os resultados encontrados para este consumidor em *software* são apresentados na figura 5.28.

Figura 5.28 – Caso poder público - Resultados obtidos

Architecture						Cost				
Icon 1	Icon 2	Icon 3	Icon 4	NEC185	Tz	S&C (kW)	NPC (R\$)	COE (R\$)	Initial capital (R\$)	O&M (R\$/yr)
Icon 1	Icon 2	Icon 3	Icon 4	53	1	1.479	R\$ 138M	R\$ 0,853	R\$ 8,50M	R\$ 13,2M
Icon 1	Icon 2	Icon 3	Icon 4		1		R\$ 144M	R\$ 0,891	R\$ 0,00	R\$ 14,7M

Fonte: Autor

Observe que a melhor alternativa encontrada pelo *software* representa um sistema com 53 baterias NEC DSS junto à um inversor de 1479 kW. Esta alternativa possui um investimento inicial de R\$ 8,50 milhões com um NPC ao final dos 15 anos de projeto de cerca de 138 milhões. Note também que valor de O&M desta opção (R\$ 13,2 milhões) ficou abaixo do custo de O&M do atendimento pela rede, assim, representando uma diminuição de cerca de 10% nos custos anuais relacionados à fatura de energia.

A tabela 5.9 apresenta alguns parâmetros econômicos do sistema com baterias em relação à rede solo.

Tabela 5.9 – Caso poder público - Comparativo com a rede solo

Parâmetro	Rede + Baterias
Diferença de NPC	6.105.515,00
Tempo de Retorno Simples	5,70

Fonte: Autor

Conforme apresentado, tanto o tempo de retorno quanto a diferença de NPC entre o caso com a rede solo e o caso com o banco de baterias tornam esta alternativa uma solução viável ao consumidor. Na figura 5.29 são apresentados os resultados anuais referentes à economia na fatura de energia devido ao uso do banco de baterias.

Figura 5.29 – Caso poder público - Economia da fatura de energia

Compare Economics		
Utility Bill Savings (R\$/yr)	Demand Charge Savings (R\$/yr)	Energy Charge Savings (R\$/yr)
R\$ 1,49M	R\$ 182.267	R\$ 1,31M

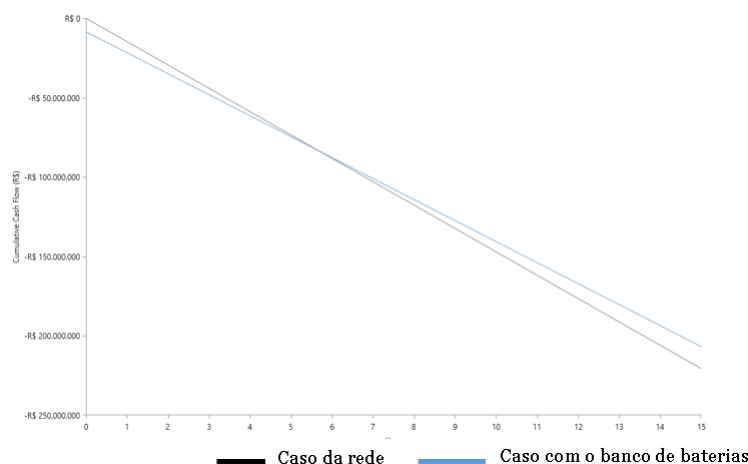
Fonte: Autor

Observe que, conforme apresentado na figura 5.28, o custo da fatura de energia do caso com atendimento solo da rede gira em torno de R\$ 14,7 milhões, e a economia gerada nesta fatura com uso do sistema à baterias equivale à cerca de 10% do custo da mesma, note também que a parcela referente à compra de energia, avaliada em 1,31 milhões, conforme apresentado na figura acima, equivale à cerca de 87% deste montante, ou seja,

maior parte da economia na fatura de energia é devido à redução dos encargos de compra de energia da carga à rede durante os períodos de maior custo, representando assim, a utilização do serviço de arbitragem.

Na figura 5.30 é apresentado o fluxo de caixa cumulativo entre alternativa com o uso do banco de baterias e a rede da concessionária.

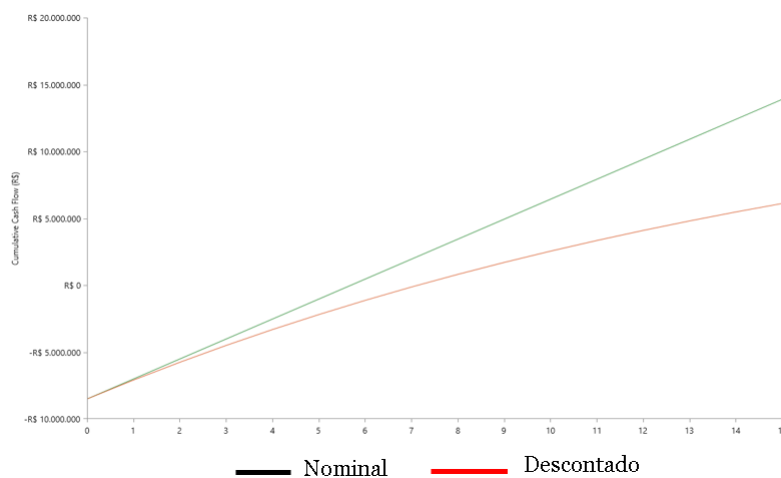
Figura 5.30 – Caso poder público - Fluxo de caixa cumulativo



