

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

Giovana Bortoluzzi Brondani

**METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS
COMERCIAIS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA
PARA OFERTA DE FLEXIBILIDADE**

Santa Maria, RS

2023

Giovana Bortoluzzi Brondani

**METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS COMERCIAIS DE
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA OFERTA DE
FLEXIBILIDADE**

Dissertação de mestrado apresentado ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Luciane Neves Canha (UFSM)

Santa Maria, RS

2023

Brondani, Giovana Bortoluzzi
METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS
COMERCIAIS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA
OFERTA DE FLEXIBILIDADE / Giovana Bortoluzzi Brondani.-
2023.
90 p.; 30 cm

Orientador: Luciane Neves Canha
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2023

1. Armazenamento de energia 2. Flexibilidade de
Energia Elétrica 3. Horário de Ponta 4. Sistema de
Compensação de Energia 5. Sistema solar fotovoltaico I.
Canha, Luciane Neves II. Título.

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

Declaro, GIOVANA BORTOLUZZI BRONDANI, para os devidos fins e sob as penas da lei, que a pesquisa constante neste trabalho de conclusão de curso (Dissertação) foi por mim elaborada e que as informações necessárias objeto de consulta em literatura e outras fontes estão devidamente referenciadas. Declaro, ainda, que este trabalho ou parte dele não foi apresentado anteriormente para obtenção de qualquer outro grau acadêmico, estando ciente de que a inveracidade da presente declaração poderá resultar na anulação da titulação pela Universidade, entre outras consequências legais.

Giovana Bortoluzzi Brondani

**METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS COMERCIAIS DE
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA OFERTA
DE FLEXIBILIDADE**

Dissertação de mestrado apresentado ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), como requisito parcial para a obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Aprovada em 31 de agosto de 2023:

Prof.^a Dr.^a Luciane Neves Canha (UFSM)
(Presidente/Orientadora)

Dr. Camilo Alberto Sepulveda Rangel (UFSM)

Dr. Rodrigo Motta de Azevedo (IFSUL Pelotas)

Santa Maria, RS

2023

*Quando tudo parecer dar errado em sua vida,
lembre-se que o avião decola contra o vento, e
não a favor dele. (Henry Ford)*

RESUMO

METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS COMERCIAIS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA OFERTA DE FLEXIBILIDADE

AUTORA: Giovana Bortoluzzi Brondani
ORIENTADORA: Dr.^a Luciane Neves Canha

A crescente participação de diversos agentes e formas de geração de energia elétrica, especialmente a energia solar fotovoltaica, está contribuindo para um setor elétrico mais independente, porém, com um grau de complexidade operacional ainda maior. Os sistemas de armazenamento de energia, principalmente baterias, surgem como alternativa para flexibilizar essa operação. No entanto, ainda existem algumas barreiras em relação à sua utilização, devido aos elevados custos de implementação, limitadas oportunidades de aplicação com retorno financeiro e preocupações ambientais. Portanto, este trabalho possui como principal objetivo promover a utilização desse tipo de solução e discutir o papel dos consumidores no setor elétrico, não apenas como meros consumidores, mas como agentes ativos no mercado. A partir de um estudo de caso de uma unidade consumidora do grupo A, será analisada a utilização de sistemas de armazenamento por meio de baterias de lítio para suprir o seu consumo no horário de ponta. Atualmente, esse modelo de negócio já é amplamente empregado no Brasil, principalmente com o uso de geradores a diesel. O formato de recarga das baterias será de duas formas: por meio da rede da distribuidora e através de um sistema solar fotovoltaico. O objetivo é avaliar qual desses formatos de recarga oferece o melhor retorno financeiro. Além disso, será proposto um estudo de caso em que, além dos benefícios de redução do consumo na ponta, o consumidor faça a instalação de um sistema com 20% de flexibilidade, permitindo-lhe a oferta dessa energia excedente à distribuidora. Essa comercialização de energia é vantajosa para a distribuidora, pois reduziria o investimento em ativos destinados a atender cargas específicas. Como conclusão do trabalho, fica evidente que, para incentivar os consumidores a investirem em flexibilidade de energia, é necessário que a distribuidora de energia esteja disposta a rever os modelos atuais de compensação de energia elétrica, de modo a tornar a remuneração por essa troca de energia benéfica para ambas as partes e reduzir o período de retorno do investimento (*payback*). Além disso, a contribuição principal do trabalho é a discussão do uso do excedente de energia produzido pela geração distribuída e da capacidade de energia armazenada em baterias para oferta de flexibilidade à rede. Embora a legislação atualmente não permita, considerando o potencial dessa solução, poderia ser criado um mercado de flexibilidade na distribuição de energia elétrica.

Palavras-chave: Armazenamento de energia. Flexibilidade de Energia Elétrica. Horário de Ponta. Sistema de Compensação de Energia. Sistema solar fotovoltaico.

ABSTRACT

METHODOLOGY FOR SIZING COMMERCIAL ELECTRIC ENERGY STORAGE SYSTEMS TO OFFER FLEXIBILITY

AUTHOR: Giovana Bortoluzzi Brondani
ADVISOR: Luciane Neves Canha

The growing participation of different agents and forms of electrical energy generation, especially photovoltaic solar energy, is contributing to a more independent electrical sector, however, with an even greater degree of operational complexity. Energy storage systems, mainly batteries, emerge as an alternative to make this operation more flexible. However, there are still some barriers in relation to its use, due to high implementation costs, limited application opportunities with financial return and environmental concerns. Therefore, this work's main objective is to promote the use of this type of solution and discuss the role of consumers in the electricity sector, not just as mere consumers, but as active agents in the market. Based on a case study of a group A consumer unit, the use of storage systems using lithium batteries will be analyzed to supply consumption during peak hours. Currently, this business model is already widely used in Brazil, mainly with the use of diesel generators. The batteries will be recharged in two ways: through the distributor's network and through a solar photovoltaic system. The objective is to evaluate which of these top-up formats offers the best financial return. Furthermore, a case study will be proposed in which, in addition to the benefits of reducing consumption at the peak, the consumer installs a system with 20% flexibility, allowing him to offer this excess energy to the distributor. This energy sale is advantageous for the distributor, as it would reduce investment in assets intended to serve specific loads. As a conclusion of the work, it is clear that, to encourage consumers to invest in energy flexibility, it is necessary for the energy distributor to be willing to review current models of electrical energy compensation, in order to make the remuneration for this exchange of beneficial energy for both parties and reduce the payback period. Furthermore, the main contribution of the work is the discussion of the use of surplus energy produced by distributed generation and the energy capacity stored in batteries to offer flexibility to the grid. Although legislation currently does not allow it, considering the potential of this solution, a market for flexibility in the distribution of electrical energy could be created.

Keywords: Energy storage. Electric Power Flexibility. Peak Time. Energy Compensation System. Photovoltaic solar system.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Especificações da bateria.....	61
Tabela 2 - Especificações módulos fotovoltaicos.....	62
Tabela 3 - Degradação do sistema fotovoltaico.....	63
Tabela 4 - Especificações inversores fotovoltaicos	64
Tabela 5 - Valor sistema de armazenamento por kWh	66
Tabela 6 - Consumo em kWh grupo A	68
Tabela 7 – Tarifas com impostos grupo A	68
Tabela 8 - Quantitativos.....	69
Tabela 9 - Despesa com recarga pela rede da distribuidora, economia anual e investimento total	71
Tabela 10 – Investimento para os dois cenários	72
Tabela 11 - Estudo de caso proposto	73
Tabela 12 - Análise financeira estudo de caso com recarga através da rede da distribuidora ..	74
Tabela 13 - Resultado financeiro 25 anos recarga através da rede da distribuidora.....	75
Tabela 14 - Análise financeira estudo de caso com recarga através de energia solar fotovoltaica.....	76
Tabela 15 - Resultado financeiro 25 anos recarga através de energia solar fotovoltaica	77
Tabela 16 - Comparativo entre os dois cenários de recarga considerando queda no CAPEX ..	78
Tabela 17 – Estudo de caso proposto recarga através da rede da distribuidora.....	79
Tabela 18 – Estudo de caso proposto recarga através da energia solar fotovoltaica	79
Tabela 19 - Comparativo entre os dois cenários de recarga	82
Tabela 20 - Comparativo entre os dois cenários propostos	82
Tabela 21 - Perdas consideradas	89

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Comparação cenário atual e futuro	17
Figura 2 - Curva do Pato em um dia típico de primavera na Califórnia.....	23
Figura 3 - Curva do pato adormecido	24
Figura 4 - Exemplo de sistema de armazenamento inaugurado no Brasil	26
Figura 5 - Geração de Energia Elétrica por Fonte no Brasil	28
Figura 6 - Evolução da fonte solar fotovoltaica	29
Figura 7 - Modelo de agentes de mercado.....	30
Figura 8 - Diferenças nas modalidades de GD	32
Figura 9 - Diferenciação das tarifas por dia da semana.....	33
Figura 10 - Diferenciação dos horários na tarifa branca	34
Figura 11 - Curva de carga típica	38
Figura 12 - Resposta a demanda.....	39
Figura 13 - Sistema solar fotovoltaico + baterias	42
Figura 14 - Aplicações dos sistemas de armazenamento.....	43
Figura 15 - Energia solar e armazenamento	44
Figura 16 - Redução do consumo na ponta	45
Figura 17 - Peak Shaving	45
Figura 18 - Flexibilidade para consumidor sem GD e sem armazenamento.....	47
Figura 19 – Flexibilidade para consumidor com GD e sem armazenamento.....	48
Figura 20 - Flexibilidade para consumidor sem GD e com armazenamento	49
Figura 21 - Flexibilidade para consumidor com GD e com armazenamento	50
Figura 22 - Bateria unicoba	60
Figura 23 - Módulo/painel solar fotovoltaico.....	61
Figura 24 - Inversor Deye híbrido	64
Figura 25 - Esquemático de ligação do inversor híbrido.....	65
Figura 26 - Preço médio energia solar fotovoltaica.....	66
Figura 27 - Estudos de casos	70
Figura 28 - Resumo simulação sistema fotovoltaico.....	72
Figura 29 - Produção de energia pelo sistema fotovoltaico.....	72
Figura 30 - Estudo de caso recarga através da rede da distribuidora.....	75
Figura 31- Estudo de caso recarga através de energia solar fotovoltaica	77
Figura 32 - Payback flexibilidade de 20% e recarga através da rede da distribuidora.....	80

Figura 33 - Payback flexibilidade de 20% e recarga através da energia solar	80
Figura 34 - Parâmetros de perdas no Solergo	92

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Tarifa de energia elétrica	35
Quadro 2 -Etapas da metodologia	53

LISTA DE SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
DOD	Profundidade de descarga
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FP	Fora ponta
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
IF	Índice de flexibilidade
kV	quilovolt
kW	quilowatt
kWh	quilowatt hora
ONS	Operador Nacional do Sistema
RD	Resposta à demanda
REDS	Recursos energéticos distribuídos
RGE	Rio Grande Energia
SIN	Sistema interconectado nacional
SOC	Estado de carga
TE	Tarifa de energia
TIR	Taxa interna de retorno
TUSD	Tarifa do uso do sistema de distribuição
UC	Unidade consumidora
VPL	Valor presente líquido
VPP	<i>Virtual Power Plant</i>
W	<i>Watts</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	16
1.1	JUSTIFICATIVA	19
1.2	OBJETIVOS	20
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	21
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	22
2.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	26
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	27
3.1	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	27
3.1.1	Agentes reguladores.....	29
3.2	RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS (REDs)	30
3.3	SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	30
3.4	MODALIDADES TARIFÁRIAS	32
3.4.1	Grupo B	32
3.4.2	Grupo A	32
3.4.3	Tarifa branca	34
3.5	TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA	34
3.5.1	LEI 14.300/2022 – Marco Legal Da Micro e MiniGeração Distribuída	35
3.6	<i>ON GRID X OFF GRID X HÍBRIDO</i>	36
3.6.1	Instantaneidade ou simultaneidade	36
3.7	FLEXIBILIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA	37
3.8	CURVA DE CARGA	38
3.9	RESPOSTA A DEMANDA (RD)	39
3.10	ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	40
3.11	Benefícios do armazenamento de energia elétrica.....	43
3.11.1	<i>Backup</i> de energia e sistemas isolados	43
3.11.2	Redução de consumo no horário de ponta	44

3.11.3	Redução da demanda contratada (<i>peak shaving</i>).....	45
3.11.4	Regulação de sistemas de armazenamento	46
3.12	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	51
4	METODOLOGIA.....	52
4.1	CURVA DE CARGA E FLEXIBILIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA.....	46
4.2	DESENVOLVIMENTO DAS ETAPAS DA METODOLOGIA.....	52
4.3	METODOLOGIAS DE CÁLCULO	53
4.3.1	Consumo corrigido ponta	53
4.3.2	Capacidade de armazenamento das baterias.....	54
4.3.3	Número de baterias	54
4.3.4	Dimensionamento do sistema solar fotovoltaico.....	55
4.3.5	Análise financeira	55
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	59
5	DESENVOLVIMENTO PRÁTICO.....	60
5.1	LEVANTAMENTO DE DADOS	60
5.1.1	Baterias	60
5.1.2	Módulo fotovoltaico	61
5.1.3	Inversor fotovoltaico.....	63
5.1.4	Preço do sistema solar fotovoltaico	65
5.1.5	Preço do sistema de armazenamento	66
5.1.6	Premissas financeiras.....	66
5.1.7	Software de simulação SOLergo	67
5.1.8	Software de cálculo EXCEL.....	67
5.1.9	Dados da UC e tarifa de energia elétrica	67
5.2	ESTUDOS DE CASOS	68
5.3	ESTUDO DE CASO PROPOSTO – FLEXIBILIDADE DE ENERGIA	73
5.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	73

6	RESULTADOS.....	74
6.1	ESTUDO DE CASO DE REDUÇÃO DE CONSUMO NA PONTA.....	74
6.1.1	Viabilidade financeira do estudo de caso recarga através da rede da distribuidora....	74
6.1.2	Viabilidade financeira do estudo de caso recarga através do solar fotovoltaico	75
6.1.3	Estudo hipotético de redução no <i>CAPEX</i>	77
6.2	ESTUDO DE CASO PROPOSTO – flexibilidade de energia elétrica.....	78
6.3	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	80
6.3.1	Comparativo entre os dois estudos de casos a partir dos dois métodos de recarga	81
6.3.2	Comparativo entre os estudos de casos propostos	82
6.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	83
7	CONCLUSÕES.....	84
7.1	TRABALHOS FUTUROS	85
	REFERÊNCIAS.....	86
	ANEXO A – PARÂMETROS DO SOLERGO	89

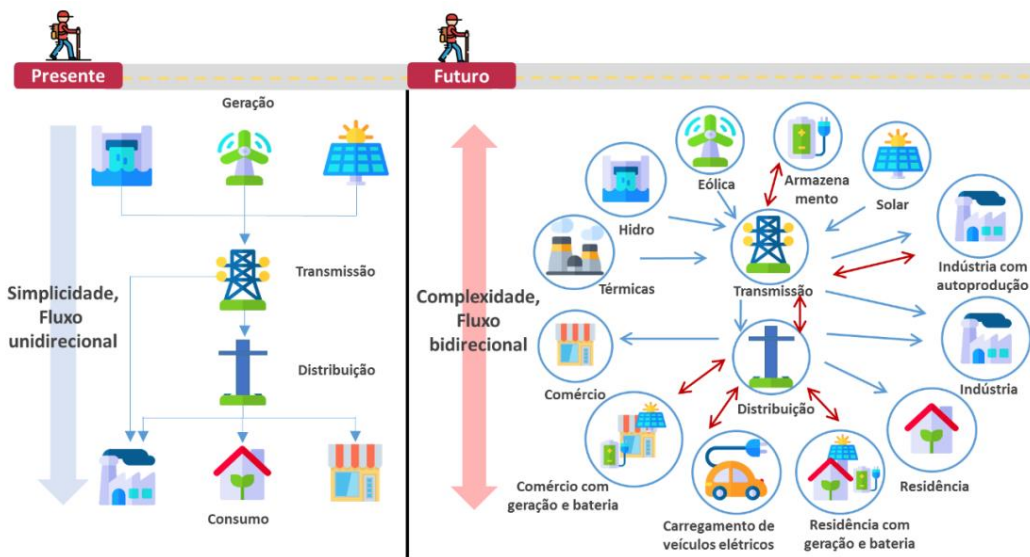
1 INTRODUÇÃO

Com a finalidade de adequar a produção e o consumo para um futuro mais sustentável, o setor elétrico está passando por mudanças, no que está sendo chamado de “3D” da energia: descarbonização, descentralização e digitalização. A descarbonização envolve a busca pela redução e até mesmo a eliminação da emissão de gás carbônico na atmosfera, incentivando o avanço de novas opções de geração renovável, predominantemente solar fotovoltaica e eólica. A descentralização significa que os consumidores não são mais apenas meros receptores de energia. Agora, tornam-se atores mais dinâmicos, não só com a capacidade de fornecer energia, mas também de escolher e comprar energia mais barata de forma variável durante o dia ou em qualquer período. A digitalização atua nesse contexto trazendo automação, inovação e novos sistemas de administração que apoiam o rápido desenvolvimento do setor.

Mecanismos inteligentes de integração e gerenciamento de recursos energéticos distribuídos (REDs) estão em constante evolução, visando proporcionar maior eficiência e autonomia energética aos consumidores. Nesse contexto, o modelo de atuação centralizada cede espaço para um modelo distribuído, alterando os fluxos de energia e aumentando consideravelmente a complexidade dos sistemas elétricos.

Na Figura 1 é apresentada essa comparação entre os cenários atual e futuro. Importante frisar que algumas dessas transformações e gerenciamento dos recursos que são tratados como futuro já são realidade em alguns países. Segundo o Conselho Mundial de Energia (2017) essas mudanças começaram a ocorrer entre os anos de 2017 e ocorrerão até 2025.

Figura 1 - Comparação cenário atual e futuro



Fonte: NYISO, 2017.

No cenário futuro, a crescente participação de vários agentes e formas de geração de energia contribuirá com um setor elétrico mais independente. É importante também avaliar que o armazenamento de energia por meio de baterias e veículos elétricos está crescendo cada vez mais no mercado de distribuição. Essa visão mais inovadora traz elementos para garantir ao prossumidor, consumidor que atende todo ou parte do consumo de energia elétrica através da produção de energia, a possibilidade de gerar sua própria energia e oferecer à distribuidora a possibilidade de modulação e injeção na rede.

No cenário Brasileiro, o prossumidor, recebe créditos na sua fatura pelo saldo positivo de energia gerada através do sistema de compensação de energia elétrica. Se o saldo de energia for positivo o consumidor recebe créditos de energia (quilowatt hora, kWh) com validade de 60 (sessenta) meses. No entanto, os prossumidores não podem comercializar o excedente de energia elétrica. Além disso, a rede da concessionária é utilizada como *backup* quando a energia gerada localmente não é suficiente para suprir todo o consumo da unidade (GESEL, 2021).

Devido às características das fontes renováveis, de natureza estocástica e de difícil previsão com elevada variabilidade e não despachável, há muitas incertezas quanto à indisponibilidade de energia e impactos nas redes. Sendo assim, as distribuidoras precisam se ajustar para este novo cenário e garantir a operação eficiente das suas redes.

Do lado das distribuidoras de energia elétrica, com esse novo cenário, nos últimos anos, é possível verificar um desconforto com relação ao sistema atual de compensação, pois

elas acreditam que a remuneração pelo uso do sistema de distribuição é injusta. O principal motivo seria que o consumo de energia tende a reduzir à medida que surge uma alta penetração de REDs. No ano de 2022 com o Marco Legal da Geração Distribuída, nova lei conhecida como taxaço do sol, esse desconforto ficou claro, pois a premissa da lei era de que os produtores de energia solar fotovoltaica arcassem com os custos de distribuição (ABSOLAR, 2023). Após inúmeras discussões no setor, foram aplicadas algumas regras de transição, que permitiram que os consumidores tivessem uma transição mais lenta desses pagamentos.

Quando a energia elétrica é oriunda de energia renovável, como solar e eólica, parte dos entraves para disseminação dessas fontes, está relacionado ao avanço das tecnologias de armazenamento de energia. Esses sistemas permitem aproveitar os momentos de excesso de geração de energia para armazená-la e futuramente ser utilizada em momentos de escassez ou para comercialização do excedente. Sendo assim, o consumidor poderia ter um sistema com flexibilidade, pois teria capacidade de adaptar o balanço entre consumo e geração no menor tempo e com o menor custo. Além disso, ele poderia ofertar essa flexibilidade ao sistema elétrico se houvessem mecanismos em que essa troca se mostre vantajosa.

Os sistemas de armazenamento têm sido utilizados em conjunto com a geração distribuída (GD) para reduzir a injeção do excedente de energia produzido na rede da distribuidora, aumentando o autoconsumo e os ganhos financeiros dos consumidores. Eles também podem auxiliar no deslocamento do consumo da rede de acordo com a necessidade do sistema elétrico a partir de tarifas eficientes, no qual o consumidor pode optar arbitrariamente em comprar e armazenar energia quando estiver barata e vender quando estiver cara. Sendo assim, podemos verificar três nichos de mercado em que as baterias ganharão destaque: aumento do autoconsumo da GD, mudança para tarifas binômias e/ou dinâmicas (ex. tarifa branca) e substituição de geradores nos horários de ponta.

Para contribuir com o tema da flexibilidade de energia elétrica, nesta dissertação é apresentada uma metodologia de análise para aproveitar o excedente de energia da GD e armazenamento em baterias para a oferta de flexibilidade às redes de distribuição. Isso contribui com a redução do *payback*, retorno do investimento, de sistemas com armazenamento de energia, impulsionando o avanço dessa tecnologia. Também, traz uma visão mais participativa do consumidor como agente de mercado, responsável por ser um prosumidor de energia elétrica com possibilidade de comercialização de energia com a distribuidora ou, em casos mais específicos, com outros consumidores.

1.1 JUSTIFICATIVA

Um dos problemas enfrentados hoje pela operação do sistema elétrico consiste em atender à demanda de energia com os menores custos e com garantia de fornecimento. Existem várias formas de gerar energia, usinas hidrelétricas, termoeletricas, eólica, solar, biomassa, entre outras. Para isso diversas variáveis são consideradas para determinar qual delas é a mais vantajosa. Entre os fatores de decisão estão as restrições de inflexibilidade e custos de geração.

As premissas de valores para a escolha da fonte de geração de energia também podem ser estendidas aos consumidores de energia elétrica, pois, da mesma forma que os operadores, a maioria dos consumidores prioriza pelo menor custo com energia elétrica. Além disso, os consumidores estão preocupados com a segurança no fornecimento, já que a maioria dos equipamentos utilizados hoje, necessita de energia elétrica para funcionar. Em outras palavras, cada vez mais temos necessidade de estar 100% do tempo conectados, o que implica na necessidade de redes de distribuição mais confiáveis e sem falhas de operação.

