

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA

ANA CLARA ZINI CRISCOULLO

**SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO PARA REGULAÇÃO DE
TENSÃO**

BRASÍLIA, DF

2021

Ana Clara Zini Criscoullo

Sistemas de Armazenamento de Energia em Redes de Distribuição para Regulação de Tensão

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo

Coorientador: Davi Rabelo Viana Leite

Universidade de Brasília - UnB

Faculdade de Tecnologia - FT

Brasília, DF

2021

Ana Clara Zini Criscoulo

Sistemas de Armazenamento de Energia em Redes de Distribuição para Regulação de Tensão/ Ana Clara Zini Criscoulo. – Brasília, DF, 2021-107 p.

Orientador: Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília - UnB
Faculdade de Tecnologia - FT – Departamento de Engenharia Elétrica - ENE, 2021.

1. Engenharia Elétrica. 2. Sistemas Elétricos de Potência. I. Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade de Tecnologia. IV. Departamento de Engenharia Elétrica. V. Sistemas de Armazenamento de Energia em Redes de Distribuição para Regulação de Tensão

Ana Clara Zini Criscoulo

Sistemas de Armazenamento de Energia em Redes de Distribuição para Regulação de Tensão

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho aprovado. Brasília, DF, 14 de maio de 2021:

**Prof. Ivan Marques de Toledo
Camargo**
Orientador

Davi Rabelo Viana Leite
Coorientador

Prof. Francis Arody Moreno Vásquez
Convidado 1

Prof. Rafael Amaral Shayani
Convidado 2

Brasília, DF
2021

*Este trabalho é dedicado aos meus pais, por
nunca terem medido esforços para me proporcionar
um ensino de qualidade durante todo o meu período escolar.*

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais, Christian e Ariadna, e ao meu irmão, Caio, por todo o esforço investido na minha educação e pelo incentivo aos estudos. Obrigada por todos esses anos que vocês se dedicaram em me fazer uma pessoa melhor.

Aos meus amigos, pela confiança no meu progresso e pelo apoio emocional. E a todos os meus colegas do curso de graduação que compartilharam dos inúmeros desafios que enfrentamos, sempre com o espírito colaborativo.

Sou grata pela confiança depositada na minha proposta de projeto pelo meu professor Ivan Camargo, orientador do meu trabalho. Obrigada por me manter motivada durante todo o processo.

Deixo um agradecimento especial ao meu coorientador e orientador de estágio, Davi Rabelo, que me ajudou desde o início com sua vasta experiência. Obrigada pelo incentivo e pela dedicação do seu escasso tempo ao meu projeto de pesquisa. E a todos os meus colegas da ANEEL, sobretudo, ao Marco, Marcos e Livia, pelas valiosas contribuições dadas durante todo o processo.

Por fim, agradeço a todos os meus professores do curso de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília pela excelência da qualidade técnica de cada um.

Resumo

A crescente preocupação com as mudanças climáticas tem desencadeado transições de diferentes áreas em direção a um desenvolvimento mais sustentável. No Setor Elétrico tem se observado um aumento da contribuição energética de fontes de energia renovável e dos chamados Recursos Energéticos Distribuídos (RED), que incluem tecnologias como sistemas de armazenamento e veículos elétricos, e contribuem para uma mudança mais limpa e eficiente do setor. Dentre estas tecnologias, o presente trabalho tem como objetivo avaliar a utilização de baterias conectadas à rede de distribuição para regulagem de tensão. Nesse sentido, são simulados, através do software OpenDSS, diferentes configurações de uma Rede Teórica e de uma Rede Real, em que se compara a bateria com duas soluções tradicionais de mitigação do problema: a conexão de um gerador despachado e o recondutoramento. Conclui-se que a bateria possui algumas vantagens técnicas como alta velocidade de despacho e facilidade de implantação e manutenção, que são evidenciadas principalmente para cargas rurais, devido a menores exigências de capacidade de armazenamento. No entanto, através de uma avaliação econômica, depreende-se que o recondutoramento da rede ainda é a solução mais viável em todos os casos testados em razão do alto custo inicial da bateria e do combustível do gerador. Por fim, demonstra-se que este resultado pode ser alterado dentro de pouco tempo, com a inserção de veículos elétricos e reutilização de baterias (baterias de segunda geração), que provocarão uma queda expressiva nos custos.