Fonte: Autor

A linha em preto representa a opção com uso de baterias e a em azul o caso da rede. O ponto de intersecção das duas retas fornece o *payback* simples do sistema com baterias, dado que a partir deste ponto é mais atrativo possuir o banco de baterias junto à carga. Outro ponto interessante é apresentado na figura 5.31.

Figura 5.31 – Caso poder público - Diferença entre o fluxo de caixa descontado e o nominal



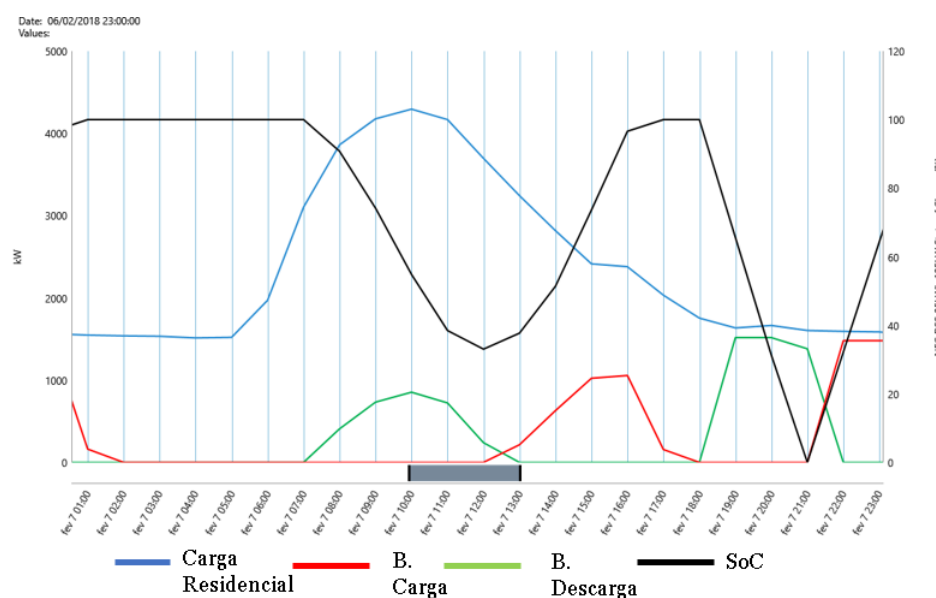
Fonte: Autor

A linha em vermelho do gráfico acima representa o fluxo de caixa cumulativo descontado, que ao final do projeto equivale ao valor da diferença entre os NPCs da rede

e do caso com baterias, exposto na tabela 5.9, com valor de R\$ 6.105.515,00. Já a linha em verde representa o fluxo de caixa cumulativo nominal, onde este desconsidera a taxa de desconto do projeto, representando ao final do projeto o valor de R\$ 13.886.347,00, que também equivale ao valor economizado da fatura de energia multiplicado pelo tempo restante de projeto a partir do ano em que ocorreu o *payback*.

Por fim, analogamente ao caso industrial, na figura 5.32 é ilustrado o impacto da operação deste banco de baterias na carga do consumidor para um dia qualquer com baixo consumo.

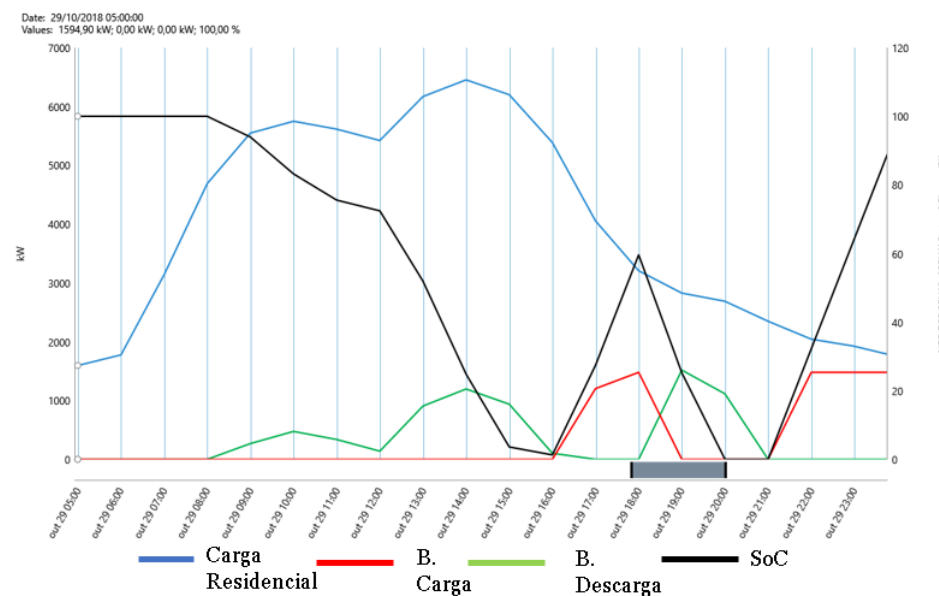
Figura 5.32 – Caso poder público - Impacto do banco na carga para um dia de baixo consumo