Os consumidores de energia elétrica possuem características de consumo específicas de acordo com cada atividade desempenhada. Essas características impactam diretamente na operação cuidadosa dos sistemas de distribuição, sendo necessário oferecer opções de fornecimento que atenuem esses consumos elevados em horários específicos e, conseqüentemente, reduzam os altos investimentos em planejamento e obras de rede para as distribuidoras de energia elétrica.

A flexibilidade, além de ser vantajosa economicamente para os consumidores, pode contribuir com os circuitos de alimentação das distribuidoras, reduzindo custos e riscos operacionais. Sendo assim, a flexibilidade pode reduzir os reajustes das tarifas repassados aos consumidores, que são os custos de implementação e reforços de rede, corrigidos anualmente através das revisões tarifárias. Portanto, é importante incentivar, pelo lado das distribuidoras, que os consumidores se tornem prosumidores e agentes de mercado passíveis de comercialização de energia.

Segundo o estudo da EPE (2018), o principal desafio para a inserção eficiente de REDs no Brasil é o modelo de tarifação atual, devido à falta de granularidade temporal e sinal locacional nas tarifas. Portanto, é fundamental introduzir novas modalidades de remuneração, pois atualmente a única forma de compensação do excedente de produção é por meio de créditos na fatura de energia elétrica, o que é pouco atrativo na visão de alguns consumidores.

Por outro lado, dependendo do nível de penetração de REDs e do tipo de geração escolhida, podemos enfrentar problemas relacionados à coordenação de proteção e regulação de tensão. Por exemplo, em clientes residenciais, a curva de geração fotovoltaica não coincide com os picos de consumo, pois o maior consumo ocorre à noite e a maior geração durante o dia, quando há irradiação solar. Ou seja, o fator de simultaneidade impacta diretamente na operação dos sistemas, sendo imprescindível combinar mais de uma fonte de geração para tentar equilibrar as curvas de geração com as curvas de consumo. Devido a intermitência dos REDs, são utilizados sistemas de armazenamento para mitigar esses picos de diferença entre geração e consumo. Do lado das distribuidoras, isso resulta em redução no investimento em ativos nas redes de distribuição.

1.2 OBJETIVOS

Os objetivos gerais deste trabalho envolvem a discussão do papel dos consumidores de energia elétrica no setor elétrico, não apenas como consumidores, mas também como agentes de mercado. Além disso, será discutida a possibilidade, do lado do consumidor, da comercialização de uma parcela de energia à distribuidora nos horários em que a rede esteja mais sobrecarregada. Em termos gerais, este trabalho aborda a flexibilidade operacional que o armazenamento de energia oferece e analisa os aspectos regulatórios vigentes no Brasil à luz da necessidade de avanço em relação ao uso dos REDs.

Os objetivos específicos do trabalho são:

- a) Estudo bibliográfico e fundamentação teórica sobre REDs, energia solar fotovoltaica, armazenamento de energia elétrica e flexibilidade de energia elétrica;
- b) Discussão dos aspectos regulatórios vigentes no Brasil, considerando a necessidade de avanços em relação ao potencial uso dos REDs;
- c) Modelagem de sistema de armazenamento para reduzir o consumo no horário de ponta;
- d) Modelagem de sistema solar fotovoltaico para recarga das baterias considerando uma autonomia das baterias de 03 dias;
- e) Avaliação técnica e financeira da combinação do uso de baterias e energia solar fotovoltaica para reduzir o consumo na ponta;
- f) Avaliação técnica e financeira da utilização de baterias sendo recarregadas nos horários de fora ponta (FP) para reduzir o consumo no horário de ponta;

- g) Avaliação técnica e financeira de instalação de um sistema com capacidade superior ao consumo na ponta, com o objetivo de comercializar o excedente de energia para a distribuidora;
- h) Discussão de um modelo de negócio no qual a distribuidora remunere o consumidor de maneira diferente dos modelos aplicados atualmente;

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Para melhor organização e desenvolvimento do tema este trabalho está dividido em 07 (sete) capítulos.

No capítulo 2 será apresentada uma revisão que fornecerá uma base teórica para o tema proposto, com base em referências de outros trabalhos.

No capítulo 3 será realizada uma revisão teórica abrangendo os principais assuntos abordados neste trabalho. Serão abordados os agentes reguladores, sistema de compensação de energia atual, REDs com ênfase na energia solar fotovoltaica e sistemas de armazenamento de energia elétrica por meio de baterias, flexibilidade de energia elétrica, entre outros.

No capítulo 4 será apresentada a metodologia proposta.

No capítulo 5 será apresentado o desenvolvimento prático. Com base nas premissas de projeto, que definirão os parâmetros técnicos e financeiros, serão elaborados estudos de casos para avaliar a viabilidade econômica da flexibilidade de energia elétrica. Esses estudos de casos são apresentados também nesse capítulo.

No capítulo 6 serão apresentados os resultados obtidos após a realização das simulações dos estudos de casos.

No capítulo 7 serão discutidos os resultados obtidos e apresentadas algumas propostas de trabalhos futuros para dar continuidade aos estudos relacionados ao tema da flexibilidade de energia elétrica.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica de alguns trabalhos que tratam sobre REDs, energia solar fotovoltaica, armazenamento e flexibilidade de energia elétrica.

A imprevisibilidade e a intermitência introduzidas pelas fontes de energia renovável que podem levar a picos de produção em momentos de baixa demanda de energia, são abordadas no artigo de Siano (2019). Para diminuir essa discrepância, o artigo propõe uma comunicação entre prossumidores e usuários ativos com resposta a demanda (RD). Além disso, é discutida a possibilidade de transação de energia *peer to peer*, ponto a ponto, por meio de *blockchain*.

Nesse mesmo contexto, o artigo de Morstyn (2018) apresenta um projeto de mercado descentralizado, que permite a um operador de um sistema de distribuição obter flexibilidade de concorrentes agregadores, os quais, por sua vez, incentivam os prossumidores a fornecer essa flexibilidade. Ou seja, os agregadores atuam como intermediários entre o sistema de distribuição e os prossumidores inscritos, negociando os contratos de flexibilidade, que podem incluir mais de um contrato para cada intervalo de tempo.

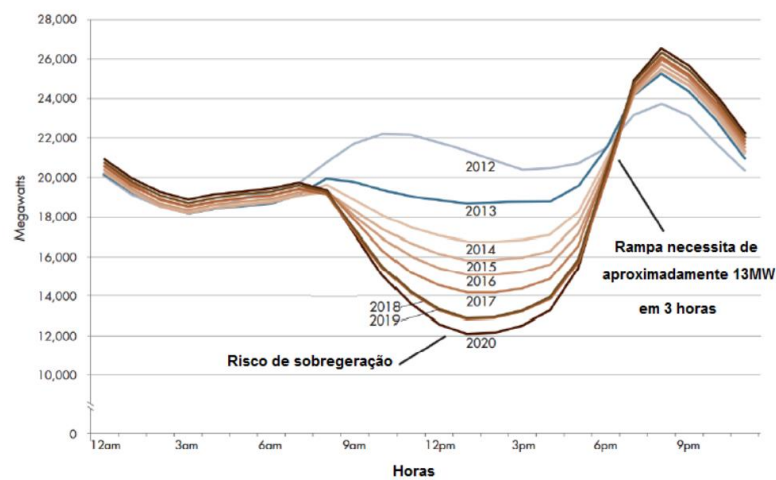
No artigo de Retorta (2022), o mercado de flexibilidade possui como figura principal, o agregador, atuando como operador do mercado local e supervisionando as transações da comunidade energética local. A escolha dos consumidores de participar desse mercado é voluntária. As partes interessadas e beneficiadas com esse mercado incluem os operadores dos sistemas de distribuição e os próprios consumidores finais. Os contratos estabelecem um preço de ativação para cada ativo de flexibilidade e podem incluir algumas restrições, como horários de ativação ou número de ativações por dia.

Em Teixeira (2018), o impacto da alta penetração de energia solar é investigado em um alimentador real de 6353 consumidores. Observa-se que, com o aumento da penetração de energia solar, o perfil de tensão ao longo do alimentador melhora. No entanto, em casos de alta penetração, observa-se a ocorrência de sobretensão em alguns pontos da rede, o que pode causar danos consideráveis aos consumidores. O comportamento da potência fornecida pela subestação é analisado no cenário sem a presença de geração distribuída fotovoltaica (GDFV) no alimentador (caso base) e em cenários com o aumento da penetração dessa fonte. É observado a curva do pato e o potencial da geração fotovoltaica de fornecer mais energia do que a demandada pelo sistema, causando fluxo reverso na rede.

Com a alta penetração de energia solar fotovoltaica em um sistema elétrico, ocorre uma oscilação brusca na curva de carga diária. Esse fenômeno ficou conhecido como curva do

pato, *duck curve*, pelo Operador Independente do Sistema, Independent System Operator (CAISO) da Califórnia (Denholm, 2015). Conforme pode ser observado na Figura 2, a carga líquida é reduzida no meio do dia, gerando um risco de geração excessiva de energia elétrica. No final da tarde, quando não há produção solar, a carga líquida é mínima. Portanto, ocorrem rampas abruptas, tornando necessário desligar usinas projetadas e/ou recorrer a usinas flexíveis e sistemas de armazenamento capazes de gerar energia rapidamente para estabilizar o fornecimento de energia.

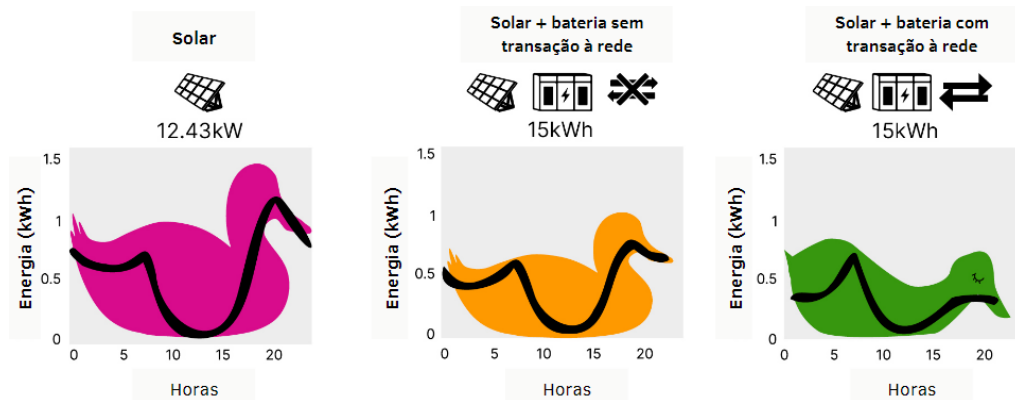
Figura 2 - Curva do Pato em um dia típico de primavera na Califórnia



Fonte: Adaptado de DENHOLM, 2015.

Uma modelagem na Austrália do Instituto de Economia Energética e Análise Financeira, IEEFA (2023) demonstra que as baterias podem mudar a curva de oferta e demanda criada pela fonte de energia solar. No estudo, foram explorados cenários considerando a utilização de baterias de 15kWh em conjunto com um sistema solar de 12,43kW (quilowatt). Os resultados apontaram que, se as baterias forem empregadas para armazenar o excedente de produção durante o dia, há uma nova curva sendo criada de um “pato barrigudo para um pato adormecido”. Isso ocorre devido à redução do pico noturno, no qual as baterias carregadas assumirão o suprimento de energia para os consumidores. Para descobrir o quanto esse pato será adormecido dependerá muito da quantidade de baterias e da sua utilização em larga escala, mas quanto maior a carga flexível do sistema, maior a probabilidade de ocorrer. Essa curva resultante pode ser observada na Figura 3.

Figura 3 - Curva do pato adormecido



Fonte: Adaptado de IEEEFA, 2023.

O trabalho de Alves (2020) aborda o impacto da inclusão de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição com alta penetração de GDFV. Os sistemas de armazenamento foram instalados de forma descentralizada, sem controle de tensão, com o objetivo principal de viabilizar o gerenciamento de energia do consumidor. Eles foram dimensionados para fornecimento de energia durante o horário de ponta e intermediário e para evitar os limites contratados. O objetivo era observar os efeitos e benefícios indiretos na rede, em cenários onde a concessionária de energia não possui controle direto. Os resultados indicaram que tanto para os consumidores de média tensão como para os de baixa tensão houve diminuição das perdas, e que as violações de tensão foram mais comuns nos clientes de baixa tensão.

No artigo de Sun (2017) são avaliadas as implicações da utilização de GDFV e eólica no sistema de distribuição IEEE (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos) 32 barras, em termos de flexibilidade do sistema. Foi proposta a inserção de fontes flexíveis para suprir as rampas de carga quando a geração de energia solar fotovoltaica cessa. Como conclusão, o artigo enfatiza a importância de estudar a flexibilidade de energia elétrica e sugere que posicionar fontes flexíveis próximas aos centros de GD pode ser uma estratégia eficaz para mitigar variações indesejadas na curva de carga diária.

De acordo com Pfeifer (2021), o principal desafio técnico e fator crítico em análises técnico-econômicas do sistema energético do futuro, baseado em fontes de energia renovável variáveis, é a natureza variável de sua produção e sua integração. No artigo, diversas opções de flexibilidade, armazenamento e tecnologias de resposta à demanda são avaliadas por meio de um método de integração do modelo *Energy Plan* com um código em *Python*. Esse método

é usado para examinar como a escolha de opções de flexibilidade afeta a integração de fontes de energia renovável variáveis e a produção de eletricidade excedente em um sistema de energia de um único país.

O estudo de Wec (2019) destaca que o armazenamento de energia é essencial para a flexibilidade entre a demanda e oferta de energia elétrica, equilibrando a intermitência das energias renováveis e garantindo a flexibilidade energética. Isso reduz a dependência dos consumidores em relação à estabilidade e segurança do fornecimento das distribuidoras de energia elétrica e pode ser economicamente vantajoso, permitindo o deslocamento da demanda para horários mais econômicos.

No trabalho de Boeno (2019), simulações foram realizadas usando a tecnologia multi-agente no simulador MASCEM (Multi-Agent Simulator of Competitive Electricity Markets). Foram avaliados diversos modelos alternativos de mercados locais de energia, aplicando mecanismos de negociação de energia do modelo Pool simétrico e assimétrico e utilizada, além da compra e venda de energia convencional, a flexibilidade de carga dos consumidores. Os resultados do trabalho demonstraram que o uso da flexibilidade de forma integrada com a energia, evita o uso de fornecedor externo, ou seja, o mercado local é sustentado apenas com a energia local e os custos são equivalentes aos obtidos com a geração externa.

No estudo de Mitei (2018), as usinas hidrelétricas são destacadas como uma opção para a flexibilidade, devido ao rápido tempo de resposta. Por esse motivo, alcançam a potência de operação rapidamente e com uma eficiência alta podem armazenar energia potencial para geração futura de acordo com a variação dos níveis dos reservatórios de água. Além disso, elas podem auxiliar as fontes de energia renováveis intermitentes, pois podem armazenar água enquanto a produção desse tipo de energia estiver baixa.

De acordo com Ala (2020) a ideia do *Vehicle to grid* (V2G) introduz o veículo elétrico como uma oferta de flexibilidade no sistema elétrico. Isso é possível, pois o veículo conectado à rede elétrica da distribuidora poderá ter fluxo bidirecional, onde ao invés de somente carregar a sua bateria, o veículo poderá também descarregar energia elétrica, fornecendo energia à rede.

Como exemplo de um caso real, a Tesla possui uma solução de baterias residenciais conhecida como *Tesla Powerwall*. Desde 2021, a Tesla em parceria com a PG&E, *Pacific Gas and Electric Company*, por meio do Programa de Redução de Carga de Emergência tem buscado consumidores que moram na Califórnia para sua primeira VPP (*virtual power plant*) geradora de energia virtual. Ao optar pela VPP, o cliente poderá despachar seu *Powerwall*

quando a rede precisar e em troca o cliente receberá US\$ 2 para cada kWh fornecido. O primeiro evento contou com 2,3 mil residências e uma capacidade de injeção na rede de 16,5MW (Tesla, 2022). O preço médio residencial de energia elétrica dos últimos doze meses na Califórnia em julho de 2022 foi de US\$0,249/kWh (California, 2022). Sendo assim, percebe-se que o valor pago pelo PG&E é de 8 (oito) vezes o valor pago pelas distribuidoras de energia elétrica na Califórnia. Esse case real é importante, pois demonstra na prática como os consumidores podem comercializar flexibilidade de energia e auxiliar as distribuidoras nos horários de pico, que é o principal objetivo desta dissertação.

Outro caso real de utilização dos sistemas de armazenamento é o primeiro projeto de baterias em larga escala do sistema de transmissão do Brasil, inaugurado em março de 2023. A escolha por utilizar o sistema de armazenamento foi a substituição dos geradores a diesel, contribuindo com o meio ambiente devido à redução de emissão de poluentes. Com 30 MW de potência, 180 racks de baterias e 5.000m², os sistemas de armazenamento são capazes de entregar 60 MWh de energia por duas horas e atuar nos momentos de pico de consumo do Litoral Sul Paulista. Além disso, o projeto prevê a redução de 1.194 toneladas de gases do efeito estufa em dois anos de operação (Revista Setor Elétrico, 2023). Na Figura 4 segue representação da execução desse projeto.

Figura 4 - Exemplo de sistema de armazenamento inaugurado no Brasil



Fonte: Revista Setor Elétrico, 2023.

2.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo contribuiu com a análise de trabalhos, artigos e notícias relacionados ao tema, e, ao final, também foram apresentados dois casos práticos de utilização de armazenamento e flexibilidade de energia.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo serão apresentados os principais conceitos relacionados aos temas dessa dissertação, incluindo regulamentação, sistema de compensação de energia elétrica, flexibilidade de energia elétrica, energia solar fotovoltaica e armazenamento de energia elétrica.

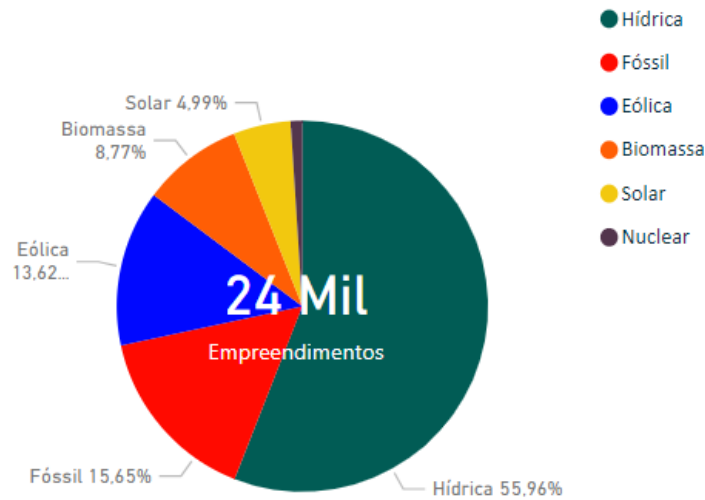
3.1 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O sistema elétrico brasileiro possui uma extensa rede de transmissão. O Sistema Interconectado Nacional (SIN) liga a maior parte do país excluindo a cidade de Boa Vista no estado de Roraima. O país é dividido em cinco grandes regiões elétricas, quatro sendo interconectadas e formando o SIN. São elas: Sul (S), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Norte (N) e Nordeste (NE). Cerca de 99% da população brasileira está conectada à rede elétrica, sendo o 1% restante composto por pequenas cidades no interior da região Norte, onde a interconexão se torna onerosa, levando à geração local de eletricidade baseada em fontes térmicas a diesel.

A principal vantagem da operação em um sistema conectado é o equilíbrio da sazonalidade em cada região. Períodos chuvosos, por exemplo, variam de acordo com a localidade, bem como a disponibilidade de vento e biomassa. Portanto, é possível aproveitar ao máximo o potencial natural de cada região, otimizando a geração de energia a partir de fontes renováveis de baixo custo e distribuindo para as diferentes regiões do Brasil.

O Brasil é um dos países com maior disponibilidade de recursos naturais no mundo. A principal fonte de energia elétrica é a hidrelétrica devido as várias bacias hidrográficas. De acordo com dados recentes da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Brasil possui uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com a fonte hídrica correspondendo a 56,8% da oferta interna. As fontes renováveis representam aproximadamente 83,34% da oferta interna brasileira de eletricidade, sendo o resultado da combinação da produção nacional e das importações. A Figura 5 mostra a representatividade de cada fonte na matriz energética (ANEEL, 2023).

Figura 5 - Geração de Energia Elétrica por Fonte no Brasil

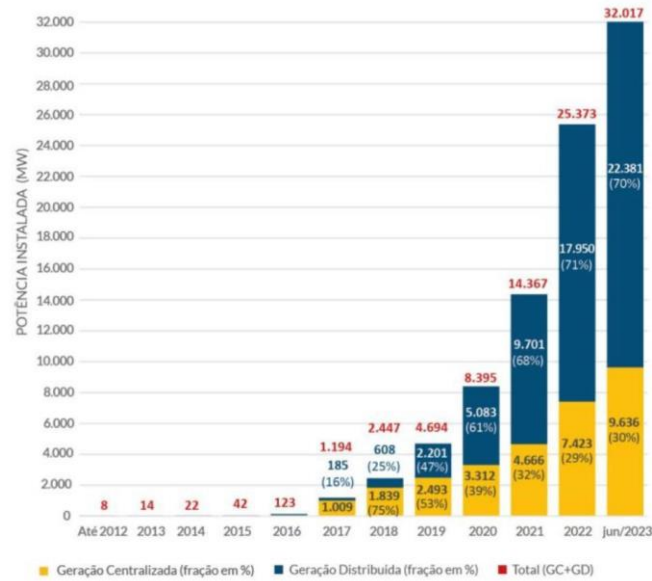


Fonte: ANEEL, 2023.

De acordo com os dados disponibilizados pela Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR), em junho de 2023, a fonte solar fotovoltaica atingiu novos recordes de geração no SIN (ABSOLAR, 2023). O modelo de geração centralizada, no qual poucas unidades geradoras produzem energia para muitas unidades consumidoras, representa 30% da produção total, enquanto os 70% restantes são representados pela GD. De acordo com o infográfico, existem 2.028.366 sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede e atendendo a 2.693.551 unidades consumidoras, 2,96% do total, que recebem créditos pelo sistema de compensação de energia. Em maio de 2023, a fonte solar fotovoltaica contribuiu com 6,8% da oferta total de energia no Brasil. A Figura 6 ilustra o crescimento da fonte solar fotovoltaica no país.

No infográfico da ABSOLAR (2023), são apresentados números que ressaltam a importância da fonte solar no Brasil. São eles: mais de R\$155,6 bilhões em novos investimentos, 960,5 mil novos empregos, 45,1 bilhões em arrecadação de tributos e 40,6 milhões de CO₂ evitados.

Figura 6 - Evolução da fonte solar fotovoltaica



Fonte: ABSOLAR, 2023.