Palavras-chaves: Sistema de Armazenamento de Energia. Bateria. Recursos Energéticos Distribuídos. Serviços Ansilares. Regulação de Tensão. OpenDSS.

Abstract

The growing concern about climate change has triggered transitions from different areas towards more sustainable development. In the Electricity Sector there has been an increase in the share of renewables energy sources and the so-called Distributed Energy Resources (RED), which include technologies such as Battery Energy Storage System (BESS) and electric vehicles, and contribute to a cleaner and more efficient change in the sector. Among these technologies, the present work aims to evaluate the use of batteries connected to the distribution network for voltage regulation. In this sense, different configurations of a Theoretical Grid and a Real Grid are simulated, using the OpenDSS software, in which the battery is compared with two traditional solutions for mitigating the problem: the connection of a dispatched generator and the reconducturing. It is concluded that the battery has some technical advantages, such as, high dispatch speed and deployment and maintenance practicality, which are evidenced mainly for rural loads, due to lesser demands on storage capacity. However, through an economic evaluation, it appears that reconducturing the grid is still the most economic solution in all cases tested due to the high initial cost of the battery and the fuel of the generator. Finally, it is shown that this result is likely to change within a short time, with the insertion of electric vehicles and reuse of batteries (Second Generation Batteries), which will cause a significant drop in costs.

Key-words: Energy Storage System. Battery. Distributed Energy Resources. Ancillary Services. Voltage Regulation. OpenDSS.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Aplicações de acordo com diferentes tecnologias de armazenamento. . .	30
Figura 2 – Esquema de operação das baterias: descarga e recarga.	32
Figura 3 – Capacidade instalada mundial de armazenamento em bateria (GW). . .	35
Figura 4 – Previsão mundial de capacidade de armazenamento (MW) por país, excluindo hidrelétrica reversível.	35
Figura 5 – Mercado mundial de baterias.	36
Figura 6 – Estrutura de custos.	36
Figura 7 – Repartição dos custos típicos de um sistema de armazenamento de energia.	37
Figura 8 – Estimativa de investimentos (CAPEX) em Armazenamento durante 2019-2030, em milhares de USD/MW.	38
Figura 9 – Diagrama de sequência da Metodologia Proposta.	47
Figura 10 – Elemento Storage.	49
Figura 11 – Diagrama Unifilar da Rede de Distribuição Teórica.	51
Figura 12 – Diagrama Unifilar da Rede de Distribuição Real.	52
Figura 13 – Perfis de Carga residencial, rural e comercial.	53
Figura 14 – Tensão mínima na Rede Teórica Residencial.	55
Figura 15 – Tensão mínima na Rede Teórica Rural.	56
Figura 16 – Tensão mínima na Rede Teórica Comercial.	56
Figura 17 – Diagrama Unifilar.	59
Figura 18 – Diagrama Fasorial.	59
Figura 19 – Relação dos custos do Sistema de Armazenamento Teórico.	65
Figura 20 – Fluxo de caixa da Alternativa 1 para a Rede Teórica.	66
Figura 21 – Relação dos custos do Sistema de Geração Teórico.	68
Figura 22 – Fluxo de caixa da Alternativa 2 para a Rede Teórica.	70
Figura 23 – Relação dos custos do Recondutoramento Teórico.	72
Figura 24 – Fluxo de caixa da Alternativa 3 para a Rede Teórica.	73
Figura 25 – Tensão mínima na Rede Real Residencial.	74
Figura 26 – Tensão mínima na Rede Real Rural.	74
Figura 27 – Tensão mínima na Rede Real Comercial.	75
Figura 28 – Relação dos custos do Sistema de Armazenamento Real.	79
Figura 29 – Fluxo de caixa da Alternativa 1 para a Rede Real.	80
Figura 30 – Relação dos custos do Sistema de Geração Real.	81
Figura 31 – Fluxo de caixa da Alternativa 2 para a Rede Real.	82
Figura 32 – Relação dos custos do Recondutoramento Real.	83
Figura 33 – Fluxo de caixa da Alternativa 3 para a Rede Real.	84

Figura 34 – Curvas de Armazenamento e Despacho das Baterias da Rede Teórica. . .	101
Figura 35 – Curvas de Armazenamento e Despacho das Baterias da Rede Real. . .	102
Figura 36 – Curvas de Despacho dos Geradores.	103
Figura 37 – Catálogo Técnico da Alubar.	105
Figura 38 – Tarifa média por classe de consumo utilizada no cálculo de Perda Evitada.	107
Figura 39 – Cálculo da Perda Evitada.	107