Fonte: Autor

Para este dia de menor consumo, a bateria é descarregada tanto no período de maior demanda do sistema que ocorre dentro do período fora ponta, quanto no período ponta, a fim de realizar o serviço de arbitragem. Observe também que o período escolhido para carregar a bateria ocorre dentro do período de fora ponta, cujo custo de compra de energia da rede é mais barato. Outro ponto interessante é referente ao SoC do banco de baterias (linha em preto), que durante o primeiro pico de descarga do banco atinge um percentual de 33,03%, e que durante o maior pico de descarga que ocorre no período ponta, chega à 0%, ou seja, entregando toda a energia armazenada para suprir a carga. A figura 5.33 apresenta a mesma análise, no entanto, para um dia de maior consumo.

Figura 5.33 – Caso poder público - Impacto do banco na carga para um dia de elevado consumo



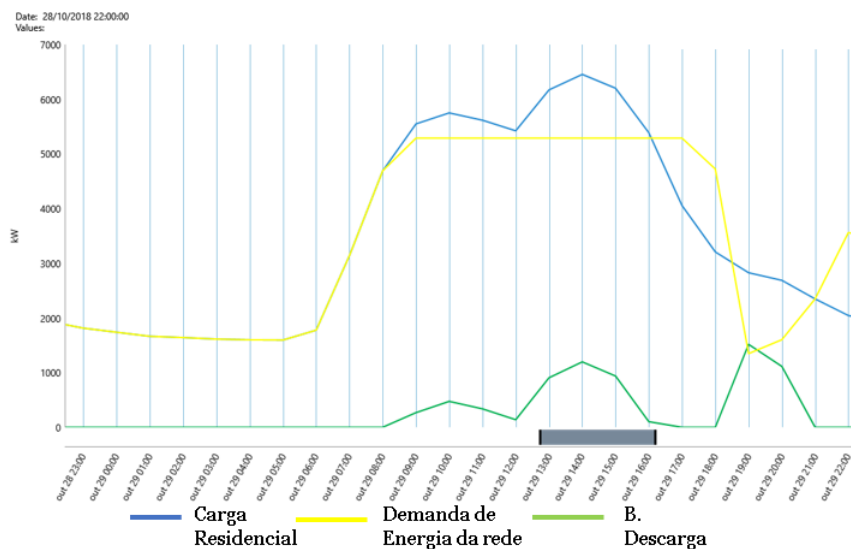
Fonte: Autor

Note que agora, o banco de baterias é utilizado para descarregar durante os dois picos de demanda que ocorrem dentro do período fora ponta, a fim de reduzir os encargos relacionados à demanda, e durante o período ponta a fim de reduzir os encargos relacionados à compra de energia da rede, figurando assim o serviço de arbitragem. Observe que o período de carga da bateria ocorre durante o período fora ponta, cujo preço de compra de energia é mais barato. Conforme pode ser visto, a operação do banco de baterias para os dois períodos representa o serviço de arbitragem, de modo à reduzir os encargos relacionados à compra de energia da rede. Note também que o SoC do banco atinge o valor próximo à zero duas vezes durante a operação, chegando a entregar toda a energia armazenada para a carga durante o período de descarga no posto tarifário ponta.

5.4.3 Uso de baterias para corte

A topologia utilizada para este caso é a mesma exposta na figura 5.27. Nesta análise é realizada a avaliação do impacto da operação de baterias no pico de demanda do sistema, para um mês com alta demanda de energia e um com menor. Analogamente ao caso anterior, a melhor alternativa encontrada foi um sistema com 53 baterias NEC DSS junto à um inversor de 1479 kW. Na figura 5.34 é apresentado o impacto do uso do banco de baterias para um dia de alta demanda.