3.1.1 Agentes reguladores

O ONS, Operador Nacional do Sistema, é o órgão responsável pela coordenação e controle de todas as operações das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no sistema elétrico brasileiro, garantindo o suprimento de energia em todo território nacional. A ANEEL é o agente fiscalizador do ONS.

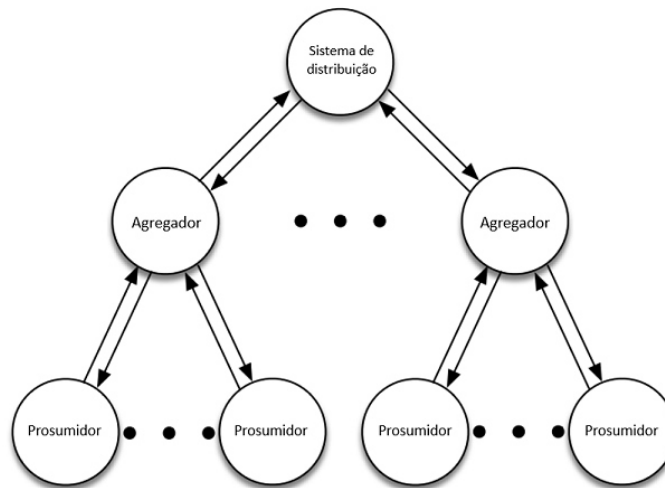
A ANEEL, é vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME) e é responsável por regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com a legislação e em conformidade com as diretrizes e as políticas do governo federal. Atualmente, ela não possui uma estrutura de regulação como operadora das redes de distribuição.

Os consumidores de energia elétrica, na sua maioria, não possuem condições técnicas nem operacionais para participar do mercado de energia elétrica brasileiro. Essa função de operação, necessita ser regulamentada, e é conhecida como agregador. Sua responsabilidade é gerir os processos de vários consumidores, simplificando o sistema elétrico e oferecendo as melhores opções para cada cliente.

Os agregadores atuam diretamente e indiretamente nos serviços dos REDs a serem ofertados nos mercados varejista, atacadista e pelos operadores do sistema. Eles desempenham papéis como operadores de locação, comercializadores de energia,

financiadores de projetos e administradores de equipamentos e sistemas, além de possuírem ativos estabilizadores da rede, armazenamento de energia elétrica. A Figura 7 ilustra um modelo de mercado com a atuação dos agregadores no sistema de distribuição

Figura 7 - Modelo de agentes de mercado



Fonte: Adaptado de Morsthyn, 2018.

3.2 RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS (REDS)

Os REDs são definidos como tecnologias de geração e/ou a armazenamento de energia elétrica localizados dentro dos limites da área de concessão de uma distribuidora de energia elétrica, normalmente junto a unidades consumidoras (UCs), atrás do medidor. Os REDs, atualmente em uso incluem a GD, o armazenamento distribuído, os veículos elétricos e a resposta da Demanda (RD) (EPE, 2018).

Para que a integração eficaz de vários REDs seja possível é necessário que o setor elétrico opere de forma eficiente, integrando todas as tecnologias e garantindo segurança energética. Para alcançar esse objetivo, é necessária a criação de novas ferramentas, softwares e plataformas que auxiliem na tomada de decisões, prevenindo distúrbios na rede, minimizando transtornos e evitando colapsos no sistema elétrico.

3.3 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As resoluções normativas nº 482 (ANEEL, 2012) e nº 687 (ANEEL, 2015) introduziram o conceito de mercado de eletricidade no Brasil por meio da compensação de

energia elétrica, conhecida como *net metering*. O objetivo dessas resoluções é definir as modalidades e os formatos pelos quais as UCs podem utilizar a GD, compensando o consumo de energia ativa por meio de créditos energéticos. Para participar do sistema de compensação, os consumidores devem estar conectados ao mercado regulado de energia elétrica, ficando vedada a participação de consumidores livres, especiais ou parcialmente livres. Nessa modalidade livre, o consumidor pode optar pelo seu fornecedor de energia elétrica ao invés da distribuidora local.

O sistema de compensação brasileiro estabelece que a energia ativa injetada por UCs é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e, posteriormente, é compensada com o consumo de energia elétrica ativa. Isso significa que a UC geradora que possui geração maior que o consumo poderá abater seu consumo em outro ponto tarifário ou na fatura do mês subsequente. Esses créditos de energia possuem validade de 60 meses. O beneficiário pode utilizar esses créditos em outras UCs, desde que estejam localizadas na mesma área de concessão e estejam cadastradas nas modalidades de autoconsumo remoto, geração compartilhada ou façam parte de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, como condomínios (ANEEL, 2015).

Em relação aos limites de potência para a geração, as normativas apresentam duas categorias:

- a) Microgeração: potência instalada limitada em 75kW;
- b) Minigeração: potência instalada superior a 75kW e inferior a 5MW.

Além da classificação por limite de potência, existe a diferenciação por modalidade de geração, com as seguintes descrições:

- a) Geração local: é caracterizada pela micro ou minigeração distribuída no mesmo local de consumo, em que toda energia gerada e os créditos são utilizados no mesmo local.
- b) Autoconsumo remoto: caracterizado por UCs de titularidade de uma mesma pessoa jurídica, matriz e filial, ou pessoa física, que possua UC com micro ou minigeração distribuída em local diferente das outras unidades de consumo. Elas precisam estar dentro da mesma área de concessão para que os créditos de energia possam ser compensados e rateados entre as faturas. Ou seja, duas ou mais UCs pertencentes ao mesmo titular e área de concessão consumindo energia de uma usina de outra UC.
- c) Geração Compartilhada: Caracterizada pelo agrupamento de consumidores de pessoa física ou jurídica, na mesma área de concessão, por meio de consórcio ou

cooperativa, que possua UC com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.

- d) Empreendimento com múltiplas UCs: Várias UCs com consumo independente, localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, com instalações de uso comum constituindo uma UC distinta, de responsabilidade do condomínio, administração ou proprietário do empreendimento.

A Figura 8 ilustra as diferenças entre cada uma das modalidades de GD.

Figura 8 - Diferenças nas modalidades de GD



Fonte: Próprio autor, 2023.

3.4 MODALIDADES TARIFÁRIAS

No Brasil temos a diferenciação a partir da tensão de atendimento das UCs em grupo A ou grupo B. Nos próximos itens, segue essa diferenciação (ANEEL, 2018).

3.4.1 Grupo A

No Brasil, o grupo A contempla UCs com conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão menor que 2,3 kV, com carga instalada superior a 75kW (ANEEL, 2018). Embora que representem aproximadamente 45% em termos de consumo, o grupo A, representa apenas 0,2% das UCs do sistema interligado Brasileiro, enquanto estima-se que o grupo B, possua em torno de 85 milhões de UCs, representando 99,8% do total (CCEE, 2021).

No grupo A, os consumidores possuem tarifas binômias, o que significa que durante os dias úteis, o valor por kWh varia de acordo com o horário de consumo. Essa variação ocorre da seguinte forma:

- a) Horário de ponta: período diário de 3h consecutivas em dias úteis, no qual o valor do kWh é mais alto. Normalmente, esse período vai das 18 horas às 21 horas, embora possa variar dependendo de cada distribuidora.
- b) Horário fora de ponta (FP): período diário composto pelas horas consecutivas que não fazem parte do horário de ponta, e o valor por kWh é mais baixo.

A Figura 9 apresenta um exemplo dessa diferenciação ao longo dos dias da semana.

Figura 9 - Diferenciação das tarifas por dia da semana

Dias \ Horas	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Dias úteis	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	P	P	P	FP	FP	FP	
Sábado	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP
Domingo	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP

Fonte: Próprio autor, 2023.

Além da divisão das tarifas em ponta e FP, o consumidor precisa contratar uma demanda em kW. A demanda de potência é a capacidade que uma UC necessita para atender suas cargas durante um período em que o sistema elétrico é planejado para suprir essas cargas. Essa potência é contratada por meio de contratos com as distribuidoras, e o valor pago também é definido pelo Governo juntamente com a ANEEL e é cobrado por kW.

Portanto, a tarifa do grupo A é composta pelo valor de demanda, somados aos valores de FP e ponta, acrescidos dos tributos de PIS/COFINS, ICMS e Contribuição para Iluminação Pública (CIP).

3.4.2 Grupo B

O grupo B, também conhecido como Baixa Tensão (BT), consiste nas UCs com conexão em tensão menor que 2,3 quilovolts (kV) com carga instalada menor ou igual a 75kW (ANEEL, 2018). Esse grupo é subdividido em quatro classificações:

- a) B1: residencial
- b) B2: rural
- c) B3: demais classes
- d) B4: iluminação pública

Cada subgrupo na BT possui uma tarifa convencional monômnia, ou seja, uma tarifa única para o consumo de energia elétrica, independente da hora do dia em que é utilizada. Isso significa que o consumidor paga um valor fixo à distribuidora de energia para cada quantidade de energia consumida, medida em kWh. Esses valores são tabelados e reajustados pelo Governo em conjunto com a ANEEL. Além da tarifa, os Governos Federal, Estadual e Municipal cobram tributos como PIS/COFINS (Programa de Integração Social/Contribuição para Financiamento da Seguridade Social), ICMS (Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias) e Contribuição para Iluminação Pública (CIP) para cada kWh consumido.

3.4.3 Tarifa branca

O grupo B pode optar pela modalidade de tarifação conhecida como tarifa branca. Durante os dias úteis, as tarifas variam de acordo com os períodos de consumo, de maneira semelhante às tarifas do grupo A, incluindo tarifas distintas para os períodos de ponta e FP. A única diferença é a existência de um horário intermediário, que ocorre 1 hora antes e 1 hora depois do horário de ponta. Nos fins de semana e feriados nacionais, o valor da tarifa é equiparado à tarifa FP. Além disso, não é necessário contratar uma demanda. A Figura 10 apresenta um exemplo dessa diferenciação de horários.

Figura 10 - Diferenciação dos horários na tarifa branca

Dias \ Horas	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Dias úteis	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	I	P	P	P	I	FP	
Sábado	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP
Domingo	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP

Fonte: Próprio autor, 2023.

3.5 COMPONENTES DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

A tarifa de energia elétrica representa o preço cobrado por unidade de energia (R\$/kWh). Seu preço é composto de acordo com os custos incorridos desde a geração de energia até a disponibilização para o consumidor, incluindo encargos e impostos. Basicamente, os custos relacionados à geração de energia são alocados na parcela chamada de tarifa de energia (TE), enquanto as despesas referentes à operação e manutenção das redes

elétricas são conhecidas como tarifa do uso do sistema de distribuição (TUSD). O fio A está relacionado à manutenção e operação das linhas de transmissão e o fio B com a distribuição da distribuidora local até os centros de consumo. O Quadro 1, apresenta o cálculo médio das distribuidoras de energia elétrica, demonstrando a participação de cada parcela de custo na tarifa final de energia elétrica.

Quadro 1 - Tarifa de energia elétrica

TARIFA DE ENERGIA					
TE		TUSD			
ENERGIA	ENCARGOS	FIO A (trans.)	FIO B (distribuição)	ENCARGOS	PERDAS
38%	12%	6%	28%	8%	8%

Fonte: Próprio autor, 2023.

No sistema de compensação atual, há o abatimento integral de todas as componentes (TE e TUSD). Ou seja, um kWh produzido por um sistema de micro ou minigeração vale o mesmo que um kWh consumido da rede. Porém, como veremos na seção 3.5.1 com o Marco Legal Da Micro e Minigeração Distribuída essas regras de tarifação sofrerão ajustes.

3.5.1 LEI 14.300/2022 – Marco Legal Da Micro e MiniGeração Distribuída

A Lei 14.300, instituída em 6 de janeiro de 2022 no Brasil, estabeleceu o marco legal para a microgeração e minigeração distribuída. De acordo com essa lei, as UCs existentes ou que tenham protocolado solicitações de acesso em 2022 poderão manter os benefícios das regras de compensação por mais 25 anos. Para novos entrantes, serão aplicadas regras de transição.

Conforme a Lei 14.300, a partir de 07 de janeiro de 2023, um sistema de compensação parcial entrará em vigor, exigindo o pagamento da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) referente ao fio B. Na modalidade de autoconsumo remoto com potência superior a 500kW ou geração compartilhada, será necessário pagar a TUSD do fio B e 40% da TUSD do fio A (BRASIL, 2022).

3.6 ON GRID X OFF GRID X HÍBRIDO

O sistema *on grid* ou *grid tie*, está conectado à rede elétrica, permitindo que todo o excedente de energia gerado pela UC seja enviado para a rede da distribuição de energia. Posteriormente, esses excedentes são contabilizados como créditos para compensação na fatura de energia.

O sistema *off grid* é autônomo e não possui conexão com a rede elétrica. Geralmente, é mais comum em áreas onde não há rede da concessionária, especialmente em locais afastados dos centros urbanos. No caso de excedente de produção de energia, ele deve ser armazenado para uso em outros horários.

O sistema híbrido é uma combinação do sistema *on grid* e *off grid*, pois possui conexão com a rede da concessionária e sistema de armazenamento. Nesses casos, o excedente de energia produzida pode ser armazenado no sistema de armazenamento ou enviado à rede da distribuidora, proporcionando flexibilidade ao consumidor na gestão de sua energia.

3.6.1 Instantaneidade ou simultaneidade

O autoconsumo, consumo instantâneo ou simultaneidade é a parcela de energia que é consumida no exato momento em que é produzida. A energia autoconsumida pode ser calculada utilizando a Equação 1.

$$T_{auto} = T_{ger} - T_{inj} \quad (1)$$

Sendo:

T_{auto} : Energia autoconsumida

T_{ger} : Energia gerada

T_{inj} : Energia injetada

O fator de simultaneidade pode ser calculado conforme Equação 2. Ele é responsável por determinar se uma unidade possui uma alta simultaneidade, o que significa que praticamente toda energia produzida é consumida instantaneamente, e o montante de energia exportado à rede é mínimo. O valor do fator de simultaneidade pode variar de 0% a 100%.

$$S = \frac{T_{auto}}{T_{ger}} \times 100\% \quad (2)$$

Sendo:

S : Simultaneidade

T_{auto} : Energia autoconsumida

T_{ger} : Energia gerada

3.7 FLEXIBILIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

Flexibilidade é a possibilidade de variação controlada da geração, a fim de atender às variações nos requisitos do sistema elétrico. Suas análises abrangem diferentes níveis de discretização temporal, desde escalas menores que segundos até níveis mensais. O grau de flexibilidade está relacionado a padrões de investimento e operação, e cabe ao planejador do sistema buscar uma matriz cuja capacidade e composição tecnológica resultem na minimização dos custos de investimento e operação, observando a sinergia das fontes. A importância da flexibilidade no planejamento do sistema elétrico é resultado da grande penetração das fontes de geração variáveis, como energia eólica, solar e hídrica (EPE, 2018).

A flexibilidade de uma usina varia de acordo com as propriedades descritas, o tempo de serviço e o estado dos equipamentos. A geração convencional pode ser dividida em três níveis de flexibilidade (Gonzalez, 2018):

- a) Geração inflexível: usinas são projetadas para operar na base e possuem restrições de partida e rampas lentas. Exemplo: nuclear, carvão e algumas usinas a vapor (óleo/gás).
- b) Geração flexível: usinas ajustam seu nível de geração para lidar com as variações de carga, e os tempos de partidas são pequenos. Exemplo: biomassa, ciclo combinado de turbina a gás, biogás, entre outras.
- c) Geração com alta flexibilidade: usinas que possuem um custo de operação flexível e relativamente baixo. Ex: pequenas e grandes centrais hidrelétricas, além de um subconjunto de turbinas a gás de ciclo simples.

De acordo com Zhao (2016), a flexibilidade pode ser definida como: “a capacidade de um sistema em responder a mudanças da carga líquida, do inglês *net load*”, ou seja, a demanda de energia que deve ser suprida por geração convencional quando não houver mais energia renovável disponível.

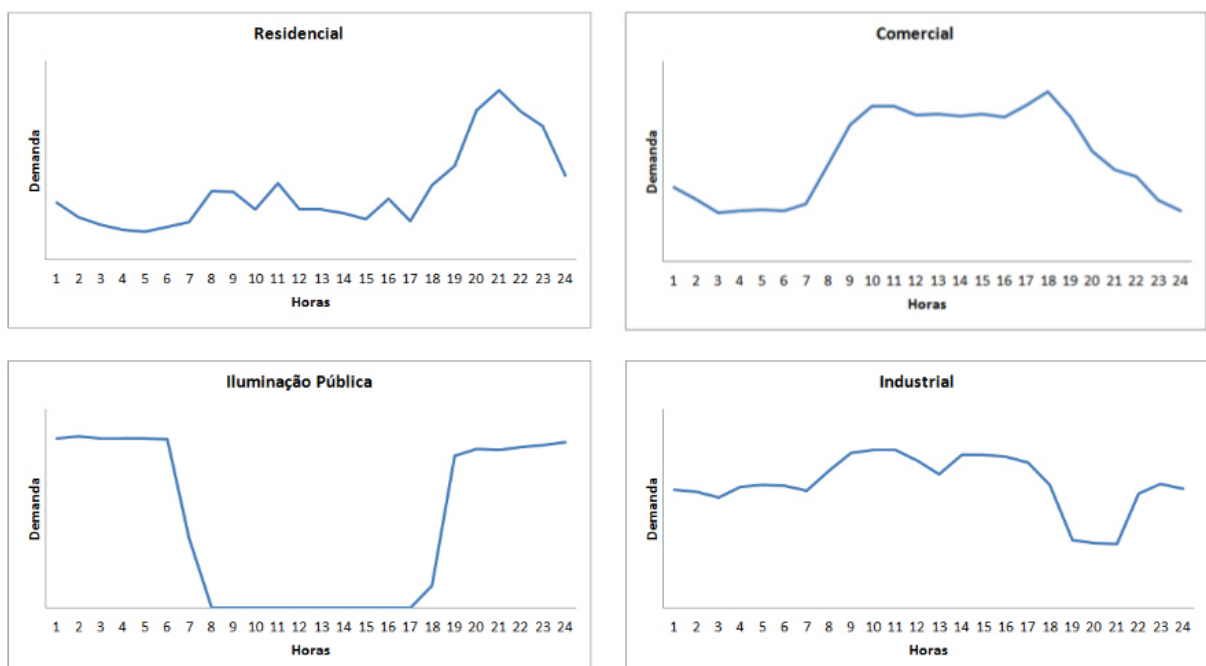
A flexibilidade de energia pode ser tratada de duas formas: capacidade do sistema, quando se refere à demanda de energia em kW, e oferta de energia, quando se trata do consumo em kWh.

No sistema elétrico brasileiro atual, a principal fonte provedora de flexibilidade em escala mensal é a hidrelétrica. Por meio de reservatórios disponíveis/excedentes, os recursos naturais são armazenados em um determinado período do ano e utilizados em outros momentos de maior necessidade (EPE, 2018). Devido à intermitência das fontes, a flexibilidade não deve ser precificada sem levar em consideração a oferta e demanda de energia elétrica.

3.8 CURVA DE CARGA

A curva de carga de um consumidor permite demonstrar como a demanda por energia elétrica evolui ao longo do dia. O formato assumido pela curva de carga reflete o uso da energia elétrica pelos consumidores e apresenta perfis diferenciados dependendo da classe de consumo: residencial, comercial, industrial ou iluminação pública. Na Figura 11 é possível observar a curva de carga típica para cada classe de consumo (Pessanha, 2015).

Figura 11 - Curva de carga típica



Fonte: PESSANHA, 2015.

A partir da Figura 11 observa-se que um consumidor residencial possui um consumo praticamente constante durante o dia, com um aumento no fim da tarde e um pico de demanda durante a noite. Isso pode ser explicado pelo fato da maioria dos consumidores chegar às suas residências após o horário de expediente de trabalho, que geralmente encerra por volta das 18 horas.

A curva de carga de consumidores comerciais é caracterizada por uma demanda maior durante o horário comercial que normalmente se estende das 8h às 18h, com um leve declínio durante o horário de almoço. Nos outros horários, a demanda desses consumidores se concentra principalmente na iluminação e refrigeração.

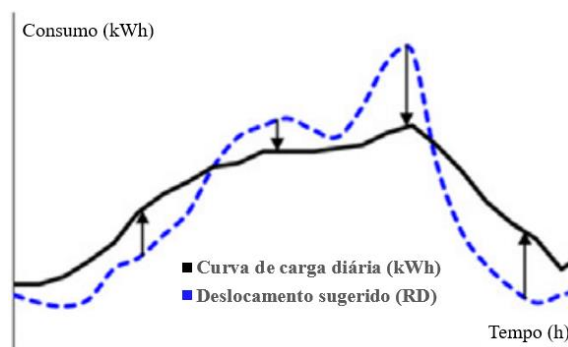
A curva de carga de iluminação pública é caracterizada por um consumo constante durante a noite e a madrugada, períodos em que as lâmpadas estão acesas.

Por outro lado, as curvas de cargas dos consumidores industriais apresentam grandes variações de atividades e são estimadas de acordo com o ramo de atividade e a localização.

3.9 RESPOSTA A DEMANDA (RD)

A RD implica na capacidade dos clientes de modificar seu perfil de consumo de eletricidade em resposta a um sinal, geralmente relacionado ao preço da energia. Sendo assim, o consumo de certos equipamentos é deslocado para períodos em que não ocorrem picos de demanda, quando as tarifas de energia são mais econômicas (Zalzar, 2019). Conforme Jensen (2017), nos países desenvolvidos, cerca de 30 a 40% do consumo total provém da climatização e iluminação. Estes consumos poderiam ser deslocados no tempo, mas a decisão de fazer é responsabilidade de cada usuário, envolvendo a renúncia ao seu conforto. Na Figura 12, é apresentado um exemplo de curva de carga com deslocamento sugerido.

Figura 12 - Resposta a demanda



Fonte: Próprio autor, 2023.

É possível categorizar os serviços de RD de acordo com a nota técnica da EPE (2019). O primeiro tipo é pelo formato, *shape*, que se refere à alteração do perfil de carga pelos agentes de consumo no médio prazo, em resposta a variações de preços. O segundo é o deslocamento, *shift*, que é a alteração do horário de consumo dos períodos de ponta para períodos de carga leve ou geração renovável. O terceiro é o corte ou alívio de consumo, *shed*, que é caracterizado pelos consumidores que conseguem reduzir seu consumo em casos de emergência ou contingência. O último é a flutuação, *shimmy*, que diz respeito aos consumidores com flexibilidade de consumo, capazes de prestar serviços auxiliares para ajustar a demanda do sistema elétrico a variações de curto prazo (até uma hora).

Os benefícios da RD são inúmeros. Entre eles, podemos citar: redução das faturas de energia dos consumidores, aumento da estabilidade da rede, flexibilização da demanda de energia elétrica, alteração dos horários de pico de demanda, principalmente em casos com geração de energia renovável, e redução dos preços relacionados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Em alguns casos, o sistema elétrico pode ser forçado a desligar parte ou a totalidade das unidades de geração para limitar a produção de energia. Essa restrição é conhecida como *curtailment* e ocorre em momentos de baixa demanda de energia, devido à inflexibilidade das usinas ou restrições na transmissão e operação. Para os produtores, pode resultar em prejuízos, já que sua receita de energia é interrompida.