Lista de tabelas

Tabela 1 – Aplicações dos Sistemas de Armazenamento.	28
Tabela 2 – Classificação das Tensões Nominais para UC atendidas abaixo de 1 kV (220/127).	46
Tabela 3 – Classificação das Tensões Nominais para UC atendidas abaixo de 1 kV (380/220).	46
Tabela 4 – Parâmetros básicos do elemento Storage.	49
Tabela 5 – Horário de mínima tensão e período de tensão precária para a Rede Teórica Inicial.	57
Tabela 6 – Principais propriedades modeladas das baterias da Rede Teórica. . . .	58
Tabela 7 – Principais propriedades modeladas dos geradores da Rede Teórica. . . .	60
Tabela 8 – Principais propriedades modeladas dos condutores da Rede Teórica. . . .	60
Tabela 9 – Principais tecnologias de baterias e seus parâmetros.	61
Tabela 10 – Bateria Teórica utilizada conforme perfil de consumo.	62
Tabela 11 – Custos do sistema de armazenamento com bateria de íon-lítio e sódio-enxofre.	63
Tabela 12 – Investimento inicial no Sistema de Armazenamento Teórico.	64
Tabela 13 – Variáveis utilizadas no cálculo do Investimento Total da Alternativa 1. . . .	64
Tabela 14 – Investimento total no Sistema de Armazenamento Teórico.	64
Tabela 15 – Fluxo de caixa da Alternativa 1 para a Rede Teórica.	66
Tabela 16 – Variáveis utilizadas no cálculo do Investimento Total da Alternativa 2. . . .	68
Tabela 17 – Investimento Inicial e Total no Sistema de Geração Teórico.	68
Tabela 18 – Fluxo de caixa da Alternativa 2 para a Rede Teórica.	69
Tabela 19 – Custos de Recondutoramento.	71
Tabela 20 – Variáveis utilizadas no cálculo do Investimento Total do Recondutoramento Teórico.	71
Tabela 21 – Investimento Total no Recondutoramento Teórico.	72
Tabela 22 – Fluxo de caixa da Alternativa 3 para a Rede Teórica.	73
Tabela 23 – Horário de mínima tensão e período de tensão precária para a Rede Real Inicial.	75
Tabela 24 – Principais propriedades modeladas das baterias da Rede Real.	76
Tabela 25 – Principais propriedades modeladas dos geradores da Rede Real.	77
Tabela 26 – Principais propriedades modeladas dos condutores da Rede Real.	77
Tabela 27 – Bateria Real utilizada conforme perfil de consumo.	78
Tabela 28 – Cálculo do investimento inicial no Sistema de Armazenamento Real. . . .	78
Tabela 29 – Investimento total no Sistema de Armazenamento Real.	78
Tabela 30 – Fluxo de caixa da Alternativa 1 para a Rede Real.	79

Tabela 31 – Investimento Inicial e Total para as três condições de consumo no Sistema de Geração Real.	80
Tabela 32 – Fluxo de caixa da Alternativa 2 para a Rede Real.	81
Tabela 33 – Variáveis utilizadas no cálculo do Investimento Total da Recondutoramento.	82
Tabela 34 – Investimento Total no Recondutoramento Real.	82
Tabela 35 – Fluxo de caixa da Alternativa 3 para a Rede Real.	83
Tabela 36 – Tempo de payback e TIR para o recondutoramento da Rede Real.	83
Tabela 37 – Resultados da Rede Teórica.	84
Tabela 38 – Resultados da Rede Real.	85
Tabela 39 – Economia com a utilização de baterias recicladas.	87

Lista de abreviaturas e siglas

RED	Recursos Energéticos Distribuídos
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
ONU	Organização das Nações Unidas
IRENA	International Renewable Energy Agency
GBA	Global Battery Alliance
SAE	Sistema de Armazenamento de Eletricidade
WEF	World Economic Forum
DOE	United States Department of Energy
ANE	Academia Nacional de Engenharia
PHS	Pumped Hydro Storage
CAES	Compressed Air Energy Storage
FES	Flywheel Energy Storage
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
NAS	
NGK	
BNEF	Blommborg New Energy Finance
GEE	Gases do Efeito Estufa
UWE	University of the West of England
SIN	Sistema Interligado Nacional
CPSA	Contrato de Prestação de Serviços Ancilares
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
SDGE	San Diego Gas & Electric