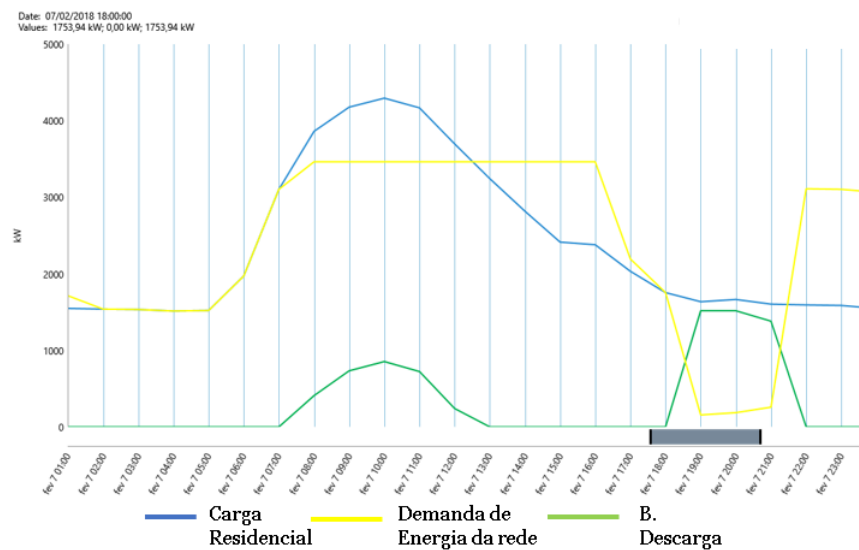
Figura 5.34 – Caso poder público - Impacto do banco na carga para um dia de elevado consumo



Fonte: Autor

Na figura 5.34 o banco de baterias é descarregado mais de uma vez, no período fora ponta durante o maior pico de demanda de energia da carga, avaliado em 6452,95 kW, a potência de descarga do banco equivale à 1196,14 kW, levando a carga a um novo pico avaliado em 5286,71 kW, com uma redução de aproximadamente 18%. Note também que o banco descarrega durante o período ponta, onde, no pico de descarga, avaliado em 1561,81 kW, a demanda de energia da carga do consumidor vai de 2826,35 kW para 1347,46 kW, o que resulta numa redução de cerca de 52%, cortando assim, a demanda deste período pela metade. Na figura 5.35 é apresentada a mesma análise para um dia de menor demanda.

Figura 5.35 – Caso poder público - Impacto do banco na carga para um dia de baixo consumo



Fonte: Autor

Durante a descarga do banco no período fora ponta, avaliado em 853,10 kW, a demanda de energia da carga à rede, vai de 4294,12 KW à uma nova demanda de 3462,35 kW, representando assim, uma redução de cerca de 19%. No entanto, o maior pico de descarga do banco ocorre no período ponta, avaliado em 1516,81 KW, onde este faz com que a demanda de energia da carga à rede vá de 1664,34 kW à 185,45 kW, fornecendo assim, cerca de 89% da demanda da carga neste momento.

Conforme pode ser visto, o uso do banco contribui de maneira significativa para a redução do pico de demanda do sistema, vale lembrar que, como mostrado na tabela 5.9, a topologia desta alternativa traz consigo um economiza na fatura anual de cerca de R\$ 1.492.681,00, onde a redução nos custos relacionados à demanda de energia equivalem à R\$ 182.267,00 deste montante.

5.4.4 Discussão dos resultados

Os resultados para este consumidor também se mostraram atrativos, obteve-se que para o caso do uso do banco de baterias em sinergia ao sistema solar FV o valor do NPC do sistema com armazenamento acabou sendo bem mais baixo, com um tempo de retorno estimado em 3,9 anos e atendendo a carga com 82% da energia sendo proveniente da fonte solar FV, percentual esta que representou em simulação ser pelo menos 20% maior que o melhor caso com atendimento somente por solar FV. Vale também mencionar que esta topologia possibilita uma economia nos custos da fatura anual de energia de cerca de 70%.

Quanto ao uso do banco para o serviço de arbitragem, obteve-se que a alterna-

tiva também era viável, com um tempo de retorno estimado em 5,7 anos, este sistema possibilita a redução de cerca de 10% nos custos relacionados à fatura de energia anual do consumidor, com cerca de 87% deste percentual sendo decorrente da diminuição dos custos de consumo de energia devido ao uso do serviço de arbitragem.

Ainda considerando este mesmo sistema, obteve-se que o impacto do banco no pico de demanda de energia foi bastante expressivo, reduzindo o pico do período fora ponta em cerca de 19% durante um mês de menor consumo, e, considerando este mesmo mês, reduzindo em 89% a demanda de potência durante o período ponta, gerando assim, uma economia na parcela de demanda da fatura que girou em torno de 13% do total economizada anualmente.

6 CONCLUSÃO

Dentre todas as opções neste estudo simuladas, pode-se concluir que o uso de sistemas com baterias ainda não é uma realidade viável para o setor de consumo residencial, ainda que o caso com a tarifa branca tenha chegado perto, principalmente se utilizada sem uso de um sistema solar FV em conjunto. No entanto, o uso destas tecnologias para o setor industrial e de poder público tendeu a ser mais atrativo, visto à vasta gama de benefícios que os serviços de arbitragem e corte de pico conseguem agregar a estes consumidores, todavia, a melhor opção em todos os casos com armazenamento foi a de uso em sinergia com a fonte solar FV, representando assim, possivelmente, uma tendência futura para o mercado, e, considerando que haja uma massiva redução nos preços das tecnologias de baterias, conforme apontado em *reports* da IRENA, pode-se ainda ter um cenário mais atrativo para o setor residencial.