3.10 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Dentre os tipos de armazenadores de energia existentes, destaca-se o armazenamento por baterias, *Battery Energy Storage System*, BESS, devido às suas capacidades de armazenamento e descarga ao longo de muitos anos e resposta rápida de operação. As baterias possuem várias tecnologias de fabricação e para a escolha da melhor tecnologia de atendimento é necessário levar em consideração custos fixos e variáveis, tempo de vida e desempenho de carga e descarga. Portanto, nesse trabalho, serão utilizadas baterias de Fosfato de Ferro-Lítio.

O estado de carga de uma bateria, SOC, *state of charge*, representa a porcentagem da capacidade remanescente disponível em uma bateria ou célula em determinado momento. Por exemplo, se retirarmos 25Ah de uma bateria com capacidade nominal de 100Ah, que estava completamente carregada, o novo estado de carga é de 75%. Portanto, o SOC é o valor complementar à profundidade de descarga, DOD, *depth of discharge*. Um SOC de 100%

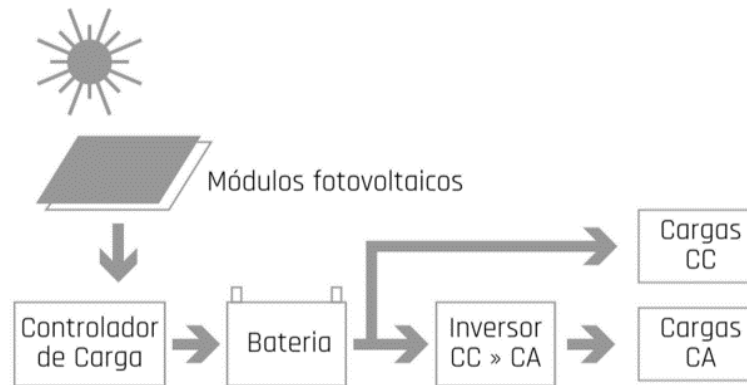
indica que a bateria está totalmente carregada, enquanto um SOC de 0% indica que a bateria está totalmente descarregada. O DOD mostra a porcentagem da capacidade nominal da bateria que foi retirada do estado pleno de carga. Por exemplo, retirar 25Ah de uma bateria com capacidade nominal de 100Ah resulta em um DOD de 25%. Quanto maior for o DOD, menor será a quantidade de ciclos, ou seja, menor será a vida útil da bateria (Pinho, 2014).

A vida útil da bateria está diretamente relacionada ao número de ciclos ou ao período de operação. Os ciclos representam o número de DODs que a bateria pode suportar sem apresentar falhas de funcionamento. Essa quantidade também está diretamente ligada a corrente de descarga e temperatura de operação. A capacidade da bateria degrada-se mais rapidamente quando a temperatura de operação e DOD aumentam. Por norma, considera-se o fim da vida útil de uma bateria quando a capacidade remanescente da bateria atinge 80% de sua capacidade nominal (Pinho, 2014).

Em sistemas que possuem sistema de armazenamento e geração de energia solar fotovoltaica, as baterias desempenham o papel de armazenar a energia nos momentos de geração e disponibilizá-la durante períodos de intermitência, quando não há incidência solar.

Na Figura 13 é apresentado um esquema de funcionamento de um sistema solar fotovoltaico com baterias. O processo de conversão de energia inicia com a captação dos raios solares pelos módulos fotovoltaicos. Em seguida, o controlador de carga gerencia a tensão de entrada nas baterias, evitando sobrecargas ou descargas excessivas, otimizando e prolongando a sua vida útil. Após isso, considerando as baterias, existem duas opções de ligação. Se as cargas forem alimentadas em corrente contínua (CC), não é necessária a utilização de um inversor fotovoltaico. No entanto, se as cargas forem alimentadas em corrente alternada (CA), o inversor é responsável por converter a CC em CA. O esquema supõe que o sistema seja *off grid*, porém se o sistema for *on grid*, haverá ainda a conexão das cargas à rede da distribuidora. Nesse caso, será utilizado um inversor híbrido para facilitar a conexão entre o sistema instalado e a rede da distribuidora.

Figura 13 - Sistema solar fotovoltaico + baterias



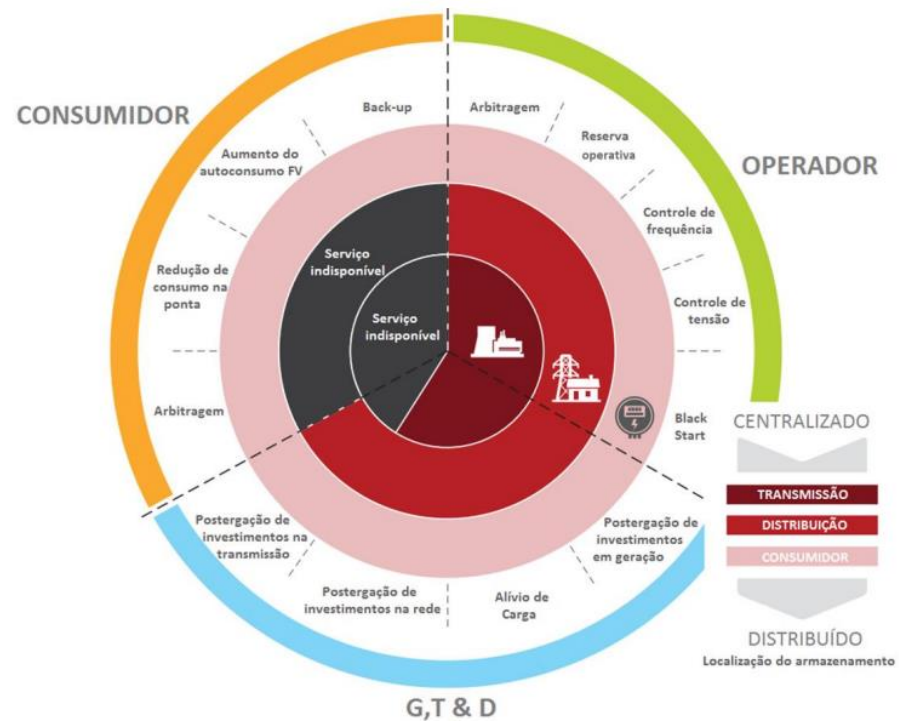
Fonte: Adaptado de RMI, 2015.

Na Figura 14, é apresentada uma ampla gama de aplicações nas quais o armazenamento de energia é empregado, tanto para consumidores quanto para operadores de sistemas elétricos. Em termos gerais, os sistemas de armazenamento oferecem diversos benefícios, tais como:

- a) Controle de consumo versus demanda de energia elétrica;
- b) Utilização como fonte de energia reserva, *backup*;
- c) Potencialização dos benefícios da GD;
- d) Prestação de serviços auxiliares à rede;
- e) Utilização em pontos estratégicos das redes, evitando a necessidade de construir novas linhas de transmissão e subestações para atender locais isolados;
- f) Melhoria da qualidade do fornecimento de energia elétrica;
- g) Facilita o despacho de grandes usinas renováveis (eólica, solar);
- h) Absorção de flutuações de tensão;
- i) Absorção de picos de geração e transferência para momentos de maior consumo;
- j) Em conjunto com sistemas fotovoltaicos, permite a substituição de geradores diesel;

Esses benefícios tornam o armazenamento de energia uma ferramenta versátil e valiosa para atender às necessidades dos consumidores e garantir a estabilidade e eficiência dos sistemas elétricos.

Figura 14 - Aplicações dos sistemas de armazenamento



Fonte: Adaptado de RMI, 2015.

3.11 PRINCIPAIS FORMAS DE UTILIZAÇÃO DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

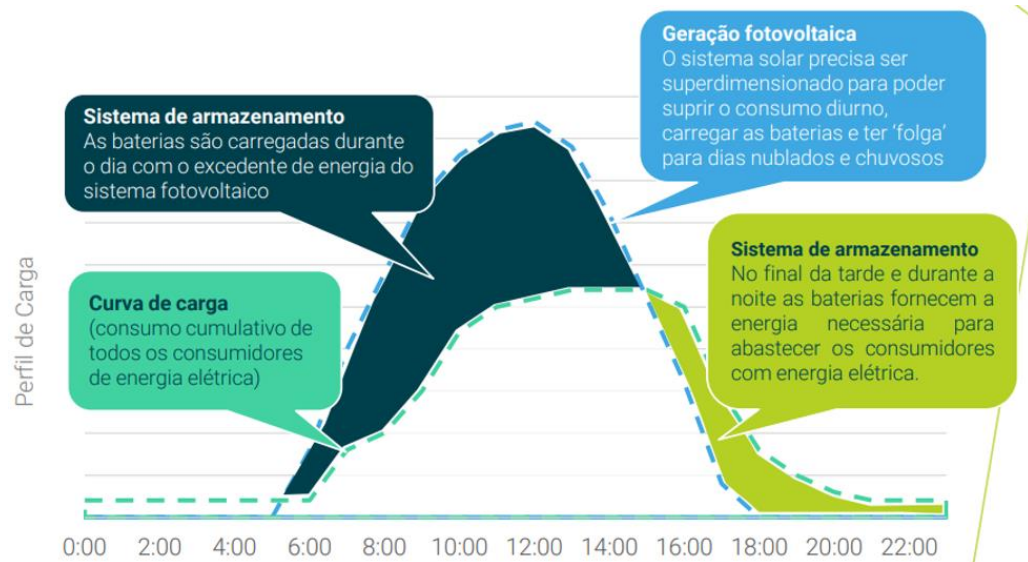
Os sistemas de armazenamento podem proporcionar economia para os consumidores por meio de sua utilização. Nos próximos itens, serão abordadas algumas dessas possibilidades.

3.11.1 Backup de energia e sistemas isolados

Em algumas regiões do país, os consumidores enfrentam altos índices de interrupções de energia e oscilações na rede que prejudicam o fornecimento de energia elétrica. Portanto, os sistemas de armazenamento podem contribuir para resolver esse problema, fornecendo a energia necessária. Além disso, em algumas regiões, ao solicitar uma nova conexão à rede elétrica, os clientes podem ser responsáveis por arcar com custos de investimentos em redes de distribuição e transmissão. Em tais situações, esses investimentos podem ser onerosos e justificar a substituição por sistemas de armazenamento e uma fonte de

geração, como a energia solar, para suprir a energia necessária e garantir o funcionamento adequado dos equipamentos. Na Figura 15, é apresentada a combinação de armazenamento em conjunto com a energia solar no fornecimento de eletricidade para um consumidor.

Figura 15 - Energia solar e armazenamento

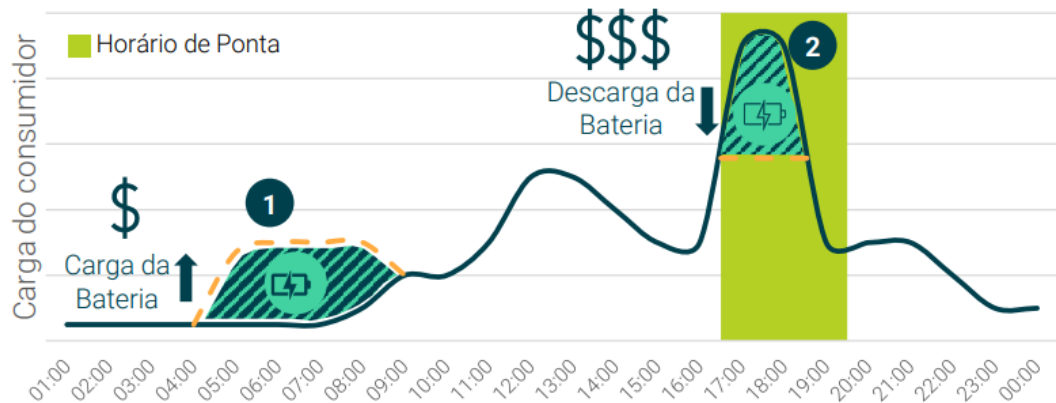


Fonte: Greener, 2021.

3.11.2 Redução de consumo no horário de ponta

Uma das aplicações dos sistemas de armazenamento é a redução do consumo durante o horário de ponta, que pode chegar a até três vezes o valor da tarifa FP. O objetivo é armazenar energia durante o horário de tarifas menores e consumir das baterias nos horários em que a energia é mais cara. Atualmente, no Brasil, a solução mais comum é a utilização de acionamento de geradores a diesel nos horários em que a energia é mais cara. Na Figura 16, é possível observar o funcionamento de carga e descarga das baterias em um dia útil.

Figura 16 - Redução do consumo na ponta

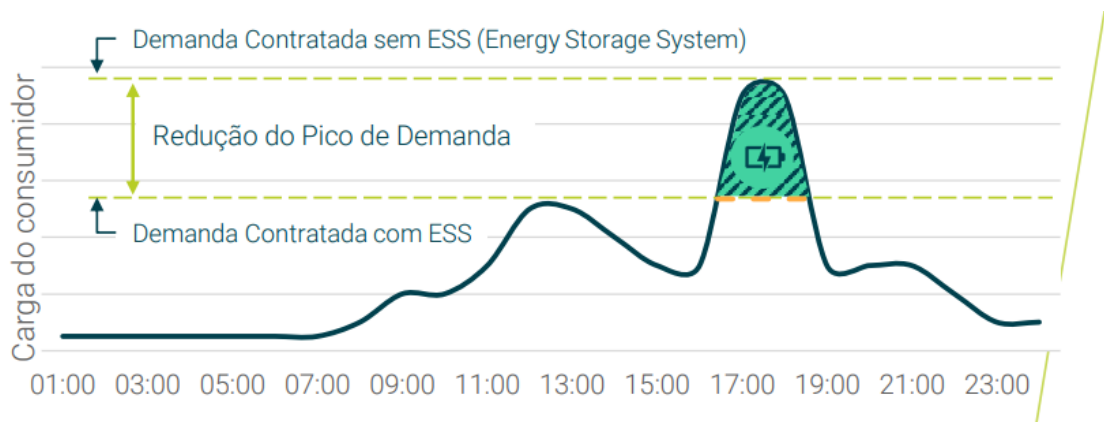


Fonte: Greener, 2021.

3.11.3 Redução da demanda contratada (*peak shaving*)

Os consumidores do grupo A precisam contratar uma demanda que represente o volume de consumo que uma empresa mantém com sua distribuidora de energia, a fim de garantir o fornecimento ao longo dos meses. Essa demanda contratada deve ser paga integralmente com base na quantidade de kW contratado, independentemente de seu uso. Os sistemas de armazenamento são frequentemente utilizados como solução para reduzir os picos de demanda ou evitar o pagamento de multas por ultrapassagem, caso o valor consumido no período exceda o valor contratado. A Figura 17 ilustra o funcionamento desse processo.

Figura 17 - Peak Shaving



Fonte: Greener, 2021.

3.11.4 Regulação de sistemas de armazenamento

Com a lei 14.300, sistemas híbridos e micro ou minigeradores distribuídos, que incluem sistemas de armazenamento de energia, podem solicitar orçamento de conexão junto às distribuidoras, desde que sua fonte de energia seja renovável (BRASIL, 2022). No entanto, atualmente não existe uma regulação específica para os sistemas de armazenamento.

O projeto de lei 1.224/22 está em análise na Câmara dos Deputados e defende o armazenamento controlado da energia produzida por fontes de energia renovável, com o objetivo de posteriormente injetar essa energia na rede elétrica, conforme a demanda. De acordo com o projeto, o armazenador terá permissão para injetar a energia armazenada na rede em horários definidos pela ANEEL e receberá créditos por essa contribuição. Esses créditos estarão sujeitos a um fator de ajuste, cujo valor será determinado, não podendo ser inferior a 1 (um) e terão validade de 5 (cinco) anos (Rosado, 2022).

3.12 CURVA DE CARGA E FLEXIBILIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

Nesta seção serão abordados cenários de flexibilidade para os consumidores, considerando flexibilidade de consumo, geração e armazenamento. Para isso serão desenvolvidas algumas equações de cálculo e apresentadas figuras ilustrativas.

A flexibilidade de energia atualmente pode ser analisada com base na oferta de energia disponível, levando em consideração a disponibilidade de cada consumidor. No primeiro caso, ao considerar um consumidor que não possui GD nem armazenamento de energia, a única forma de flexibilidade disponível está relacionada às suas próprias cargas. Nesse contexto, o cliente pode optar por deslocar o seu consumo de acordo com seus hábitos e os valores das tarifas.

Na Figura 18, é apresentado um exemplo ilustrativo do deslocamento de consumo dos horários mais caros, indicados em cinza, para os horários mais baratos, indicados em laranja, considerando a curva de carga de um consumidor residencial. A Equação 3 é apresentada como uma forma de representar o índice de flexibilidade para este consumidor. Em outras palavras, se as tarifas fossem diferenciadas de acordo com os horários de consumo, poderia ser economicamente viável para o cliente deslocar o consumo para os horários mais econômicos.

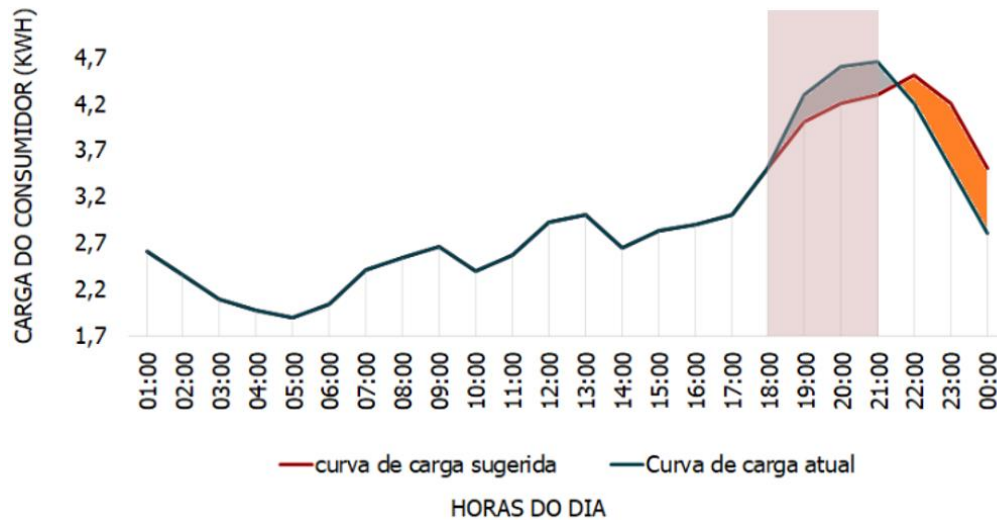
$$IF = F_{Cargas} \quad (3)$$

Sendo:

I_F : Índice de flexibilidade

F_{cargas} : Flexibilidade das cargas

Figura 18 - Flexibilidade para consumidor sem GD e sem armazenamento



Fonte: Próprio autor, 2023.

Para o consumidor que possui GD, é necessário diferenciar a geração de acordo com sua intermitência. Podemos ter uma geração a partir de fontes firmes, como a biomassa, por exemplo, e por fontes estocásticas, como a solar por exemplo. No caso específico da energia solar, nos horários em que a geração for maior que o consumo, a UC poderia ofertar essa flexibilidade à distribuidora. Em outras palavras, o cliente poderia vender esse excedente em vez de optar pelo formato normal de compensação de energia atual. No entanto, o problema nesse caso é que, como a geração depende das condições climáticas, não é possível garantir essa flexibilidade todos os dias. Portanto, surge a necessidade de vincular uma fonte de armazenamento para garantir um fornecimento firme e confiável.

Na Figura 19, é apresentado um exemplo ilustrativo do excedente de geração, indicado em amarelo, que representa a energia que poderia ser comercializada como flexibilidade ou utilizada como compensação nos horários de ponta ou FP, nos quais não há geração de energia. Conforme Equação 4 é possível observar que, nesse caso, essa flexibilidade nem sempre é positiva, uma vez que, devido às variáveis climáticas, em alguns casos, o consumidor pode necessitar em vez de oferecer flexibilidade.

$$IF = F_{cargas} \pm F_{GD} \quad (4)$$

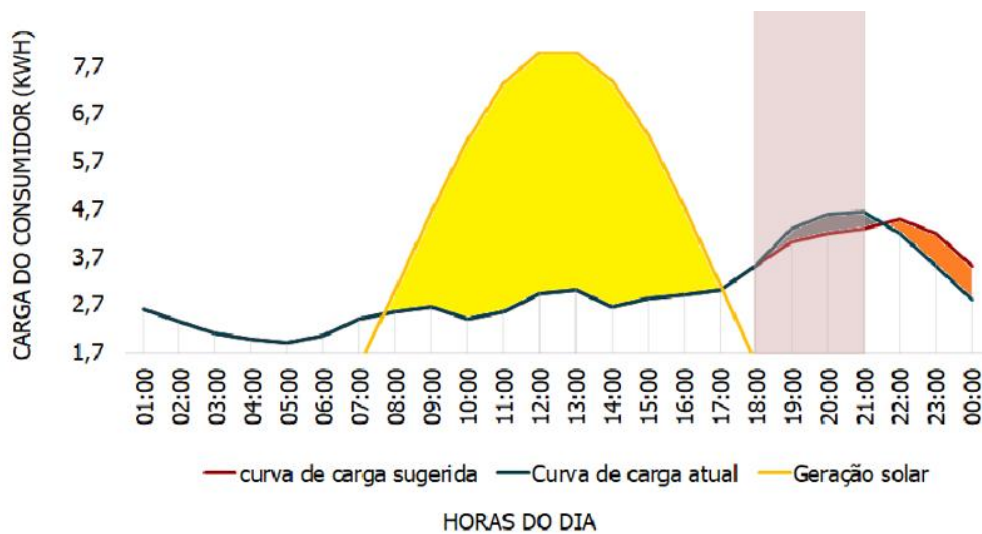
Sendo:

I_F : Índice de flexibilidade

F_{cargas} : Flexibilidade das cargas

F_{GD} : Flexibilidade da geração distribuída

Figura 19 – Flexibilidade para consumidor com GD e sem armazenamento



Fonte: Próprio autor, 2023.

Com o objetivo de garantir uma quantidade específica de flexibilidade a ser oferecida à distribuidora, assegurando uma capacidade energética constante, é essencial utilizar fontes de energia confiáveis, como as baterias, por exemplo. Portanto, existem duas maneiras de implementar esse sistema, que serão abordadas a seguir.