RES	Renewable Energy Systems
STEAG	
RTE	Electricity Transmission Network
AEMC	Australian Energy Market Commission
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
UC	Unidade Consumidora
TA	Tarifa de Atendimento
TL	Tensão de Leitura
VPL	Valor Presente Líquido
SRD	Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição
EPRI	Electric Power Research Institute
FP	Fator de Potência
CA	Condutor de Alumínio
CB	Custo de aquisição da bateria
SCP	Custo do Sistema de Conversão de Potência
BOP	Custo dos Equipamentos de Balanceamento
CC	Custo de Construção e Comissionamento
EPC	Engenharia, aquisição construção
OM	Operação e Manutenção
BCB	Banco Central do Brasil
CDI	Certificado de Depósito Interbancário
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
IBPT	Instituto Brasileiro de Planejamento e Tributação

CG	Custo de aquisição do gerador
US	Unidade de Serviço
CC	Custo de aquisição do condutor
PIS	Programa de Integração Social
CONFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
IPI	Imposto sobre os Produtos Industrializados
TIR	Taxa Interna de Retorno
SEP	Sistema elétrico de potência

Sumário

	Introdução	23
1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	27
1.1	Aplicações dos Sistemas de Armazenamento de Energia, SAEs	27
1.2	Técnicas de armazenamento eletroquímico de energia	31
1.3	Maturidade e utilização de baterias no Mercado de Energia	34
2	METODOLOGIA	45
2.1	Procedimento de Análise	45
2.2	Softwares utilizados	48
2.2.1	OpenDSS	48
2.2.2	Microsoft Excel	49
3	DEFINIÇÃO DE ESTUDO	51
3.1	Panorama da Rede Teórica	51
3.2	Panorama da Rede Real	51
3.3	Perfil de Carga	52
3.4	Avaliação Técnica	53
3.5	Avaliação Econômica	53
4	ANÁLISE DOS RESULTADOS	55
4.1	Rede Teórica	55
4.1.1	Avaliação Técnica	55
4.1.2	Avaliação Econômica	61
4.1.2.1	Rede Teórica com bateria (Alternativa 1)	61
4.1.2.2	Rede Teórica com gerador (Alternativa 2)	67
4.1.2.3	Rede Teórica reconduzida (Alternativa 3)	70
4.2	Rede Real	73
4.2.1	Avaliação Técnica	74
4.2.2	Avaliação Econômica	77
4.2.2.1	Rede Real com bateria (Alternativa 1)	77
4.2.2.2	Rede Real com gerador (Alternativa 2)	79
4.2.2.3	Rede Real reconduzida (Alternativa 3)	81
4.3	Sumário dos Resultados	84
5	CONCLUSÕES	89

REFERÊNCIAS	93
ANEXOS	99
ANEXO A – BATERIA	101
ANEXO B – GERADOR	103
ANEXO C – RECONDUTORAMENTO	105
ANEXO D – PERDA EVITADA	107

Introdução

Muito se tem discutido acerca dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da Organização das Nações Unidas (ONU), que desencadearam preocupações crescentes com o aumento da poluição do ar e do estresse hídrico, bem como com as mudanças climáticas. A necessidade de ações urgentes e mais intensivas contra as mudanças climáticas é amplamente reconhecida e levou ao Acordo de Paris de 2015, que criou um compromisso mundial de manter o aumento da temperatura média global abaixo de 2°C e de promover esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5°C acima dos níveis pré-industriais.

O setor energético é um dos setores mais importantes no cumprimento dessas metas. O mundo deve passar por uma transição no setor de energia em direção a um futuro mais inclusivo, seguro, econômico, de baixa emissão de gases de efeito estufa e sustentável. Um dos elementos fundamentais para isso é a energia renovável. Com o rápido declínio nos custos de energia renovável, principalmente para a geração eólica e solar, o setor elétrico vem liderando essa transição, existindo ainda muito potencial para auxiliar na efetivação do Acordo.