Vale lembrar que todos os casos de estudo não consideraram nenhuma fonte de incentivo em relação ao uso de sistemas de armazenamento, logo, dado que como tanto para o caso industrial quanto para o de poder público os resultados foram atrativos, pode se ainda afirmar que a implementação destes sistemas em conjunto com resoluções e incentivos federais ou estaduais, pode vir a tornar estas tecnologias em componentes fundamentais para o sistema elétrico, podendo atuar nos diversos níveis do SEP brasileiro.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Não obstante, os resultados e conclusões deste trabalho, muitos estudos ainda são necessários para se ter uma abordagem mais precisa em cima deste tema de armazenamento com uso de baterias, dentre algumas possíveis vertentes deste trabalho pode-se citar:

- Modelagem mais precisa das diferentes cargas, levando em consideração as parcelas referentes a demanda reativa e ao consumo reativo.
- Estudo de caso com outras classes de consumo.
- Modelagem com outras tecnologias de baterias alternativas às baterias de íons de lítio.
- Identificação do impactos destes sistemas armazenadores no alimentador da concessionária.

REFERÊNCIAS

AMARAL, R. C. do. **IMPACTO TÉCNICO E ECONÔMICO DA ENERGIA SOKAR FOTOVOLTAICA EM PRÉDIOS PÚBLICOS ATRAVÉS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. 179 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Maria, 2016.

ANEEL. **REN 414**. 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>.

_____. **REN 482**. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>.

_____. **REN 687**. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>.

_____. Micro e minigeração distribuídas. **Cadernos Temáticos ANEEL**, p. 34, 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset{_}publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827?inheritRedirect=fa>.

_____. **PROJETO ESTRATÉGICO: ARRANJOS TÉCNICOS E COMERCIAIS PARA A CHAMADA N 021/2016 INSERÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**. 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656831/14930433/Chamada+PD{_}Estrategico{_}21{_}Armazenamento{_}Julho2016/0210802b-b6a6-4ed5-aa9e->>.

_____. **REN 786**. 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>>.

_____. **Banco de Informações de Geração - Capacidade de Geração do Brasil**. 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>.

_____. **PRORET - Módulo 7**. 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>.

ARMIN, S. Dimensionamento de baterias para instalações fotovoltaicas. **FotoVolt em Eletricidade Moderna**, p. 4, aug 2015.

BERNARDON, D. P. et al. **Sistemas de Distribuição no Contexto das Redes Elétricas Inteligentes: uma abordagem para reconfiguração de redes**. [S.l.]: AGE-POC, 2015. 163 p. ISSN 0263-2772. ISBN 1367327121.

BLUESOL. **Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica**. [s.n.], 2018. 114 p. Disponível em: <www.blue-sol.com>.

- BUENO, A.; BRANDÃO, C. **Visão Geral de Tecnologia e Mercado para os Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica no Brasil**. [S.l.], 2016. 62 p.
- CSR Energia Solar. **Sistema Fotovoltaico Híbrido On Grid e Off Grid**. 2018. Disponível em: <<http://www.csrenergiasolar.com.br/blog/sistema-fotovoltaico-hibrido-on-grid-e-off-grid>>.
- DEREK, S. et al. Energy Storage as a Peaker Replacement. **IEEE Electrification Magazine Vol 6**, p. 7, 2018.
- EASE. Joint EASE / EERA recommendations for a European Energy Storage Technology Development Roadmap towards 2030. p. 226, 2013. Disponível em: <<http://www.ease-storage.eu/tlfiles/ease-documents/Stakeholders/ESRoadmap2030/EASE-EERAESTechDevRoadmap2030Final2013.03.11>>
- _____. **Energy Storage Technologies**. 2018. Disponível em: <<http://ease-storage.eu/energy-storage/technologies/>>.
- _____. **Lithium Ion Battery**. 2018. Disponível em: <<http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASETDLi>>.
- GUEDES, J. C. d. S.; AGUIAR, J. C. R. Electricity Tariff Manual. p. 56, 2011.
- GYUK, I. et al. **Grid Energy Storage - U.S. Department of Energy**. [S.l.], 2013. 67 p. Disponível em: <<http://www.sandia.gov/ess/docs/other/GridEnergyStorageDec>>.
- KANE, M. **Tesla Energy Reveals Powerpack Pricing, Starting From 200 kWh Of Storage**. 2016. Disponível em: <<https://insideevs.com/tesla-energy-reveals-powerpack-pricing/>>.
- KEMPENER, R.; BORDEN, E. Battery Storage for Renewables : Market Status and Technology Outlook. **International renewable energy agency**, n. January, p. 6, 2015. ISSN 02133911.
- MCNAMARA, B.; ROSENWAX, L. **The mismanagement of dying**. [S.l.: s.n.], 2007. v. 16. 373–383 p. ISSN 1446-1242. ISBN 1446-1242.
- Northern Arizona Wind and Sun. **Schneider Electric 865-2524 Conext SW 3,000 Watts, 24VDC Inverter/Charger for Split-phase 120/240 VAC**. 2018. Disponível em: <<https://www.solar-electric.com/schneider-electric-sw-conext-inverter-2524-120.html>>.
- LOUDALOV, A. et al. Value analysis of battery energy storage applications in power systems BT - 2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2006, October 29, 2006 - November 1, 2006. p. 2206–2211 BN – 142440178X, 2006. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1109/PSCE.2006.296284>>.