O primeiro caso envolve o uso de baterias para oferta da flexibilidade, além da flexibilidade das cargas. Nesse cenário, as baterias seriam recarregadas nos horários mais econômicos, durante o FP, para serem descarregadas nos horários mais caros, durante a ponta. Uma vez que a energia é recarregada pela rede da distribuidora, a flexibilidade de energia tende a ser sempre positiva, a menos que ocorra uma falha no fornecimento de energia pela distribuidora. No entanto, a distribuidora é fiscalizada com base em indicadores de Duração Equivalente de Interrupção por UC, DEC, que representa o período em que o consumidor fica sem energia, e a Frequência Equivalente de Interrupção por UC, FEC, que indica o número de interrupções no fornecimento. Para a distribuidora, a sua prioridade é restaurar o fornecimento

de energia rapidamente. Portanto, a flexibilidade de energia pode ser visualizada de acordo com a Equação 5 e a Figura 20.

$$IF = F_{Cargas} \pm F_{bat} \quad (5)$$

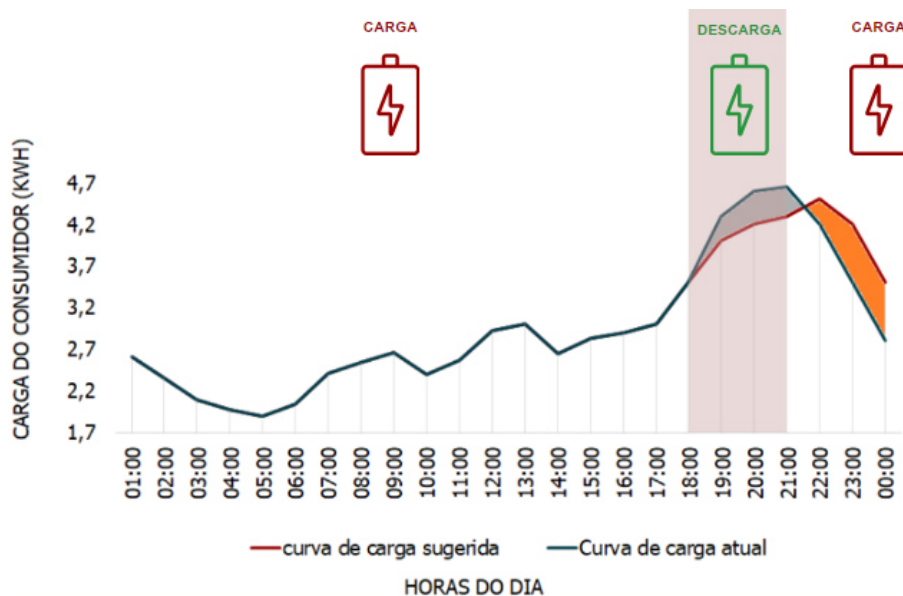
Sendo:

I_F : Índice de flexibilidade

F_{cargas} : Flexibilidade das cargas

F_{bat} : Flexibilidade das baterias

Figura 20 - Flexibilidade para consumidor sem GD e com armazenamento



Fonte: Próprio autor, 2023.

No segundo cenário, ocorre a integração das baterias com a geração de energia solar fotovoltaica. Nessa configuração, as baterias desempenham um papel fundamental ao armazenar o excedente de energia gerada pelo sistema solar e disponibilizá-lo nos horários de maior custo ou nos horários em que a geração não supra o consumo ou então para ofertar flexibilidade. Quando a geração solar não está disponível, seja devido à ausência de luz solar, como à noite, ou em dias chuvosos, as baterias podem ser recarregadas por meio da rede de distribuição elétrica. Portanto, esse cenário se apresenta como uma alternativa mais robusta para fornecer flexibilidade, uma vez que, na eventualidade de a geração solar não atender às necessidades, a demanda energética pode ser suprida pela rede da distribuidora.

Na Figura 21 é apresentado um exemplo ilustrativo desse cenário de flexibilidade, onde a geração distribuída (GD) e o armazenamento operam de maneira integrada. A Equação 6 representa o índice de flexibilidade, que nesse caso, não pode ser negativo, uma vez que, na ausência de geração de energia solar, as baterias podem ser recarregadas por meio da rede da distribuidora.

$$IF = F_{cargas} \pm F_{GD} + F_{bat} \quad (6)$$

Sendo:

I_F : Índice de flexibilidade

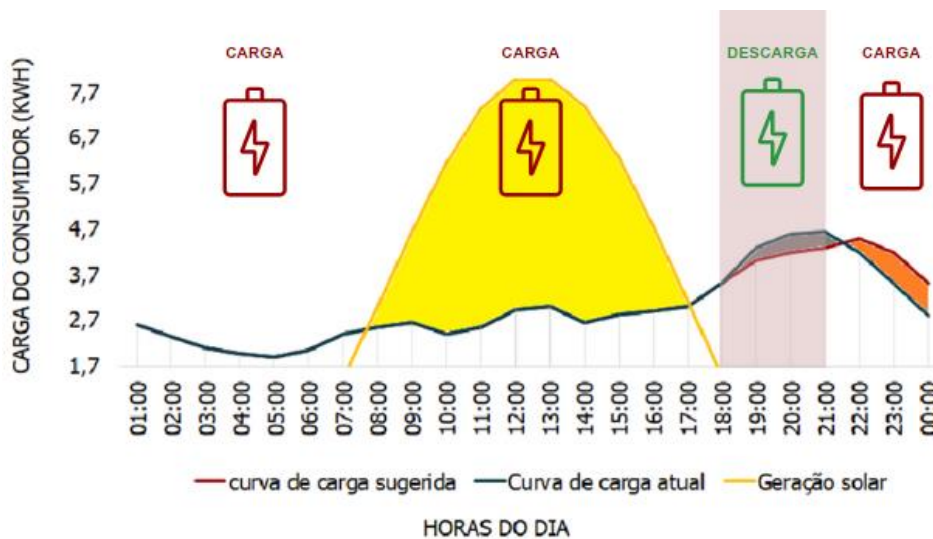
F_{cargas} : Flexibilidade das cargas

F_{GD} : Flexibilidade da geração distribuída

F_{bat} : Flexibilidade das baterias

Figura 21 - Flexibilidade para consumidor com GD e com armazenamento

Fonte: Próprio autor, 2023.



Fonte: Próprio autor, 2023.

Nesta dissertação, será adotado o cenário anteriormente discutido, que envolve energia solar fotovoltaica e armazenamento de energia. No entanto, não serão consideradas as estratégias de flexibilidade das cargas, uma vez que isso exigiria uma análise detalhada de todas as cargas individuais e sua capacidade de deslocamento em relação à operação da UC.

3.13 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo abordou alguns dos principais tópicos de discussão que serão úteis para o entendimento do trabalho. Primeiramente, foram apresentados alguns números do cenário atual e agentes reguladores. Em seguida, foram discutidos os conceitos teóricos, incluindo a curva de carga, REDs, sistema de compensação de energia, modalidades tarifárias, tarifas de energia, legislação, flexibilidade de energia, RD, energia solar fotovoltaica e armazenamento de energia elétrica.

4 METODOLOGIA

Neste capítulo, será apresentada a metodologia desenvolvida, aplicando os conceitos discutidos nos capítulos de fundamentação teórica e revisão bibliográfica. Na primeira seção, serão descritas as etapas da metodologia, e na terceira seção, serão apresentadas as equações para o dimensionamento do estudo prático.

4.1 DESENVOLVIMENTO DAS ETAPAS DA METODOLOGIA

A metodologia de desenvolvimento deste trabalho foi subdividida em três etapas para a definição e análise dos parâmetros de estudo, as quais serão detalhadas a seguir.

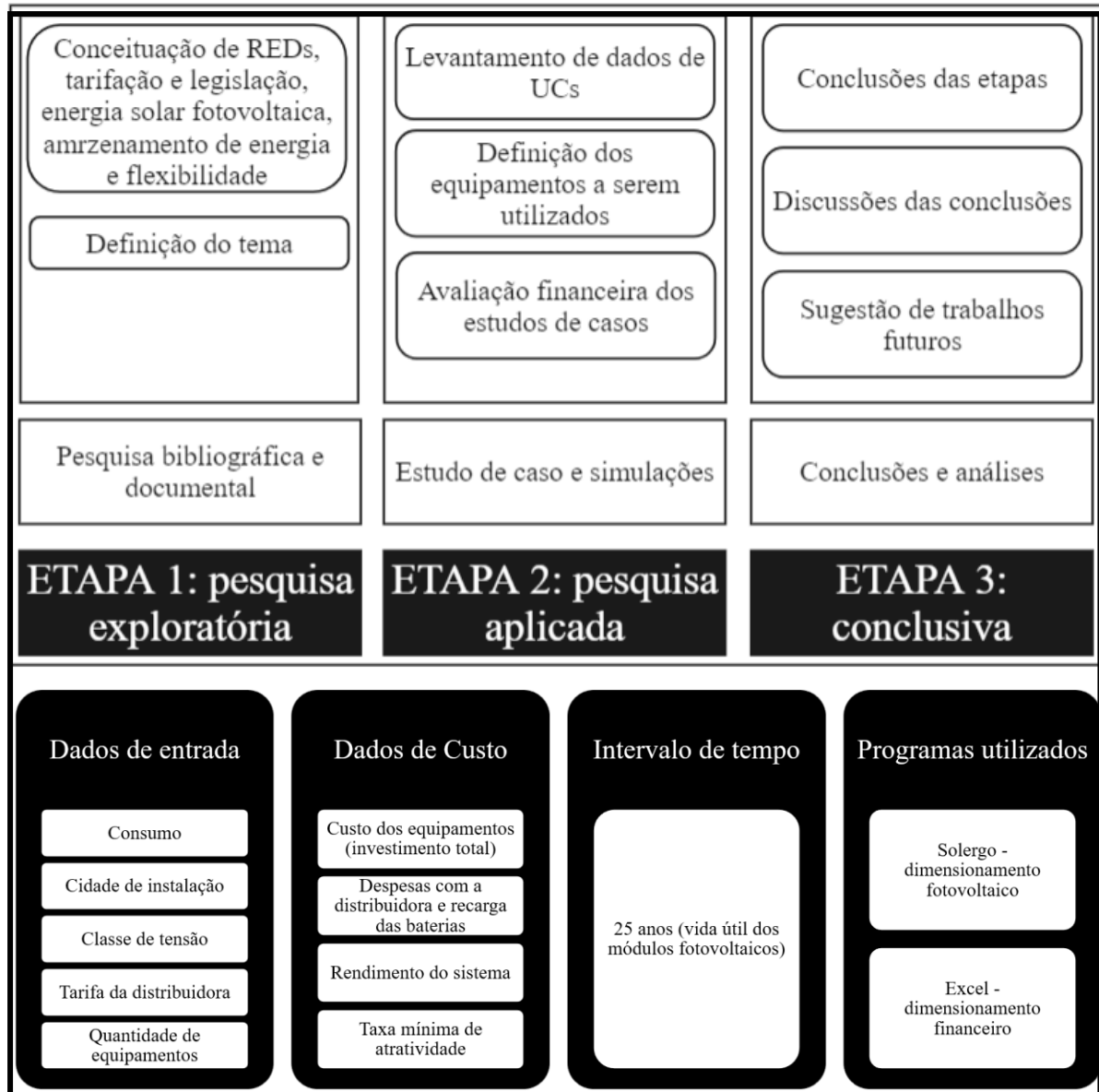
A primeira é a pesquisa exploratória no qual será utilizada a experiência e o conhecimento adquiridos em trabalhos anteriores para orientar o desenvolvimento dos estudos de caso a serem simulados, bem como para a delimitação do tema do trabalho.

A segunda etapa é a de pesquisa aplicada. Nela serão definidas a UC a ser utilizada como referência, os equipamentos a serem empregados, modelagens, simulações e análises financeiras. Isso inclui a escolha dos módulos fotovoltaicos, inversores, baterias e outros componentes relevantes.

Na etapa 3 que é a conclusiva, serão apresentadas as discussões e conclusões do trabalho com base nos resultados obtidos a partir das simulações e análises realizadas. Também serão apresentadas algumas sugestões para trabalhos futuros na área.

No Quadro 2 é apresentada uma visão geral da metodologia utilizada, destacando os dados de entrada, custos, intervalo de tempo e os programas utilizados. Os dados de entrada englobam informações essenciais para o estudo de caso, como consumo, cidade de instalação, classe de tensão, tarifas da distribuidora, quantidade de baterias, inversores e módulos fotovoltaicos. Os dados de custos abrangem as variáveis necessárias para a análise financeira, como custos de equipamentos, instalação (investimento total), despesas com distribuidora e recarga das baterias, rendimento do sistema e taxa mínima de atratividade. Além disso, é especificado o intervalo de tempo para análise da solução e os programas utilizados para o dimensionamento e as simulações.

Quadro 2 -Etapas da metodologia



Fonte: Próprio autor, 2023.

Após a determinação da metodologia utilizada, na próxima seção, serão abordadas as metodologias de cálculo para dimensionamento do sistema solar fotovoltaico, das baterias e dos índices financeiros. Isso nos permitirá simular os resultados com precisão.

4.2 METODOLOGIAS DE CÁLCULO

4.2.1 Consumo corrigido ponta

Para determinar com precisão o consumo corrigido que deve ser atendido no horário de ponta, é essencial considerar o rendimento das baterias e do inversor. Portanto, o consumo corrigido pode ser calculado conforme Equação 7.

$$CC = \frac{C_{dm}}{n_{bat} \times n_{inv}} \quad (7)$$

Sendo:

CC : Consumo corrigido

C_{dm} : Consumo diário máximo na ponta

n_{bat} : Rendimento das baterias

n_{inv} : Rendimento dos inversores

4.2.2 Capacidade de armazenamento das baterias

O cálculo para dimensionar a capacidade de armazenamento das baterias, conforme a Equação 8, é realizado com base no consumo corrigido, na tensão da bateria e no seu DOD.

$$CAB = CC \times V_{bat} \times DOD \quad (8)$$

Sendo:

CAB : Capacidade das baterias

CC : Consumo corrigido

V_{bat} : Tensão da bateria

DOD: Profundidade de descarga

4.2.3 Número de baterias

Com a informação de capacidade individual da bateria a ser utilizada, é possível calcular a quantidade de baterias necessárias para suprir o consumo no horário de ponta. A Equação 9 demonstra como determinar o número de baterias necessárias para atender ao consumo corrigido.

$$QB = \frac{CAB_{ind}}{CAB} \quad (9)$$

Sendo:

QB : Quantidade de baterias

CAB_{ind} : Capacidade das baterias individual

CAB : Capacidade das baterias

4.2.4 Dimensionamento do sistema solar fotovoltaico

Para dimensionar o sistema solar fotovoltaico, será utilizada como premissa o consumo corrigido diário para os 252 dias úteis do ano, multiplicados pelo número de dias de autonomia desejados, que nesse caso serão 3(três) dias. A escolha de três dias leva em consideração a incidência prolongada de chuvas em algumas regiões do Brasil, que pode prejudicar a geração solar e requer que as baterias sejam recarregadas pela rede, algo que deve ser evitado. Com base na irradiação solar média da cidade de consumo e na eficiência da instalação, considerando as perdas de energia elétrica, é apresentada a Equação 10, para calcular a potência do sistema solar fotovoltaico.

$$P = \frac{CC \times DA \times 252}{HSP \times n_{inst}} \quad (10)$$

Sendo:

P : Potência do sistema solar fotovoltaico

CC : Consumo corrigido

DA : Dias de autonomia (três dias)

HSP : Horas de sol pico

n_{inst} : Eficiência da instalação

4.2.5 Análise financeira

Deve ser realizada uma análise financeira para avaliar a viabilidade da utilização de baterias para alívio da carga na ponta. As técnicas utilizadas para verificar a atratividade dos projetos incluirão o Valor Presente Líquido (VPL), fluxo de caixa (FCt) e a taxa interna de retorno (TIR).

O fluxo de caixa considera todas as entradas e saídas de capital com uma periodicidade definida. Essa diferença entre as entradas e saídas de capital representa o fluxo de caixa naquele período específico. As entradas de caixa incluem as receitas operacionais e

não operacionais do negócio, enquanto as saídas englobam investimentos, custos, despesas, manutenção e impostos. A Equação 11 representa o cálculo do fluxo de caixa no tempo t .

$$FC_t = E - S \quad (11)$$

Sendo:

FC_t : Fluxo de caixa no tempo t

E : Valores de entrada

S : Valores de saída

As receitas do projeto serão geradas com base no consumo e no valor da tarifa durante o horário de ponta. Portanto, a receita se origina da economia resultante da não utilização da energia elétrica fornecida pela distribuidora durante o horário de ponta. A Equação 12 apresenta o cálculo das receitas do projeto.

$$R = C_p \times T_p \quad (12)$$

Sendo:

R : Receita

C_p : Consumo na ponta

T_p : Tarifa na ponta

Nos cenários em que as baterias precisam ser recarregadas através da rede da distribuidora, é importante considerar o custo mensal dessa recarga nos 252 dias úteis do ano. Vale ressaltar que essa recarga deve ocorrer durante o horário de FP. A Equação 13 apresenta o cálculo das despesas com a recarga das baterias.

$$D = C_c \times T_{FP} \times 252 \quad (13)$$

Sendo:

D : Despesa de recarga

C_c : Consumo corrigido

T_{FP} : Tarifa no fora ponta

Portanto, a economia total para o cenário de recarga pela rede da distribuidora pode ser visualizada na Equação 14. Já para o cenário de recarga através de energia solar fotovoltaica, a economia é igual a receita, como é possível observar na Equação 15.

$$EC = R - D \quad (14)$$

$$EC_{solar} = R \quad (15)$$

Sendo:

EC: Economia de recarga

R: Receita

D: Despesa de recarga

EC_{solar}: Economia com sistema solar fotovoltaico

Esse cálculo de economia gerada através da recarga pelo sistema solar fotovoltaico é considerado com base na energia gerada no primeiro ano de produção do sistema fotovoltaico. Após o primeiro ano, ocorrem perdas de rendimento devido à degradação dos módulos fotovoltaicos, conforme Equação 16. Portanto, esse percentual de queda na produção deve ser considerado na análise de viabilidade econômica, e será abordado no Capítulo 5.

$$EC_{tsolar} = EC_{solar} \times n_{solar} \quad (16)$$

Sendo:

EC_{tsolar}: Economia total com sistema solar fotovoltaico

EC_{solar}: Economia com sistema solar fotovoltaico

n_{solar}: Eficiência do sistema solar fotovoltaico

O fluxo de caixa descontado permite avaliar o valor do dinheiro ao longo do tempo, convertendo o FCt para cada período analisado do investimento para o valor presente e aplicando uma taxa de desconto ou taxa mínima de atratividade (*i*). Essa taxa de desconto é a taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC) para títulos federais do Banco Central do Brasil. A SELIC influencia o comportamento da inflação e o retorno dos investimentos, permitindo calcular a taxa mínima de atratividade de um investimento. A Equação 17 demonstra o cálculo do valor presente.

$$VP = \frac{V_f}{(1 + i)^t} \quad (17)$$

Sendo:

VP: Valor presente

V_f: Valor futuro

i: Taxa de desconto

t: Tempo

O investimento inicial, conhecido como CAPEX (*capital expenditure*), engloba os custos relacionados à aquisição de equipamentos e instalações. O OPEX (*operational expenditure*) corresponde aos custos de operação e manutenção do sistema, enquanto o RECAPEX (*recapital expenditure*) se refere ao investimento necessário no caso de substituição de equipamentos e/ou peças.

O valor presente líquido (VPL) permite avaliar o valor total ao final da vida útil do projeto, considerando as correções monetárias ao longo do tempo. Em outras palavras, o VPL consiste em trazer todos os fluxos de caixa do projeto para o valor presente na data inicial e somá-los ao valor do investimento inicial, CAPEX, com base na taxa de desconto. Na Equação 18, é demonstrado o formato de cálculo do VPL.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{V_f}{(1+i)^t} - CAPEX \quad (18)$$

Sendo:

VPL: Valor presente líquido

V_f : Valor futuro

CAPEX: Investimento do sistema

i : Taxa de desconto

t : Tempo

n : Número de interações

O Valor Presente Líquido (VPL) é uma medida importante para determinar a viabilidade econômica de um projeto. Quando o VPL é positivo, isso indica que as receitas superam as despesas, tornando o projeto economicamente viável, com retornos financeiros que recuperam e excedem os investimentos iniciais. Se o VPL for negativo, significa que as despesas superam as receitas, tornando o projeto inviável. Quando o VPL é igual a zero, as receitas e despesas se equilibram.

Quando o VPL é igual a zero, é possível calcular a Taxa Interna de Retorno (TIR), que é uma taxa de desconto hipotética. A TIR é calculada com base em uma projeção de fluxo de caixa, considerando que o VPL seja zero. Se a TIR for maior que a taxa mínima de atratividade (i), isso indica que o investimento é positivo e trará lucros ao investidor. Caso

contrário, se a taxa mínima de atratividade (i) for maior que a TIR, o projeto resultará em prejuízos. Em resumo, a TIR é uma taxa que avalia o crescimento do valor investido, seu potencial lucro e seu impacto no desenvolvimento do projeto. A equação 19 mostra como calcular a TIR.

$$\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - CAPEX = 0 \quad (19)$$

Sendo:

FC_t : Fluxo de caixa no tempo t

$CAPEX$: Investimento do sistema

i : Taxa de desconto

t : Tempo

n : Número de interações

4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

O objetivo principal deste capítulo foi apresentar a metodologia que servirá como base para o desenvolvimento prático do trabalho.

5 DESENVOLVIMENTO PRÁTICO

Na primeira seção, serão apresentados os levantamentos de dados, incluindo os principais equipamentos a serem utilizados, seus preços e valores de investimento, as premissas financeiras e o software utilizado para dimensionamento. Na seção 2 serão apresentados os estudos de casos que serão desenvolvidos. Para finalizar, na seção 3 será apresentado o estudo de caso proposto.

5.1 LEVANTAMENTO DE DADOS

Nas próximas seções, serão apresentados os dados que serão utilizados na aplicação da metodologia proposta no Capítulo 4.

5.1.1 Baterias

O sistema de armazenamento escolhido é a bateria de Fosfato de Ferro-Lítio da marca *Unipower* e modelo UPLFP48-100 3U. Na Figura 22 é possível avaliar uma imagem do equipamento, e na Tabela 1, estão listadas as suas características (*Unipower, 2023*).

Conforme o descritivo técnico do fabricante da Unipower (2023), a bateria possui uma vida útil superior a 6.000 ciclos. Portanto, se considerarmos que a bateria será descarregada apenas nos dias úteis, teremos um total de 252 descargas anuais. Isso significa que a vida útil da bateria pode ultrapassar os 23 anos, considerando o DOD de 80%.

Figura 22 - Bateria unicoba



Fonte: *Unipower, 2023*.

Tabela 1 - Especificações da bateria

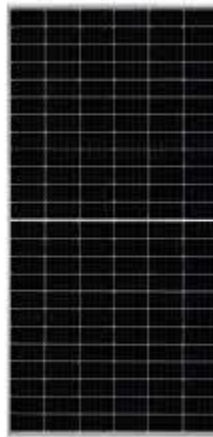
Característica	Quantidade
Tensão	48V
Capacidade	100Ah
Energia	5000Wh
Tensão de operação	42 até 54V
Vida útil cíclica 90% de índice de descarga	≥ 6.000 ciclos
Eficiência de recarga	98%

Fonte: Unipower, 2023.