De acordo com a análise da *International Renewable Energy Agency*- IRENA (MUNUERA, 2019), para cumprir com os objetivos climáticos descritos no Acordo de Paris, a descarbonização efetiva do setor de energia exigiria, até 2050, uma participação de 85% de energia renovável na geração total de eletricidade. Com isso, a capacidade instalada de energias solar e eólica chegaria a 13.000 GW, representando 60% da energia total gerada. Isso requer triplicar as adições anuais de capacidade eólica e duplicar as adições de capacidade fotovoltaica solar a partir dos níveis de 2017.

O progresso nas tecnologias de geração de energia renovável traz também oportunidades de usar a eletricidade renovável como vetor para descarbonizar os setores de uso final (indústria, edifícios e transportes). Abordagens inteligentes de eletrificação, baseadas em modelos de negócios inovadores e projetos de mercado, são cruciais para o desenvolvimento sustentável do planeta. É necessária mais inovação em tecnologias de energia renovável para aumentar sua eficiência, maturidade e adaptação a determinadas condições, além de regularização específica dessas tecnologias, para que haja uma redução ainda maior dos custos e, conseqüentemente, aumento dos benefícios para toda a sociedade.

No entanto, o aumento da geração por meio de fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica, traz novos desafios para o desenvolvimento seguro do setor elétrico. Com uma grande inserção de fontes variáveis e não controláveis, manter o balanceamento de fornecimento e demanda de energia tem se tornado um desafio. Quanto maior a parti-

cipação de geração intermitente na matriz, mais variabilidade e imprevisibilidade existirá no sistema elétrico, requerendo maior flexibilidade operativa do parque gerador.

Grandes fontes intermitentes conectadas à rede elétrica podem degradar a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia. A redução da qualidade pode ser quantificada pelo aumento da oscilação (*flicker*) e de harmônicos na tensão da rede, além do aumento do nível de curto-circuito do sistema. A oscilação de tensão (*flicker*) é resultado de uma variação significativa da intensidade da radiação solar incidente, da velocidade do vento, e das operações para ligar e desligar equipamentos. Sobretensões sustentadas podem ocorrer quando a demanda de energia elétrica é inferior à capacidade da geração conectada. A redução da confiabilidade pode ser observada pelas interrupções mais frequentes do fornecimento de energia elétrica.

Em virtude disso, além da inovação em tecnologias de geração de energia renovável, a inovação nas estratégias de integração de redes se torna crucial no aumento da participação de fontes intermitentes no sistema de energia. Várias ações políticas e estudos estão sendo desenvolvidos no mundo todo com o intuito de facilitar e acelerar a inserção dessas fontes, melhorando a flexibilidade do sistema de maneira econômica.

Tecnologias como *supergrids*, *utility scale batteries*, *virtual power lines*, previsão meteorológicas avançadas e AI & Big Data vêm sendo amplamente estudadas e podem ajudar a solucionar os problemas mencionados. Dentre as tecnologias atualmente em desenvolvimento, destaca-se a utilização de baterias conectadas à rede para fornecer serviços ancilares e postergar investimentos na expansão do sistema elétrico. Essa tecnologia, com diferentes aplicações, já vem sendo testada, reconhecida e utilizada em alguns países e, com a redução no custo das baterias, tem se tornado uma solução bastante atrativa.

De acordo com o Fórum Econômico Mundial (GBA, 2019), as baterias são essenciais para alcançar as metas do Acordo de Paris, podem criar novas oportunidades de geração de empregos e fomentar o desenvolvimento econômico alinhado com os objetivos de desenvolvimento sustentável. No Brasil, o uso de baterias no setor elétrico ainda se encontra em estágio experimental, embora tenha o potencial de auxiliar no aumento da participação de fontes intermitentes na geração e na superação de vários outros desafios.

Portanto, esta pesquisa tem como objetivo avaliar a viabilidade técnica e econômica do uso de baterias centralizadas para solucionar problemas de tensão na rede. Nesse sentido, são simulados diferentes fluxos de potência para verificar a capacidade de regulação de tensão na rede de distribuição com o uso de baterias e, em seguida, é feita uma comparação econômica dessa tecnologia com soluções tradicionais de mitigação do problema, tais como a expansão do sistema.