- PACIFICORP. **Battery Energy Storage Study for the 2017 IRP**. [S.l.], 2016. 40 p.
- QUEIROZ, P. V. S. de. **Mensuração do consumo de energia elétrica: algoritmo para detecção de potenciais usuários da termoacumulação como alternativa para deslocamento de carga**. 98 p. Tese (Doutorado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RIO), 2011. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/Busca{_}etds.php?strSecao=resultado{\&}nrSeq=3>.
- REN21. **Ren21: Renewables 2018 global status report**. [S.l.: s.n.], 2018. ISBN 9783981891133.
- RENEWABLE, I.; AGENCY, E. **Electricity Storage and Renewables : Costs and Markets To 2030**. [S.l.: s.n.], 2017. ISBN 9789292600389.
- ROBSON, P.; BONOMI, D. **Growing The Battery Storage Market 2018: Exploring four key issues**. [S.l.], 2018. Disponível em: <<file:///D:/Bibliografia/Bateriesdesegonavida/Growingthebatteryenergystoragemarket2018.pdf>>.
- Sandia National Laboratories. **DOE Global Energy Storage Database**. 2018. Disponível em: <<https://www.energystorageexchange.org/>>.
- Schrøder Pedersen, A. **European Energy Storage Technology Development Roadmap towards 2030**. [S.l.], 2014.
- SOLAR, M. C. **Painel solar 330W Canadian Solar - CS6U-330P**. 2018. Disponível em: <<https://www.minhacasasolar.com.br/produto/painel-solar-330w-canadian-solar-cs6u-330p-79230>>.
- WEC. **World Energy Resources E-Storage 2016**. [S.l.], 2016. 61 p. Disponível em: <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/03/WERResources{_}E-storage{_}20>.
- WIRTH, H. Recent {Facts} about {Photovoltaics} in {Germany}. v. 1, n. August, p. 19–20, 2015. Disponível em: <<http://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/recent-facts-about-photovoltaics-in-germany.pdf>>.

APÊNDICES

Apêndice A – Informações referentes a modelagem dos sistemas

Abaixo são apresentadas as informações dos valores das tarifas utilizadas.

Figura A.1 – Dados das tarifas utilizadas

Residencial					
Sob encargos da bandeira vermelha					
RGE SUL - Tarifa convencional (Nov/2018)					
Descrição	Tarifa sem tributos (R\$/kWh)	Tributos	%		
TUSD	0,2505	ICMS	30		
TE	0,34682	PIS	0,89		
Total	0,59732	COFINS	3,53		
Valor de entrada no Homer Grid		0,9108 R\$/kWh			

Sob encargos da bandeira vermelha					
RGE SUL - Tarifa Branca sem tributos (Nov/2018)					
TUSD	I	FP	P	Tributos	%
{R\$/kWh}	0,33559	0,16541	0,50576	ICMS	30
TE	I	FP	P	PIS	0,89
{R\$/kWh}	0,33266	0,33266	0,505257	COFINS	3,53
Homer Grid - Valores de entrada com tributos					
R\$/kWh	I	FP	P		
	1,0189	0,7595	1,5375		

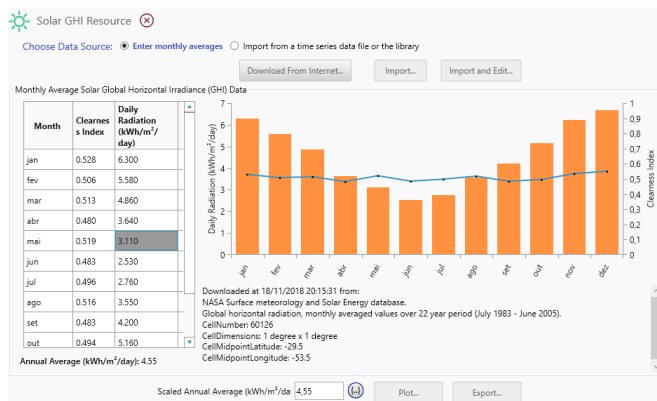
Industrial				
Sob encargos da bandeira vermelha				
RGE SUL - Tarifa verde sem tributos (Nov/2018)				
TUSD	FP	P	Tributos	%
{R\$/kWh}	0,06167	0,84036	ICMS	18
TE	FP	P	PIS	0,89
{R\$/kWh}	0,33266	0,50257	COFINS	3,53
R\$/kW	Dem. Única	21,67	Dem. Ult.	43,34
Homer Grid - Valores de entrada com tributos				
R\$/kWh		R\$/kW		
FP	P	Dem. Única	Dem. Ult.	
0,4808	1,6377	27,9324	55,8649	