5.1.2 Módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico escolhido é da marca JA SOLAR e modelo JAM72S30 540/MR. Na Figura 23 é possível avaliar uma figura ilustrativa, e na Tabela 2, estão listadas as características de operação (JA SOLAR, 2023).

Figura 23 - Módulo/painel solar fotovoltaico



Fonte: JA SOLAR, 2023.

Tabela 2 - Especificações dos módulos fotovoltaicos

Característica	Quantidade
Tipo de célula	Monocristalina bifacial
Potência	540 W
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	49,6 V
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	13,86A
Tensão de Máxima Potência (Vmp)	41,64V
Corrente de Máxima Potência (Imp)	12,97A
Eficiência do Módulo	20,9%
Garantia de fabricação	12 anos
Garantia de funcionamento de desempenho >80%	25 anos

Fonte: JA SOLAR, 2023.

A garantia de funcionamento dos módulos fotovoltaicos com desempenho superior a 80% do *datasheet* é de 25 anos. Portanto, a cada ano, há uma degradação na produção de energia. No primeiro ano, essa degradação é significativamente maior em comparação com os anos subsequentes. A Tabela 3 apresenta as taxas de degradação fornecidas pelo fabricante para cada ano.

Tabela 3 - Degradação do sistema fotovoltaico

Período	Rendimento
Ano 1	97,00%
Ano 2	96,32%
Ano 3	95,64%
Ano 4	94,96%
Ano 5	94,28%
Ano 6	93,60%
Ano 7	92,92%
Ano 8	92,24%
Ano 9	91,56%
Ano 10	90,88%
Ano 11	90,20%
Ano 12	89,52%
Ano 13	88,84%
Ano 14	88,16%
Ano 15	87,48%
Ano 16	86,80%
Ano 17	86,12%
Ano 18	85,44%
Ano 19	84,76%
Ano 20	84,08%
Ano 21	83,40%
Ano 22	82,72%
Ano 23	82,04%
Ano 24	81,36%
Ano 25	80,00%

Fonte: JA SOLAR, 2023.

5.1.3 Inversor fotovoltaico

O inversor híbrido fotovoltaico escolhido é o modelo SUN-12K-SG04L P3-EU da marca Deye. Esse equipamento foi selecionado por sua capacidade de combinar várias funções em um único dispositivo, incluindo inversor, controlador de carga e carregador de

baterias CA. Além disso, o inversor Deye oferece uma plataforma de monitoramento que permite acompanhar diversas variáveis em tempo real, como tensão, corrente, produção do sistema, percentual de recarga das baterias, economia gerada, entre outras. A Figura 24 apresenta o inversor, enquanto a Tabela 4 detalha suas características de operação (DEYE,2023).

Figura 24 - Inversor Deye híbrido



Fonte: DEYE, 2023.

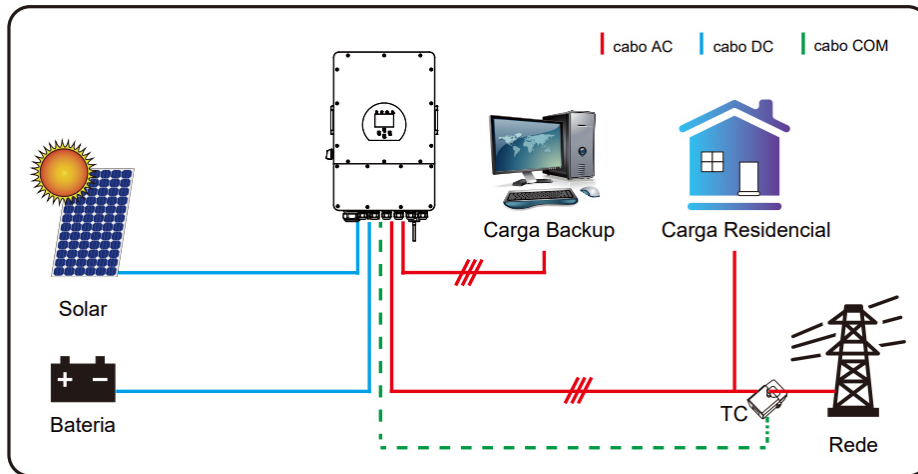
Tabela 4 - Especificações dos inversores híbridos

Característica	Quantidade
Potência nominal de saída CA	12kW
Máxima eficiência	97,6%
Tensão nominal	220/380V
Garantia	5 anos
Vida útil	15 anos

Fonte: DEYE, 2023.

Na Figura 25, é apresentado o diagrama de ligação do inversor híbrido. Caso a opção de energia solar não seja utilizada, essa opção deve ser deixada desconectada. O inversor híbrido fornecerá energia tanto para carregar a bateria quanto para alimentar as cargas conectadas a ele. Se a energia proveniente dos painéis solares e da bateria não for suficiente, a rede da distribuidora será usada como fonte complementar de energia.

Figura 25 - Esquemático de ligação do inversor híbrido

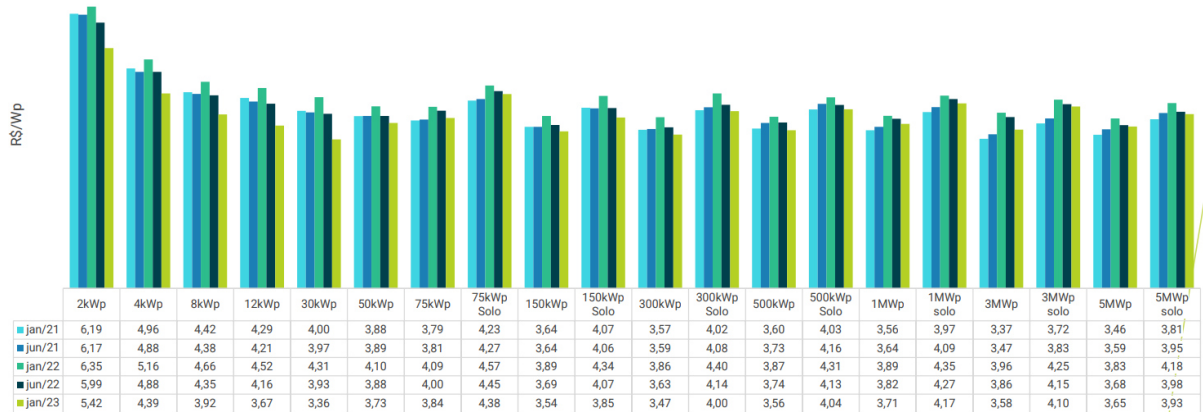


Fonte: DEYE, 2023.

5.1.4 Preço do sistema solar fotovoltaico

O aumento da capacidade global de produção de polissilício, que é a matéria prima dos módulos fotovoltaicos, combinado com a queda nos custos de transporte internacional e um alto estoque de equipamentos no atacado, contribuiu para a redução dos preços de energia solar fotovoltaica em 2022 em comparação com anos anteriores. No estudo publicado pela Greener (2023), o preço médio por porte é calculado a partir da média dos preços fornecidos por milhares de integradores que responderam à pesquisa. Os valores finais incluem os custos dos equipamentos e os serviços de integração. Os preços para os clientes finais apresentaram queda de 12% em relação a 2021 em 2022. Para sistemas residenciais e pequenos comércios, a variação média foi de -13,6% e para sistemas de grande porte, com potência instalada superior a 75kWp, -7,2%. A Figura 26 apresenta um histórico do preço médio por tamanho de usina.

Figura 26 - Preço médio energia solar fotovoltaica



Fonte: Greener, 2023.

5.1.5 Preço do sistema de armazenamento

Foi realizada uma pesquisa de mercado em uma empresa de energia solar que também comercializa baterias. Essa empresa atua no ramo de engenharia há 18 anos e no ramo de energia solar desde 2015. Possui um portfólio de mais de 300MW de projetos solares instalados. O valor especificado pela HCC contempla a instalação do sistema de armazenamento e o fornecimento de todos os materiais necessários, incluindo baterias, inversor(es), estruturas e cabos (HCC, 2023). A Tabela 5 apresenta três opções de sistemas de armazenamento e seus respectivos valores.

Tabela 5 - Valor sistema de armazenamento por kWh

Opção	Energia de armazenamento	Valor
1	5 kWh	R\$ 33.600,00
2	10kWh	R\$ 48.000,00
3	15kWh	R\$ 60.000,00

Fonte: HCC Energia Solar, 2023.

5.1.6 Premissas financeiras

O valor do OPEX anual para sistemas de armazenamento é igual a 0,5% do valor do CAPEX ao ano. A taxa de desconto aplicada é de 6%. O RECAPEX é considerado no 13º ano e contempla a substituição de peças dos inversores, tendo um percentual de 15% do valor do CAPEX (GREENER, 2021). O RECAPEX das baterias e dos módulos não será necessário,

pois possuem uma vida útil estimada superior a 20 anos. A RGE (Rio Grande Energia), distribuidora da UC que será utilizada como estudo de caso, apresentou reajuste tarifário indicando que a inflação de energia é de 10% para clientes do grupo A (RGE, 2023).

5.1.7 Software de simulação SOLergo

A *Electro Graphics*, fundada em 1990, é especialista em softwares para projetos elétricos e fotovoltaicos. Em resposta às novas demandas de projetos devido ao crescimento das fontes de energia renovável, a empresa desenvolveu o software SOLergo, que rapidamente se tornou uma referência no mercado de projetos de sistemas fotovoltaicos. O SOLergo é o primeiro software fotovoltaico em português inteiramente dedicado à normativa e à realidade fiscal brasileira, permitindo o dimensionamento completo de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, sistemas isolados da rede e sistemas híbridos (*Electro Graphics*, 2023).

5.1.8 Software de cálculo EXCEL

Para auxiliar os cálculos das análises financeiras e construção de tabelas, será utilizado o editor de planilhas Excel ®.

5.1.9 Dados da UC e tarifa de energia elétrica

Para a escolha da UC, foi realizada uma classificação dentre as faturas disponíveis em banco de dados de acervo pessoal da autora, e optou-se pela utilização de uma UC do grupo A, devido a diferenciação de valores na tarifa de acordo com o horário de utilização. Ela servirá como parâmetro de comparação com a forma de tarifação vigente e para correlação com uma nova proposta de tarifação.

A UC selecionada é uma pessoa jurídica, hospital da cidade de Santiago – Rio Grande do Sul, é atendida pela concessionária RGE, grupo A verde, opera na classe de tensão 220/380V e possui uma irradiação solar média (HSP) de 4,9kWh/m². A demanda contratada é de 250kW. Na Tabela 6 são apresentados os consumos da UC.

Tabela 6 - Consumo em kWh grupo A

Consumo	Ponta (kWh)	FP (kWh)	Demanda lida (kW)
Janeiro	7298	98583	273
Fevereiro	6386	80077	253
Março	6144	75552	251
Abril	4297	59618	230
Maio	4820	70685	233
Junho	4934	78341	241
Julho	4624	68226	239
Agosto	4945	67567	245
Setembro	4109	51883	223
Outubro	4131	50854	221
Novembro	5500	99157	242
Dezembro	6682	84108	260
Soma	63870	884651	-

Fonte: Próprio autor, 2023.

A UC está classificada na modalidade tarifária horo sazonal verde, o que significa que possui uma tarifa única de demanda e tarifas diferenciadas de acordo com os horários de ponta e FP. As tarifas de energia elétrica, incluindo os impostos, podem ser visualizadas na Tabela 7.

Tabela 7 – Tarifas com impostos grupo A

Tarifa	Valor
Tarifa Ponta (TUSD +TE)	R\$/kWh 2,13
Tarifa FP (TUSD +TE)	R\$/kWh 0,46
TUSD FP (Demanda)	R\$/kW 41,14
TUSD FP de ultrapassagem (Demanda ultrapassagem)	R\$/kW 82,28
TUSD G	R\$/kW 8,82

Fonte: RGE, 2023.

5.2 ESTUDOS DE CASOS

Após a apresentação da UC, juntamente com as informações de consumo e as premissas financeiras necessárias para a análise econômica, será realizado o dimensionamento das baterias e inversores.

5.2.1.1 Dimensionamento das baterias e inversores

Da Tabela 6 de consumos, é possível avaliar o mês com o maior consumo no horário de ponta, que é janeiro, no qual temos um consumo de 7.298kWh. Esse valor será utilizado como base para atender o pico de demanda, que é o consumo mais elevado. Como o consumo diário máximo é de 235kWh, a eficiência da bateria é de 98% e do inversor é de 97,6%, o consumo corrigido é igual a 246kWh.

Após a aplicação da Equação 8, a capacidade de armazenamento das baterias é de 6,40kAh. Como cada bateria tem uma capacidade de 100Ah, será necessário utilizar 64 baterias de 5kWh para suprir o consumo corrigido na ponta. Devido à corrente e tensão máximas da bateria, o arranjo máximo em paralelo é de 16 baterias. Ou seja, serão instalados 4 conjuntos de 16 baterias cada em paralelo.

A sobrecarga máxima de potência dos inversores não deve ser superior a 30% da potência máxima das baterias. Sendo assim, para este estudo, serão utilizados 24 inversores Deye de 12kW cada. Como serão instalados 4 conjuntos de baterias, utilizaremos 6 inversores em paralelo em cada conjunto. A Tabela 8 apresenta os quantitativos totais dos equipamentos necessários para atender o consumo na ponta.

Tabela 8 - Quantitativos

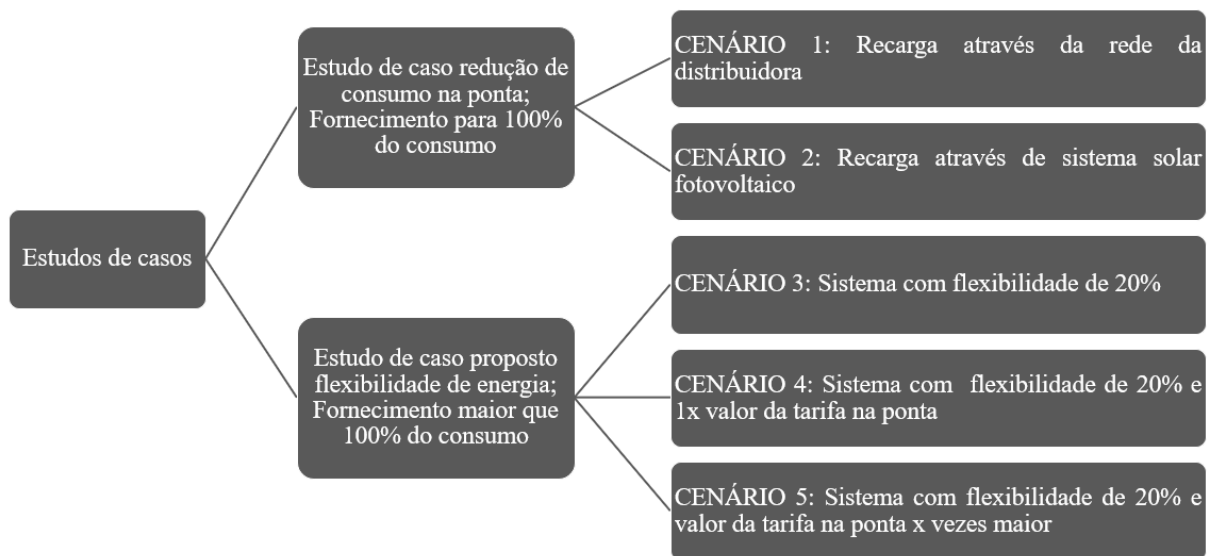
Item	Quantidade
Número de baterias	64
Potência unitária das baterias	5kWh
Potência total das baterias	320 kWh
Quantidade de inversores	24
Potência unitária dos inversores	12kW
Potência total de inversores	288kW

Fonte: Próprio autor, 2023.

Após o dimensionamento dos principais equipamentos, serão iniciados os estudos de caso propostos para serem desenvolvidos neste trabalho. Como métodos de recarga das

baterias, serão investigados dois métodos: o primeiro consiste na recarga através da rede da distribuidora, enquanto o segundo envolve o uso de energia solar fotovoltaica. Além disso, será proposto um sistema com uma capacidade 20% maior, a fim de possibilitar a oferta de energia excedente como flexibilidade. Para isso, o retorno de venda será simulado considerando o mesmo valor aplicado na tarifação atual e variando proporcionalmente ao valor pago atualmente. Desta forma, os estudos de caso podem ser resumidos pela Figura 27.

Figura 27 - Estudos de casos



Fonte: Próprio autor, 2023.

5.2.1.2 Recarga das baterias cenário 1

De acordo com a Equação 14, a economia anual de energia totaliza R\$136.043,31. A despesa anual com recarga no primeiro ano atinge R\$28.516,32. Considerando a eficiência do módulo para o primeiro ano, que é de 97%, a economia anual nesse período corresponde a R\$104.301,18, enquanto o investimento total se estabelece em R\$1.280.000,00. Os resultados resumidos podem ser encontrados na Tabela 9.

Tabela 9 – Despesas, economia e investimento cenário 1

Despesa com recarga anual no primeiro ano	Economia anual no primeiro ano	Investimento total
R\$ 28.516,32	R\$ 104.301,18	R\$ 1.280.000,00

Fonte: Próprio autor, 2023.

5.2.1.3 Recarga das baterias cenário número 2

Neste cenário, a energia destinada à recarga das baterias é gerada por um sistema solar fotovoltaico durante os períodos de incidência solar. No caso de insuficiência de recursos solares para a recarga das baterias, a energia necessária será fornecida pela rede da distribuidora. No entanto, a utilização da rede da distribuidora está prevista apenas para emergências, já que o sistema fotovoltaico foi dimensionado com uma reserva de 3 (três) dias de autonomia no consumo ponta, a fim de evitar seu uso.

Após a apresentação da Equação 10, que descreve como calcular a potência do sistema, será realizada simulação por meio do software *Solergo*, que incorpora históricos de irradiações e perdas. Após uma análise de campo no local de estudo, constatou-se que a inclinação do telhado de instalação é de 5° e a orientação é nordeste (-170°).

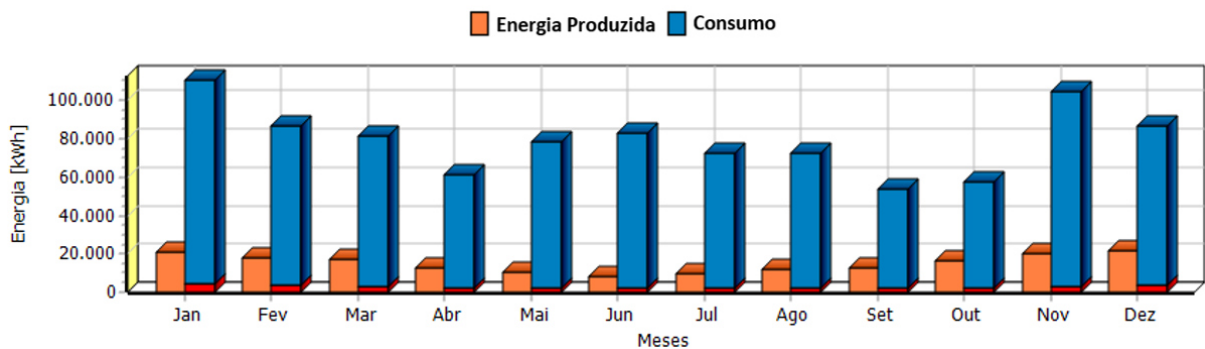
Ao inserir as variáveis na simulação, os resultados indicam a necessidade de 234 módulos fotovoltaicos de 540W e 10 inversores de 12kW, totalizando uma potência CC de 126,36kWp e CA de 120kW. Essa é, portanto, a potência necessária para a recarga das baterias. A Figura 28 apresenta um resumo extraído do software de simulação, enquanto a Figura 29 exhibe a energia produzida para a ponta e o consumo total para cada mês do ano, considerando o consumo total de 179.675kWh.

Figura 28 – Potência solar fotovoltaica

Resumo		
Número de geradores:	1	
Descrição	Potência de pico [kWp]	Energia anual [kWh]
Gerador	126,36	180.617,8
Potência nominal:	120 kW	Energia produzida
Potência de pico:	126,36 kWp	180.617,8 kWh
	Rendimento:	1.429,4 kWh/kWp
	Performance Ratio:	82,6 %

Fonte: Solergo, 2023.

Figura 29 - Produção de energia anual do sistema solar fotovoltaico



Fonte: Solergo, 2023.

Nessa opção de recarga, o investimento total será maior devido ao custo adicional do sistema solar fotovoltaico. A economia para esse caso será calculada conforme Equação 16. Na Tabela 10, é apresentada a estimativa economia anual de economia para o primeiro ano, descontando a degradação dos módulos fotovoltaicos, e o investimento total para esse estudo de caso.

Tabela 10 – Economia e investimento cenário 2

Economia anual total para o primeiro ano	CAPEX	Valor
R\$ 131.962,01	Investimento sistema de armazenamento	R\$ 1.280.000,00
	Investimento sistema solar fotovoltaico	R\$ 485.222,40
	Valor total de investimento	R\$ 1.765.222,40

Fonte: Próprio autor, 2023.

5.3 ESTUDO DE CASO PROPOSTO – FLEXIBILIDADE DE ENERGIA

No estudo de caso proposto, será considerada a opção em que o cliente instale um sistema de armazenamento com uma capacidade 20% superior à sua necessidade, permitindo assim que ele possa disponibilizar o excedente de energia à distribuidora.

A flexibilidade de energia nesse cenário será baseada na potência disponibilizada pelo cliente à distribuidora. Por exemplo, no cenário 1, o sistema projetado consiste em 64 baterias de 5kWh. Optando por investir em um sistema 20% maior, a distribuidora possuirá uma flexibilidade de 12 baterias de 5kW no período de ponta, totalizando 60kW.

Como premissa de cálculo, será mantido o atual formato de cobrança conforme as regulamentações das tarifas ponta e FP. Em outras palavras, a economia nos casos propostos será calculada com base no mesmo valor aplicado pela distribuidora de energia elétrica durante o horário de ponta.

Além desse cenário, serão estudados casos em que a distribuidora de energia aplique tarifas diferenciadas para a energia excedente, proporcional ao valor da tarifa original. É importante ressaltar que, nessa proposta de pagamento diferenciado pela flexibilidade, levamos em consideração que a distribuidora continuará aplicando a mesma tarifa de energia elétrica durante o horário de recarga das baterias. Se a distribuidora cobrar um valor maior pela recarga das baterias no horário FP, os resultados deverão ser recalculados. A Tabela 11 resume o cenário proposto.

Tabela 11 – Cenário 3

Armazenamento	Recarga	Tamanho do sistema solar	CAPEX total
76 baterias de 5kWh	rede da distribuidora	-	R\$ 1.536.000,00
	solar fotovoltaico	151,74 kWp	R\$ 2.118.266,88

Fonte: Próprio autor, 2023.