Poder Público				
Sob encargos da bandeira vermelha				
RGE SUL - Tarifa azul sem tributos (Nov/2018)				
TUSD	FP	P	Tributos	%
{R\$/kWh}	0,06167	0,06167	ICMS	30
TE (R\$/kWh)	FP	P	PIS	0,89
	0,33266	0,50257	COFINS	3,53
Dem. FP	21,67		Dem. Ult.	64,56
Dem. P	32,38		D.Ult.	43,34
Homer Grid - Valores de entrada com tributos				
Consumo		Demanda		
FP	P	FP	P	
0,5633	0,806	30,95	46,25	
		D.Ult.FP	D.Ult.P	
		61,91	92,22	

Fonte: RGE SUL (2018)

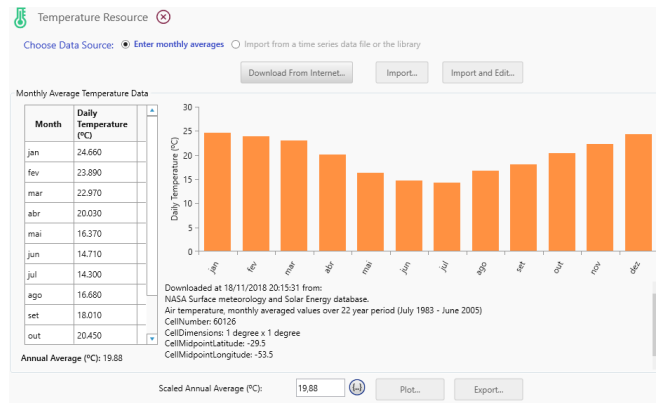
Os dados referentes aos recursos naturais podem ser visualizados abaixo.

Figura A.2 – Dados do recurso solar



Fonte: Ferramenta Resources

Figura A.3 – Dados de temperatura



Fonte: Ferramenta *Resources*

ANEXOS

Anexo A – Valores de CIP utilizados



Estado do Rio Grande do Sul
 Prefeitura Municipal de Santa Maria
 Secretaria de Município de Finanças
 Superintendência de Receita

Anexo I

TABELA ANEXA AO TERMO ADITIVO		
Classe/Subclasse	Faixa de consumo	Valores CIP em 2015
	kw	RS
RESIDENCIAL	0 - 100	1,63
	101 - 300	4,90
	301 - 500	7,34
	501 - 1000	13,04
	1001 - 2000	16,30
	acima 2000	19,60
RESIDENCIAL/BAIXA RENDA	0 - 100	ISENTO
	101 - 300	4,90
	301 - 500	6,50
	Acima 500	8,15
COMERCIAL/SERVIÇOS	0 - 100	3,18
	101 - 300	5,30
	301 - 500	8,50
	501 - 1000	10,60
	1001 - 2000	21,20
	2001 - 3000	31,79
	3001-5000	42,38
	5001 - 10.000	52,97
	10001 - 20000	63,40
	Acima de 20000	74,16
INDUSTRIAL	0 - 100	1,95
	101 - 300	5,30
	301 - 500	8,50
	501 - 1000	10,60
	1001 - 2000	21,20
	2001 - 3000	31,79
	3001-5000	42,38
	5001 - 10.000	52,97
	10001 - 20000	63,40
	Acima de 20000	74,16
RURAL	0 - 300	ISENTO
	301 - 500	6,52
	501 - 1000	8,15
	1001 - 2000	9,78
	Acima 2000	11,41
PODER PÚBLICO ESTADUAL/ FEDERAL	0 a 99.999.999	163,00
SERVIÇO PÚBLICO ESTADUAL/FEDERAL	0 a 99.999.999	163,00

Os valores da CIP serão reajustados conforme §4º do Art. 4º da Lei Complementar nº. 74/2009

Anexo B – Dados comerciais utilizados

Figura B.1 – Dados do inversor utilizado para o caso industrial e do poder público

54 Powerpacks
2,500 kW | 5,400 kWh | 2.2 hour duration
Peak Power: 2,500 kW

54 Powerpacks	\$2,538,000
10 Bi-Directional 250 kW Inverters	\$650,000
Cabling & Site Support Hardware	\$29,000
Total Estimate Excluding Installation	\$3,217,000

Occupies about 96 m² plus clearance

ORDER

Tesla Energy – Powerpack

Fonte: INSIDEEVS (2016)

Figura B.2 – Dados do painel utilizado nas simulações

Painel Solar 330W Canadian Solar - CS6U-330P
SKU 1768

Disponibilidade: Imediata
4.9 de 5 (83)

Este painel produz cerca de 49 kWh/Mês no Brasil.

R\$ 739,00
6 x sem juros de R\$ 123,16
ou 12 x de R\$ 69,88 com juros [Ver parcelas](#)

ou R\$ 665,10 (10,00% de desconto no Boleto Bancário)

Adicionar ao Carrinho

Frete e prazo: CEP Ok

Não sei meu cep

Fonte: Minha Casa Solar (2018)

Figura B.3 – Dados do inversor utilizado para o caso residencial



Schneider Electric 865-2524 Conext SW 3,000 Watts, 24VDC Inverter/Charger for Split-phase 120/240 VAC

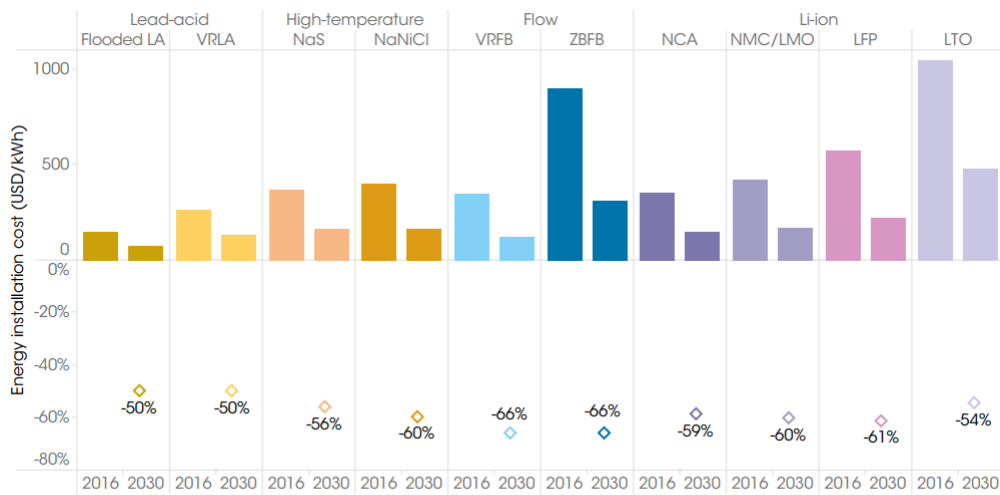
SKU: 865-2524
Be the first to review this product

\$1,195.00

Schneider Electric 865-2524 Conext SW 3,000 Watts, 24VDC Inverter/Charger for Split-phase 120/240 VAC

Fonte: Northern Arizona Wind and Sun (2018)

Figura B.4 – Gráfico com os preços médios das tecnologias em baterias



Note: LA = lead-acid; VRLA = valve-regulated lead-acid; NaS = sodium sulphur; NaNiCl = sodium nickel chloride; VRFB = vanadium redox flow battery; ZBFB = zinc bromine flow battery; NCA = nickel cobalt aluminium; NMC/LMO = nickel manganese cobalt oxide/lithium manganese oxide; LFP = lithium iron phosphate; LTO = lithium titanate.

Fonte: IRENA(2017)

Figura B.5 – Valores de ICMS - Site da CPFL

Alíquota ICMS Rio Grande do Sul					
CLASSE	Faixa Consumo Atual	ALÍQUOTA ATUAL	Nova Faixa de Consumo	NOVA ALÍQUOTA	LEI
Industrial	faturado	17%	faturado	18%	CAE com 1ª posição 3 4 5 ou 6 e com II - alíquota (consultar SEFAZ/RS) Lei Estadual 14.743 de 24 de setembro de 2013 altera o Decreto nº 37.699, de 26 de agosto de 1997 - Regulamento do ICMS
	faturado	25%	faturado	30%	CAE com 1ª posição diferente de 3 4 5 ou 6 Lei Estadual 14.743 de 24 de setembro de 2013 altera o Decreto nº 37.699, de 26 de agosto de 1997 - Regulamento do ICMS
Residencial	Até 50 kWh	12%	Até 50 kWh	12%	Decreto nº 37.699, de 26 de agosto de 1997 - Regulamento do ICMS
	Acima de 50 kWh todo consumo faturado	25%	Acima de 50 kWh todo consumo faturado	30%	Lei Estadual 14.743 de 24 de setembro de 2013 altera o Decreto nº 37.699, de 26 de agosto de 1997 - Regulamento do ICMS
Poder Público	faturado	isento	faturado	isento	Órgãos da administração direta, fundações e autarquias, desde que, vinculadas à esfera do Poder Público Estadual - Decreto nº 37.699, de 26 de agosto de 1997 - Regulamento do ICMS
	faturado	25%	faturado	30%	Lei Estadual 14.743 de 24 de setembro de 2013 altera o Decreto nº 37.699, de 26 de agosto de 1997 - Regulamento do ICMS

Fonte: RGE SUL (2018)