5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foi apresentado o desenvolvimento prático da aplicação da metodologia desenvolvida. Além disso, foram apresentados os equipamentos a serem utilizados, formato de ligação, simulação do sistema fotovoltaico, definição dos valores de investimento e definição dos requisitos para os estudos de caso.

6 RESULTADOS

Neste capítulo, serão apresentados os resultados obtidos para cada estudo de caso. Inicialmente, serão destacados os resultados do cenário 1 e 2. Em seguida, serão apresentados os resultados do estudo de caso proposto, cenários 3,4 e 5.

6.1 ESTUDO DE CASO DE REDUÇÃO DE CONSUMO NA PONTA

6.1.1 Viabilidade financeira cenário 1

A Tabela 12 apresenta os resultados financeiros obtidos por meio do estudo de caso do cenário 1.

Tabela 12 - Análise financeira cenário 1

Ano	Rendimento	Saldo VPL	OPEX	Custo com recarga	Economia anual	Fluxo de caixa acumulado	TIR
0	100%	-R\$1.280.000,00	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 0	R\$-1.280.000,00	-
1	97,0%	R\$ 104.301,18	R\$ -0	-R\$28.516,32	R\$ 104.301,18	-R\$ 1.175.698,82	-92%
2	96,3%	R\$ 107.009,15	-R\$ 6.400,00	-R\$31.225,37	R\$ 113.409,15	-R\$ 1.068.689,67	-67%
3	95,6%	R\$ 116.298,31	-R\$ 7.008,00	-R\$34.191,78	R\$ 123.306,31	-R\$ 952.391,36	-46%
4	95,0%	R\$ 126.386,66	-R\$ 7.673,76	-R\$37.440,00	R\$ 134.060,42	-R\$ 826.004,70	-31%
5	94,3%	R\$ 137.342,19	-R\$ 8.402,77	-R\$40.996,80	R\$ 145.744,96	-R\$ 688.662,50	-20%
6	93,6%	R\$ 149.238,65	-R\$ 9.201,03	-R\$44.891,50	R\$ 158.439,68	-R\$ 539.423,86	-13%
7	92,9%	R\$ 162.155,91	-R\$ 10.075,13	-R\$49.156,19	R\$ 172.231,04	-R\$ 377.267,95	-8%
8	92,2%	R\$ 176.180,57	-R\$ 11.032,27	-R\$53.826,03	R\$ 187.212,84	-R\$ 201.087,38	-3%
9	91,6%	R\$ 191.406,47	-R\$ 12.080,33	-R\$58.939,50	R\$ 203.486,80	-R\$ 9.680,91	0%
10	90,9%	R\$ 207.935,25	-R\$ 13.227,96	-R\$64.538,75	R\$ 221.163,21	R\$ 198.254,34	2%
11	90,2%	R\$ 225.877,06	-R\$ 14.484,62	-R\$70.669,93	R\$ 240.361,68	R\$ 424.131,41	4%
12	89,5%	R\$ 245.351,20	-R\$ 15.860,66	-R\$77.383,58	R\$ 261.211,86	R\$ 669.482,61	6%
13	88,8%	R\$ 266.486,88	-R\$ 17.367,42	-R\$84.735,01	R\$ 283.854,30	R\$ 935.969,49	7%
14	88,2%	R\$ 289.424,05	-R\$ 19.017,32	-R\$92.784,84	R\$ 308.441,38	R\$ 1.225.393,54	9%
15	87,5%	R\$ 314.314,24	-R\$ 20.823,97	-R\$101.599,40	R\$ 335.138,21	R\$ 1.539.707,78	10%
16	86,8%	R\$ 341.321,51	-R\$ 22.802,25	-R\$111.251,34	R\$ 364.123,76	R\$ 1.881.029,29	10%
17	86,1%	R\$ 370.623,47	-R\$ 24.968,46	-R\$121.820,22	R\$ 395.591,93	R\$ 2.251.652,76	11%
18	85,4%	R\$ 402.412,39	-R\$ 27.340,46	-R\$133.393,14	R\$ 429.752,85	R\$ 2.654.065,15	12%
19	84,8%	R\$ 436.896,32	-R\$ 29.937,81	-R\$146.065,49	R\$ 466.834,12	R\$ 3.090.961,47	12%
20	84,1%	R\$ 474.300,42	-R\$ 32.781,90	-R\$159.941,71	R\$ 507.082,32	R\$ 3.565.261,89	13%
21	83,4%	R\$ 514.868,31	-R\$ 35.896,18	-R\$175.136,18	R\$ 550.764,49	R\$ 4.080.130,20	13%
22	82,7%	R\$ 558.863,55	-R\$ 39.306,32	-R\$191.774,11	R\$ 598.169,86	R\$ 4.638.993,75	13%
23	82,0%	R\$ 606.571,19	-R\$ 43.040,42	-R\$209.992,65	R\$ 649.611,60	R\$ 5.245.564,93	14%
24	81,4%	R\$ 658.299,54	-R\$ 47.129,26	-R\$229.941,96	R\$ 705.428,79	R\$ 5.903.864,47	14%
25	80,0%	R\$ 707.925,94	-R\$ 51.606,54	-R\$251.786,44	R\$ 759.532,48	R\$ 6.611.790,41	14%

Fonte: Próprio autor, 2023.

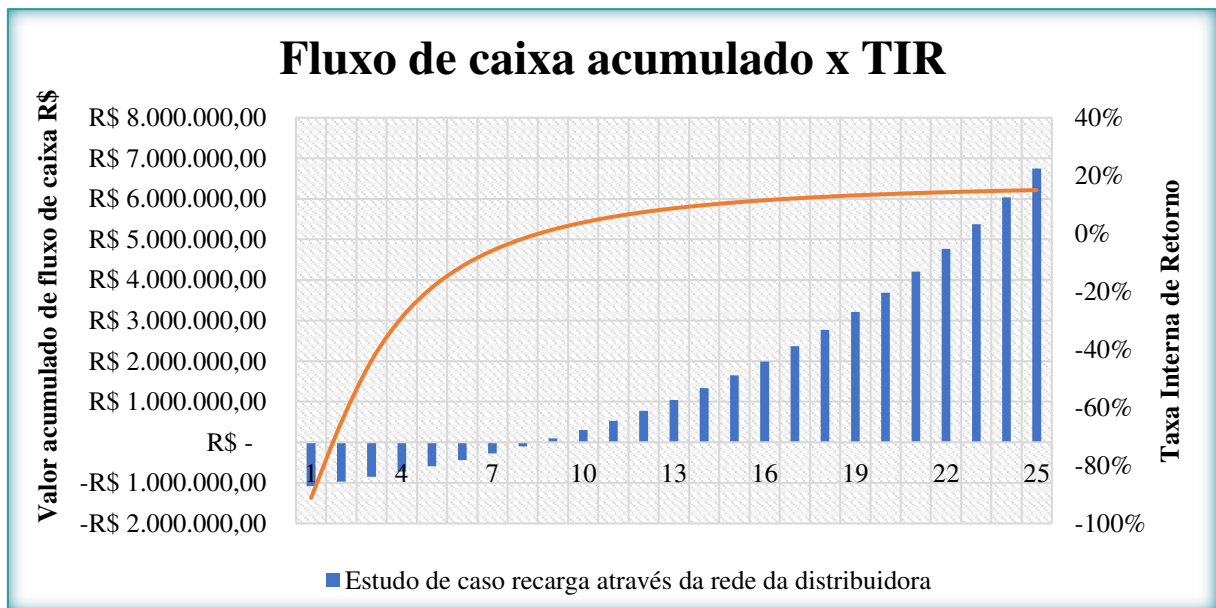
Resumindo os resultados obtidos para os 25 anos, é possível verificar, na Tabela 13, um VPL positivo de R\$ 1.890.175,58, uma TIR de 14,09% e um período de retorno de 9 anos. A Figura 30 ilustra o fluxo de caixa ao longo dos 25 anos.

Tabela 13 - Resultado financeiro 25 anos cenário 1

Indicador	Quantidade
Economia de energia em 25 anos	R\$ 8.419.255,23
Fluxo de caixa acumulado	R\$ 6.611.790,41
VPL	R\$ 1.890.175,58
TIR	14,09%
Payback	9 anos

Fonte: Próprio autor, 2023.

Figura 30 - Estudo de caso cenário 1



Fonte: Próprio autor, 2023.

6.1.2 Viabilidade financeira cenário 2

A Tabela 14 apresenta os resultados financeiros obtidos através por meio do estudo de caso do cenário 2.

Tabela 14 - Análise financeira cenário 2

Ano	Rendimento	Saldo VPL	OPEX	Economia anual	Fluxo de caixa acumulado	TIR
0	100%	-R\$1.765.222,40	R\$ 0	R\$ 0	-R\$1.765.222,40	-
1	97,0%	R\$ 131.962,01	R\$ 0	R\$ 131.962,01	-R\$ 1.633.260,39	-93%
2	96,3%	R\$ 134.659,31	-R\$8.826,11	R\$ 143.485,43	-R\$ 1.498.601,07	-68%
3	95,6%	R\$ 146.342,74	-R\$9.664,59	R\$ 156.007,33	-R\$ 1.352.258,33	-48%
4	95,0%	R\$ 159.030,71	-R\$10.582,73	R\$ 169.613,44	-R\$ 1.193.227,62	-33%
5	94,3%	R\$ 172.808,66	-R\$11.588,09	R\$ 184.396,74	-R\$ 1.020.418,97	-22%
6	93,6%	R\$ 187.769,16	-R\$12.688,96	R\$ 200.458,12	-R\$ 832.649,81	-15%
7	92,9%	R\$ 204.012,56	-R\$13.894,41	R\$ 217.906,97	-R\$ 628.637,25	-9%
8	92,2%	R\$ 221.647,59	-R\$15.214,38	R\$ 236.861,97	-R\$ 406.989,66	-5%
9	91,6%	R\$ 240.792,06	-R\$16.659,74	R\$ 257.451,80	-R\$ 166.197,60	-2%
10	90,9%	R\$ 261.573,61	-R\$18.242,42	R\$ 279.816,03	R\$ 95.376,01	1%
11	90,2%	R\$ 284.130,51	-R\$19.975,45	R\$ 304.105,96	R\$ 379.506,53	3%
12	89,5%	R\$ 308.612,52	-R\$21.873,11	R\$ 330.485,63	R\$ 688.119,04	5%
13	88,8%	R\$ 70.398,47	-R\$288.734,42	R\$ 359.132,89	R\$ 758.517,51	5%
14	88,2%	R\$ 364.014,08	-R\$26.226,41	R\$ 390.240,49	R\$ 1.122.531,59	6%
15	87,5%	R\$ 395.299,44	-R\$28.717,92	R\$ 424.017,36	R\$ 1.517.831,04	8%
16	86,8%	R\$ 429.243,80	-R\$31.446,12	R\$ 460.689,92	R\$ 1.947.074,84	8%
17	86,1%	R\$ 466.070,01	-R\$34.433,50	R\$ 500.503,51	R\$ 2.413.144,84	9%
18	85,4%	R\$ 506.019,27	-R\$37.704,69	R\$ 543.723,95	R\$ 2.919.164,11	10%
19	84,8%	R\$ 549.352,60	-R\$41.286,63	R\$ 590.639,23	R\$ 3.468.516,71	11%
20	84,1%	R\$ 596.352,45	-R\$45.208,86	R\$ 641.561,31	R\$ 4.064.869,16	11%
21	83,4%	R\$ 647.324,36	-R\$49.503,70	R\$ 696.828,07	R\$ 4.712.193,52	12%
22	82,7%	R\$ 702.598,85	-R\$54.206,56	R\$ 756.805,41	R\$ 5.414.792,38	12%
23	82,0%	R\$ 762.533,40	-R\$59.356,18	R\$ 821.889,58	R\$ 6.177.325,77	12%
24	81,4%	R\$ 827.514,55	-R\$64.995,02	R\$ 892.509,57	R\$ 7.004.840,33	13%
25	80,0%	R\$ 889.792,09	-R\$71.169,54	R\$ 960.961,63	R\$ 7.894.632,41	13%

Fonte: Próprio autor, 2023.

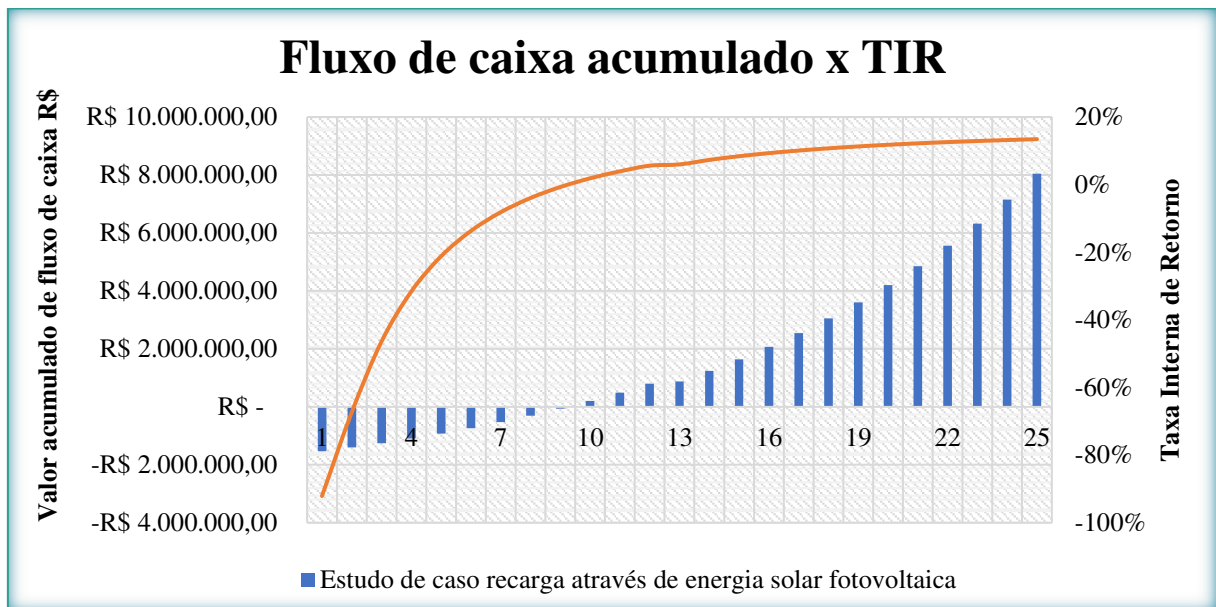
Resumindo os resultados obtidos para os 25 anos, é possível verificar, na Tabela 15, um VPL positivo de R\$ 2.098.352,90, uma TIR de 12,8% e um retorno do investimento de 9 anos. Na Figura 31 apresenta o fluxo de caixa para esse período de 25 anos.

Tabela 15 - Resultado financeiro 25 anos cenário 2

Indicador	Quantidade
Economia de energia em 25 anos	R\$ 10.652.054,35
Fluxo de caixa acumulado	R\$ 7.894.632,41
VPL	R\$ 2.098.352,90
TIR	12,80%
Payback	9 anos

Fonte: Próprio autor, 2023.

Figura 31- Estudo de caso cenário 2



Fonte: Próprio autor, 2023.

6.1.3 Estudo hipotético de redução no CAPEX

Se considerarmos a previsão de queda nos preços das baterias a cada ano, conforme o estudo de Schmidt (2019), que indica uma redução de aproximadamente 7,60% ao ano, os indicadores financeiros para os dois cenários, considerando a aquisição da solução daqui a um ano, são obtidos e estão apresentados na Tabela 16.

Tabela 16 - Comparativo entre os dois cenários de recarga considerando queda no CAPEX

Indicador financeiro	Recarga através da rede da distribuidora	Recarga através de energia solar
Investimento total	R\$ 1.182.720,00	R\$ 1.667.942,40
Economia de energia em 25 anos	R\$ 8.419.255,23	R\$ 10.652.054,35
Fluxo de caixa acumulado	R\$ 6.749.157,73	R\$ 8.046.591,74
VPL	R\$ 2.002.935,31	R\$ 2.217.953,92
TIR	15,02%	13,45%
Payback	8 anos	9 anos

Fonte: Próprio autor, 2023.

Reduzindo o preço da solução em 7,6%, notamos um ganho de aproximadamente 21% no fluxo de caixa acumulado para o cenário de recarga através da distribuidora, 6% no Valor Presente Líquido (VPL), 0,93% na Taxa Interna de Retorno (TIR) e uma redução de um ano no retorno do investimento. Para o cenário de recarga através de energia solar, o ganho é de aproximadamente 19% no fluxo de caixa, 56% no VPL, 0,65% na TIR e o *payback* permanece o mesmo. Caso hipoteticamente ocorra uma redução de 15% nos valores do investimento de capital (CAPEX) em armazenamento de energia, poderíamos alcançar um período de *payback* de aproximadamente 7 anos.

6.2 ESTUDO DE CASO PROPOSTO – FLEXIBILIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

Na Tabela 17 e Tabela 18, são apresentados os resultados da simulação do estudo de caso proposto, considerando o valor da tarifa idêntico à tarifa ponta, e variando esse valor proporcionalmente. As Figuras 32 e 33 ilustram o funil do período de retorno com base na quantidade de vezes que a tarifa de ponta é multiplicada. É importante ressaltar que, para essa variação, o valor de recarga da bateria no horário de ponta permanece constante, e o investimento inicial é 20% maior.

Tabela 17 – Estudo de caso proposto cenário 4

% de flexibilidade	Economia de energia em 25 anos	Fluxo de caixa acumulado	VPL	TIR	Payback
20%+ 1x valor da ponta	R\$ 10.549.666,10	R\$ 8.380.708,32	R\$ 2.447.161,04	14,60%	8 anos
20% + 2x valor da ponta	R\$ 12.680.076,97	R\$ 10.511.119,19	R\$ 3.300.882,62	16,88%	7 anos
20% + 3x valor da ponta	R\$ 14.810.487,84	R\$ 12.641.530,06	R\$ 4.154.604,20	19,01%	6 anos
20% + 4x valor da ponta	R\$ 16.940.898,71	R\$ 14.771.940,93	R\$ 5.008.325,78	21,03%	6 anos
20% + 5x valor da ponta	R\$ 19.071.309,58	R\$ 16.902.351,80	R\$ 5.862.047,35	22,97%	5 anos
20% + 6x valor da ponta	R\$ 21.201.720,45	R\$ 19.032.762,67	R\$ 6.715.768,93	24,86%	5 anos

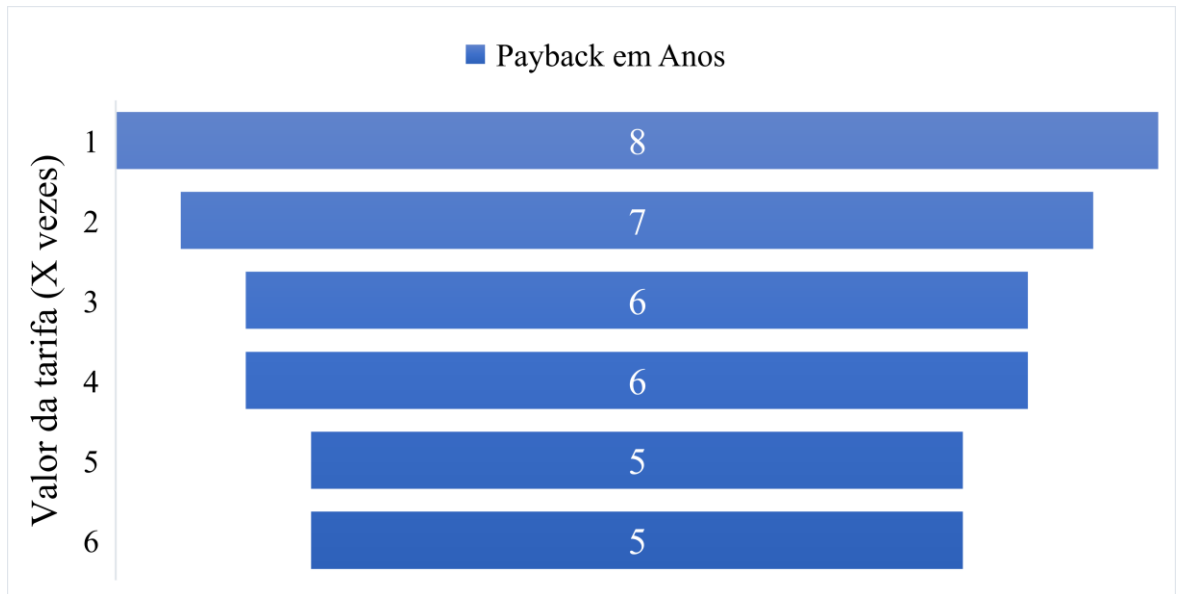
Fonte: Próprio autor, 2023.

Tabela 18 – Estudo de caso proposto cenário 5

% de flexibilidade	Economia de energia em 25 anos	Fluxo de caixa acumulado	VPL	TIR	Payback
20%+ 1x valor da ponta	R\$ 12.782.465,23	R\$ 9.473.558,90	R\$ 2.518.023,47	12,8%	9 anos
20% + 2x valor da ponta	R\$ 14.912.876,10	R\$ 11.603.969,77	R\$ 3.371.745,05	14,61%	8 anos
20% + 3x valor da ponta	R\$ 17.043.286,97	R\$ 13.734.380,64	R\$ 4.225.466,63	16,29%	7 anos
20% + 4x valor da ponta	R\$ 19.173.697,84	R\$ 15.864.791,51	R\$ 5.079.188,21	17,89%	7 anos
20% + 5x valor da ponta	R\$ 21.304.108,71	R\$ 17.995.202,38	R\$ 5.932.909,79	19,41%	6 anos
20% + 6x valor da ponta	R\$ 23.434.519,58	R\$ 20.125.613,25	R\$ 6.786.631,36	20,88%	6 anos

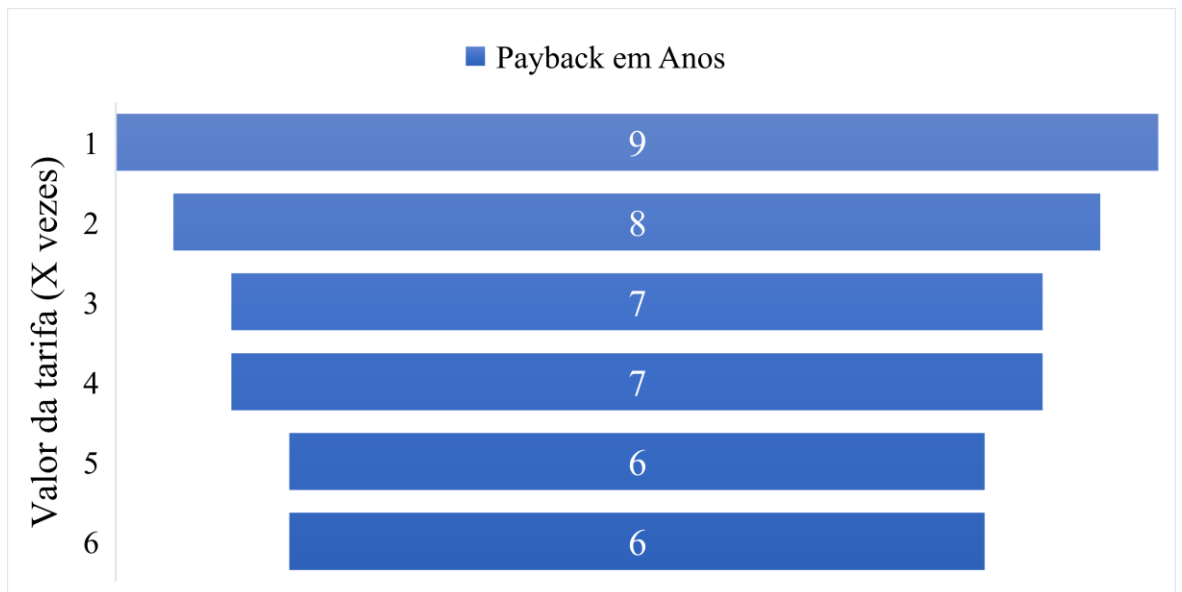
Fonte: Próprio autor, 2023.

Figura 32 – Retorno do investimento cenário 4



Fonte: Próprio autor, 2023.

Figura 33 – Retorno do investimento cenário 5



Fonte: Próprio autor, 2023.

6.3 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

A discussão principal desta dissertação abordou o papel do consumidor, não mais apenas como um consumidor passivo de energia, mas sim como um agente ativo que contribui ativamente para a gestão da demanda no setor elétrico. Este novo paradigma destaca a capacidade do consumidor em ajustar seu consumo de energia de acordo com as necessidades

do sistema elétrico. Em momentos de alta demanda, o consumidor pode reduzir voluntariamente seu consumo, enquanto em períodos de baixa demanda, pode aumentá-lo.

O grande diferencial desse modelo está na valorização desse comportamento flexível por parte da distribuidora. Ao adotar práticas que ajudam a equilibrar a carga na rede elétrica, o consumidor passa a ser recompensado. Essa compensação pode ser realizada de diversas formas, como descontos na conta de energia, créditos de energia ou até mesmo incentivos financeiros diretos.

Os benefícios para a distribuidora são igualmente significativos. Ao incentivar a flexibilidade por parte dos consumidores, a distribuidora reduz a pressão sobre suas redes durante picos de demanda, evitando a necessidade de investimentos em expansões e melhorias de infraestrutura. Isso não apenas resulta em economia para a empresa, mas também contribui para a eficiência global do sistema elétrico. Além disso, essa abordagem promove uma maior estabilidade na rede, reduzindo a probabilidade de falhas e interrupções no fornecimento de energia. Com consumidores mais engajados e conscientes, a distribuidora pode contar com uma gestão mais dinâmica da demanda, adaptando-se de maneira mais eficaz às variações sazonais e imprevistos.

Em resumo, a flexibilidade na gestão da energia elétrica, quando valorizada e recompensada pela distribuidora, cria um ecossistema energético mais sustentável, eficiente e economicamente viável. Esse modelo não apenas fortalece a relação entre consumidor e distribuidora, mas também representa um passo significativo em direção a um futuro energético mais inteligente e adaptável.

Nas próximas seções, será apresentado um comparativo analítico entre os estudos de casos apresentados no capítulo 4.

6.3.1 Comparativo entre os dois estudos de casos a partir dos dois métodos de recarga

A partir das análises de viabilidade financeira realizadas para cada um dos tipos de recarga, é possível reunir os resultados respectivos na Tabela 19 para compará-los.

Tabela 19 - Comparativo entre os dois cenários de recarga

Indicador financeiro	Recarga através da rede da distribuidora	Recarga através de energia solar
Investimento total	R\$ 1.280.000,00	R\$ 1.765.222,40
Economia de energia em 25 anos	R\$ 8.419.255,23	R\$ 10.652.054,35
Fluxo de caixa acumulado	R\$ 6.611.790,41	R\$ 7.894.632,41
VPL	R\$ 1.890.175,58	R\$ 2.098.352,90
TIR	14,09%	12,80%
Payback	9 anos	9 anos

Fonte: Próprio autor, 2023.

Analisando os resultados financeiros obtidos, observa-se que a TIR encontrada para os dois cenários é 10% maior no caso de recarga pela rede da distribuidora. O VPL para a solução com recarga através de energia solar fotovoltaica é 11% mais atrativo. No que diz respeito à economia anual, considerando o custo com recarga, nota-se uma superioridade de 26,5% no cenário com recarga via energia solar. No entanto, é importante ressaltar que o valor de investimento é 37,90% maior no cenário com energia solar fotovoltaica.

Ambas as opções de recarga se mostram financeiramente viáveis. A escolha entre uma e outra depende do montante de investimento disponível. Se o investimento inicial não representar uma barreira, a opção com energia solar fotovoltaica se torna a mais atrativa, devido ao VPL mais favorável.

6.3.2 Comparativo entre os estudos de casos propostos

Ao analisar os resultados obtidos com os cenários propostos de instalação de um sistema maior do que o necessário para suprir o consumo na ponta e variando o valor da tarifa paga pela distribuidora, observa-se uma redução de aproximadamente 4 anos no *payback*. Apesar do aumento no investimento inicial, que se elevou em 20%, verifica-se uma melhora no fluxo de caixa, VPL e TIR. Esses resultados específicos para cada caso podem ser visualizados na Tabela 20.

Tabela 20 - Comparativo entre os dois cenários propostos

Indicador financeiro	Estudo de caso proposto	1 vez o valor da ponta	6 vezes o valor da ponta
Investimento inicial	rede da distribuidora	R\$ 1.536.000,00	
	energia solar fotovoltaica	R\$ 2.118.266,88	
Economia de energia em 25 anos	rede da distribuidora	R\$ 10.549.666,10	R\$ 21.201.720,45
	energia solar fotovoltaica	R\$ 12.782.465,23	R\$ 23.434.519,58
Fluxo de caixa acumulado	rede da distribuidora	R\$ 8.380.708,32	R\$ 19.032.762,67
	energia solar fotovoltaica	R\$ 9.473.558,90	R\$ 20.125.613,25
VPL	rede da distribuidora	R\$ 2.447.161,04	R\$ 6.715.768,93
	energia solar fotovoltaica	R\$ 2.518.023,47	R\$ 6.786.631,36
TIR	rede da distribuidora	14,60%	24,86%
	energia solar fotovoltaica	12,8%	20,88%
Payback	rede da distribuidora	8 anos	5 anos
	energia solar fotovoltaica	9 anos	6 anos

Fonte: Próprio autor, 2023.

Nos paybacks apresentados, foi adotada como premissa três dias de autonomia para o sistema com energia solar fotovoltaica. Durante os meses de maior incidência solar, uma parte do consumo é suprida por esse sistema. No entanto, essa situação não foi levada em consideração, uma vez que requer um estudo mais aprofundado. Além disso, no cálculo do *payback*, não foi considerado que, nos finais de semana, após a recarga das baterias, toda a energia excedente poderá ser autoconsumida, impactando positivamente na análise financeira.

6.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo teve como objetivo apresentar os resultados dos cenários de estudo de redução do consumo na ponta e dos estudos propostos considerando a flexibilização de 20% da energia consumida nesse período.

7 CONCLUSÕES

O propósito central desta dissertação foi abordar os modelos convencionais de tarifas no atual sistema de compensação brasileiro, destacando a vantagem tanto para o cliente quanto para a distribuidora quando este se torna um prossumidor de energia. Nesse contexto, a necessidade de desenvolver novos modelos de negócio que facilitem a intercambialidade de energia entre consumidores e distribuidoras torna-se crucial. Adicionalmente, ressalta-se a importância de que as tarifas não sejam fixas, mas sim variáveis, ajustando-se de acordo com a disponibilidade e utilização da energia elétrica.

Após a análise de diversos estudos de caso, observa-se que o período de retorno financeiro para sistemas de armazenamento geralmente varia entre 8 (oito) e 9 (nove) anos. Essa longa duração é atribuída aos custos elevados desses sistemas e às limitadas oportunidades de aplicação nas atuais estruturas tarifárias. Com base na experiência comercial da autora em vendas de energia solar, sistemas com payback superior a 5 (cinco) anos tornam-se desafiadores de justificar para os consumidores.

Em geral, investimentos com períodos de retorno prolongados exigem razões convincentes para que os consumidores optem por realizar tais investimentos. Um exemplo ilustrativo pode ser observado em estabelecimentos comerciais que demandam uma conexão constante à rede, onde um período de inatividade de uma ou duas horas pode acarretar prejuízos substanciais. Portanto, é imperativo desenvolver métodos abrangentes de avaliação do uso de baterias em diversas situações, visando a redução dos períodos de retorno dessas soluções.

Para impulsionar efetivamente a adoção de sistemas de armazenamento, é essencial que as distribuidoras demonstrem disposição para flexibilizar as tarifas de energia elétrica aplicadas, além da necessidade de uma regulação específica que estabeleça regras e modos de operação. Um exemplo relevante é a VPP apresentada na Califórnia, no qual a diferença de valor entre a tarifa de consumo e a de injeção na rede deve ser superior a 1 (um) para possibilitar que os consumidores comercializem energia com a distribuidora. É importante ressaltar que a diferenciação nos valores se torna ineficaz se a distribuidora aumentar a tarifa de recarga das baterias. Portanto, é necessário garantir não apenas a disparidade de tarifas, mas também um ambiente regulatório que incentive a utilização de sistemas de armazenamento de forma eficaz e equitativa.

Na avaliação financeira realizada nesta dissertação, foi incorporada uma taxa de inflação energética de 10% ao ano. O payback está intrinsecamente associado a essa variável,

uma vez que uma inflação elevada implica em um retorno mais rápido do investimento, enquanto o oposto pode resultar em prolongamento do período de retorno. Especificamente, no cenário em que não há geração de energia solar fotovoltaica para recarregar as baterias, o consumidor fica à mercê da distribuidora, o que pode tornar inviável esse tipo de solução.

Atualmente, a maioria das fontes empregadas na GD é caracterizada por sua natureza intermitente, ou seja, dependem diretamente de variáveis climáticas. Portanto, o armazenamento de energia emerge como uma opção sólida para equilibrar o balanço energético e garantir uma oferta contínua de energia. Nesse sentido, a flexibilidade de energia torna-se viável somente com o uso de fontes de energia armazenáveis, permitindo a formalização de contratos firmes de energia.

7.1 TRABALHOS FUTUROS

Atualmente, os geradores à diesel desempenham um papel significativo no atendimento à demanda nos horários de pico. É importante fazer uma análise mais abrangente da sua viabilidade financeira e dos impactos ambientais associados à substituição desses geradores por baterias.

Na análise financeira realizada nesta dissertação, não foi considerado o uso das baterias como *backup* para as cargas essenciais. Para quantificar o impacto financeiro ao consumidor, é necessário realizar um estudo de quantas vezes no ano a UC fica sem fornecimento de energia elétrica, resultando na interrupção de suas operações. Além disso, é importante avaliar o impacto da influência meteorológica na geração de energia solar.

Embora o enfoque deste trabalho tenha sido na avaliação do armazenamento pelo lado do consumidor, é importante examinar seu potencial benefício para as distribuidoras de energia. A flexibilidade proporcionada pelo armazenamento poderia contribuir para reduzir os investimentos na rede destinados a atender cargas específicas. Além disso, é possível explorar micro redes, onde o consumidor, em vez de fornecer o excedente de energia à distribuidora, pode compartilhá-lo com outros consumidores vizinhos.

REFERÊNCIAS

- _____. **Resolução Normativa nº 482**. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. 2012.
- _____. **Resolução Normativa nº 687**. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. 2015.
- _____. **PRODIST – Módulo 1**. Revisão 10. 26/12/2018.
- _____. **LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Diário Oficial da União - Seção 1 - 7/1/2022. Brasília, DF. 07/01/2022.
- ABRACEEL. PM 745213 – Opinião do Brasileiro sobre o setor elétrico. 2021.
- ABSOLAR. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 10.06.2023. 2023.
- ALA, G.; Filippo, G. Di; Viola, F.; Giglia, G.; Imburgia, A.; Romano, P.; Castiglia, V.; Pellitteri, F.; Schettino, G.; Miceli, R. **Different Scenarios of Electric Mobility: Current Situation and Possible Future Developments of Fuel Cell Vehicles in Italy**. Department of Engineering, University of Palermo. v. 12, pp. 01-22. <https://doi.org/10.3390/su12020564>. Palermo, Italy. 2020.
- ALVES, M. N. Aplicação de Sistemas de Armazenamento de Energia em redes de distribuição com elevada penetração de Geração Solar Fotovoltaica Distribuída. Dissertação (Mestrado) em Engenharia Elétrica - UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica. Rio de Janeiro. 2020.
- ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Matriz por origem de combustível. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiR9>>. Acesso em: 06/08/2023.
- BOENO, N. R. S. **Estudo e simulação de mercados locais de energia e flexibilidade**. Orientação de Everthon Sica. Florianópolis, SC. 2019.
- CALIFORNIA CENTER FOR JOBS & THE ECONOMY. **California Energy Price Data for September 2022**. California Business Roundtable. 2022.
- CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). **Proposta conceitual para a abertura do mercado**. Setembro de 2021.
- CONSELHO MUNDIAL DE ENERGIA (WORLD ENERGY COUNCIL). **World Energy Trilemma Index**. United Kingdom. 2017.

DENHOLM, P.; O'CONNELL, M.; BRINKMAN, G.; JORGENSON, J. **Overgeneration from Solar Energy in California: A Field Guide to the Duck Chart**. NREL(National Renewable Energy Laboratory). 2015.

DEYE. SUN-5/6/8/10/12K-SG04LP3. Disponível em: < <https://pt.deyeinverter.com/product/hybrid-inverter-1/sun8-10-12ksg01lp3.html>>. Acesso em: 03.05.2023.

ELECTRO GRAPHICS. **Empresa**. Disponível em: <<https://www.electrographics.com.br/empresa>>. Acesso em: 21.04.2023.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético**. N° EPE-DEA-NT-016/2018-r0. Data: 11 de julho de 2018. 2018.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento**. N° EPE-DEE-NT-067/2018-r0.20 de agosto de 2018. 2018.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). Resposta da Demanda: Conceitos, aspectos regulatórios e planejamento estratégico. N° EPE-DEE-NT-022/2019-r0. 09 de julho de 2019. 2019.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Balanco Energético Nacional 2022: Ano base 2021**. MME (Ministério de Minas e Energia). Rio de Janeiro. 2021.

GESEL (Grupo de Estudos do Setor Elétrico). **Reflexões sobre impactos da Geração Distribuída no Mercado de Energia Elétrica do Brasil**. Texto de Discussão do Setor Elétrico N° 105. UFRJ. Rio de Janeiro. 2021

GONZALEZ S.; MIGUEL A.; KIRSTEN, T.; PRCHLIK, L. Review of the operational flexibility and emissions of gas-and coal-fired power plants in a future with growing renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 82, p. 1497–1513, 2018.

GREENER. **Estudo Estratégico Mercado de Armazenamento - Aplicações, Tecnologias e Análises Financeiras**. 2021.

GREENER. **Estudo Estratégico de Geração Distribuída - Mercado Fotovoltaico**. 2023. 2023.

HCC Energia Solar. **Preço Sistema off grid. 2023. Saturation DER modelling shows distributed energy and storage could lower costs for all consumers if we get the regulation right**. Abril 2023.

IEEFA (Institute for Energy Economics and Financial Analysis). **Saturation DER modelling shows distributed energy and storage could lower costs for all consumers if we get the regulation right**. Disponível em: < <https://ieefa.org/resources/saturation-der-modelling-shows-distributed-energy-and-storage-could-lower-costs-all>>. Acesso em: 29.06.2023.

IRENA (International Renewable Energy Agency). **Quality infrastructure for smart mini-grids**. Abu Dhabi. 2020.

JA SOLAR. **550W MBB Half-cell Module JAM72S30 525-550/MR/1500V**. Disponível em: <<https://www.jasolar.com/uploadfile/2021/0706/20210706053524693.pdf>>. Acesso em: 21.04.2023.

JENSEN, S. O.; MARSZAL-POMIANOWSKA, A.; LOLLINI, R.; PASUT, W.; KNOTZER, A.; ENGELMANN, P.; STAFFORD, A.; REYNDERS, G. IEA EBC Annex 67 Energy flexible Buildings,” Energy and Buildings. vol. 155, pp. 25-34. 2017.

MITEI - Massachusetts Institute of Technology. **The Future of the Electric Grid**. In: Report ISBN 978-0-9828008-6-7, MIT, Massachusetts, Estados Unidos. 2018.

MORSTYN, T.; TEYTELBOYM, A.; MCCULLOCH, M. **Designing Decentralized Markets for Distribution System Flexibility**. IEEE Transactions on Power Systems, 1–1. doi:10.1109/tpwrs.2018.2886244. 2018.

NYISO. **Distributed Energy Resources Roadmap for New York’s Wholesale Electricity Markets: A Report by the New York Independent System Operator**. Janeiro, 2017.

ONS. **Mapas para Download**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-oi-sin/mapas>>. Acesso em: 23.07.2022.

PERERA, A. T. D.; WICKRAMASINGHE, P. U.; SCARTEZZINI, J.-L.; NIK, V. M. **Integrating Renewable Energy Technologies into Distributed Energy Systems Maintaining System Flexibility**. 5th International Symposium on Environment-Friendly Energies and Applications (EFEA). doi:10.1109/efea.2018.8617046. 2018.

PESSANHA, J.F.M.; XAVIER, V. L.; AMARAL, M. R. S.; LAURENCEL, L. C. **Construindo tipologias de curvas de carga com o programa R**. Pesquisa Operacional para o Desenvolvimento, Rio de Janeiro, v.7, n.1, p. 29-54, jan. a abr. 2015.

PFEIFER, A.; HERC, L.; BATA, I. B.; DUIĆ, N. **Flexibility index and decreasing the costs in energy systems with high share of renewable energy**. Energy Conversion and Management, 240, 114258. doi:10.1016/j.enconman.2021.11425. 2021.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES. CEPTEL-DTE-CRESESB. Rio de Janeiro. 2014.

RETORTA, F.; GOUVEIA, C.; SAMPAIO, G.; BESSA, R.; VILLAR, J. **Local flexibility need estimation based on distribution grid segmentation**. 18th International Conference on the European Energy Market (EEM). Doi: 10.1109/EEM54602.2022.9920997.2022.

REVISTA SETOR ELÉTRICO. **Armazenamento de energia na prática. Os impactos do projeto da ISA CTEEP para o setor elétrico brasileiro**. ISSN 1983-0912. Ano 18 - Edição 195. Maio-Junho de 2023.

RGE - CPFL. **Tarifas CPFL Empresas – RGE**. Disponível em: <<https://www.cpfl.com.br/empresas/tarifas-cpfl-empresas-rge>>. Acesso em: 13.05.2023.

ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE (RMI). **The economics of battery energy storage - How multi-use, customer-sited batteries deliver the most services and value to customers and the grid**. Outubro 2015.

ROSADO, B. **Projeto de Lei (PL) 1224/2022. Dispõe acerca da atividade de armazenamento de energia no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN).** Câmara dos Deputados. 11/05/2022.

SCHMIDT, O.; MELCHIOR, S.; HAWKES, A.; STAFFELL, I. **Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies.** <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>. Volume 3, Issue 1, Pages 81-100. 2019.

SIANO, P.; DE MARCO, G.; ROLAN, A.; LoIA, V. **A Survey and Evaluation of the Potentials of Distributed Ledger Technology for Peer-to-Peer Transactive Energy Exchanges in Local Energy Markets.** IEEE Systems Journal, 1–13. doi:10.1109/jsyst.2019.2903172. 2019.

SUN, W.; TIAN, K.; JIA, S. **Planning of flexible power sources in power distribution systems with high penetration of dispersed generation.** 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), no. 1, pp. 2496-2499, Junho 2017.

TEIXEIRA, L.G; LEITE, L.H.M.; JUNIOR, J.J.M.; BOAVENTURA, W.C.; ALESSI, P.M. **Análise dos impactos da difusão da geração distribuída fotovoltaica nas redes reais de baixa tensão considerando estratégias de controle do inversor.** Congresso Brasileiro de Automática 2018. 2018.

TESLA. **Join the Tesla Virtual Power Plant.** Disponível em: <<https://www.tesla.com/support/energy/tesla-virtual-power-plant-pge-2022>>. Acesso em: 02.11.2022.

UNIPOWER. Datasheet. UPLFP48-100 3U Bateria de Lítio 48V 100Ah. 2023. Disponível em: <<https://unipower.com.br/produto/bateria-de-litio-48v-100ah-uplfp48-100/>>. Acesso em: 12.04.2023.

WEC. **WORLD ENERGY COUNCIL.** Energy Storage Monitor: Latest trends in energy storage - 2019. 2019. 33 p.

ZALZAR, S.; BOMPARD, E. F. **Assessing the Impacts of Demand-Side Flexibility on the Performance of the Europe-Wide Integrated Day-Ahead Electricity Market.** 2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST). doi:10.1109/sest.2019.8849137. 2019.

ZHAO, J.; ZHENG, T.; LITVINOV, E. **A unified framework for defining and measuring flexibility in power system.** IEEE Transactions on Power Systems, IEEE, v. 31, n. 1, p. 339–347. 2016.

ANEXO A – PARÂMETROS DO SOLERGO

Tabela 21 - Perdas consideradas

Parâmetro	Valor das perdas
Queda de tensão máxima dos cabos	2%
Perda máxima entre módulos e inversores	2%
Perda por desacoplamento	5%
Perdas em corrente contínua	1,5%
Outras perdas	5%
Somatório de perdas totais	15,5%

Fonte: Próprio autor, 2023.

Figura 34 - Parâmetros de perdas no Solergo

The screenshot shows the 'Opções' dialog box with the following settings:

- Configurações Gerais:**
 - Análise de precisão energética: Horária
 - Desvio da potência estimada: 20 %
 - Permitir configurações do inversor monofásicos desbalanceados
 - Permite configurações de inversores fora de produção
 - Permite a combinação entre otimizadores de potência e inversores com rastreadores MPPT
 - Executar verificação elétrica da corrente de curto-circuito dos módulos (Isc): [dropdown]
 - Queda de tensão máxima permitida para o cabo: 2 %
 - Q.d.t. máxima permitida entre módulos e inversores (DC): 2 %
 - Valores de resistência elétrica de acordo com: CEI UNEL 35023:1970
 - Restaurar o controle de coerência entre o comprimento dos cabos e layouts
- Fator de dimensionamento admissível:**
 - Mínimo: 80 %
 - Máximo: 120 %
- Valores de dissipação pré-definidos:**
 - Perda de desacoplamento: 5 %
 - Perdas em corrente contínua: 1,5 %
 - Outras perdas (sujeira, tolerâncias, ...): 5 %

Nota: Fator de dimensionamento: relação entre a potência nominal do campo fotovoltaico e a potência nominal contínua do inversor.

Fonte: Solergo, 2023.