Este trabalho foi dividido em cinco capítulos: revisão bibliográfica, metodologia, definição do estudo, análise dos resultados e conclusão. O primeiro capítulo contempla

todo um estudo em que se buscou averiguar o estado da arte, pesquisando em artigos, livros e pesquisas que tratam de assuntos relacionados aos sistemas de armazenamento de energia. O enfoque foi maior no funcionamento e nos aspectos técnico-econômico das baterias, abrangendo também como essas tecnologias são utilizadas no setor elétrico brasileiro e de outros países. O segundo capítulo (metodologia) define a metodologia adotada, quais foram as tecnologias, softwares e variáveis utilizadas, bem como, a maneira com que se identificam problemas e o desenvolvimento de argumentos lógicos e soluções que conduzem todo o estudo de caso. Já no terceiro capítulo (definição do estudo) definem-se os dois sistemas a serem estudados, apresentando seus principais aspectos e a motivação da escolha. Neste mesmo capítulo, ainda, são apresentados os procedimentos de avaliação técnica e econômica seguidos durante o trabalho. Já o capítulo posterior (análise dos resultados) traz os resultados dessas avaliações de viabilidade técnica e econômica, bem como faz uma análise e extensão desses resultados. No quinto e último capítulo (conclusões), é feita uma conclusão dos pontos mais relevantes abordados e são sugeridas novas ideias para pesquisas futuras.

1 Revisão Bibliográfica

1.1 Aplicações dos Sistemas de Armazenamento de Energia, SAEs

Em termos gerais, um sistema de armazenamento de eletricidade é simplesmente um conjunto de equipamentos capazes de absorver energia elétrica, armazená-la por um período e descarregá-la na forma de eletricidade em um momento futuro. Ele pode usar processos mecânicos, elétricos, químicos, eletroquímicos, térmicos, entre outros, para estocar a energia (DOE, 2020). Sistemas de armazenamento correspondem a uma tecnologia que permite um gerenciamento otimizado da oferta e da demanda de energia. Segundo a Academia Nacional de Engenharia, essas tecnologias permitem ajustar as diferenças temporais e geográficas entre a oferta e a demanda, e têm o potencial de conectar mercados separados de energia (SERRA et al., 2016).

A importância das tecnologias de armazenamento de energia reside nos serviços que elas podem fornecer para sistemas de características diferentes. Esses sistemas podem ter aplicações e capacidades bastante distintas, sendo de resposta lenta ou rápida (SERRA et al., 2016). Existem diversas aplicações relacionadas tanto à operação dos sistemas energéticos quanto à comercialização de energia, nas quais o armazenamento de energia é comercialmente e potencialmente atrativo. Essas tecnologias podem ser utilizadas, por exemplo, através da rede elétrica interligada na geração distribuída e em sistemas isolados.

O armazenamento, além de auxiliar no atendimento das variações de produção de energia de longo prazo (causadas por regimes hidrológicos) e nas intermitências de curto prazo (inerentes às fontes solar e eólica), pode proporcionar ferramentas importantes para os sistemas elétricos, tais como: suprimento de *back-up*, para atendimento de falha de unidade geradora; nivelamento da curva de carga diária (*load leveling*); redução de demandas de pico (*peak shaving*), traduzindo-se em economia para o consumidor; reserva girante (*spinning reserve*), para permitir a continuidade do suprimento após perda inesperada de parcela da geração; ou manutenção da qualidade de energia das redes de transmissão e de distribuição (CARNEGIE et al., 2013). Na Tabela 1, destacam-se algumas das principais aplicações dos sistemas de armazenamento.

Tabela 1 – Aplicações dos Sistemas de Armazenamento.

Aplicação	Descrição
1. Armazenamento sazonal (Seasonal Storage)	A energia é armazenada durante dias, semanas ou meses para compensar a eventual falta de fornecimento ou a variação sazonal de oferta e demanda de energia. Os reservatórios são um exemplo típico nos sistemas hidráulicos ou hidrotérmico, em que a água armazenada em períodos úmidos provê energia para os períodos secos.
2. Comércio de energia (Arbitrage)	Estocagem de energia de baixo custo em períodos de muita oferta para vendê-la no mesmo ou em outros mercados de energia em períodos de baixa disponibilidade e custo elevado.
3. Regulagem de frequência (Frequency Regulation)	Balaceamento contínuo entre a oferta e demanda de energia elétrica, tanto de modo automático (regulador de velocidade do grupo gerador) como manual (despacho horário das usinas pelo operador).
4. Regulagem de tensão (Voltage Support)	Operação de uma usina com baixo despacho de potência ativa e alta injeção ou absorção de potência reativa para manter os níveis de tensão nos sistemas de transmissão e distribuição em condições normais de operação.
5. Auto restabelecimento (Black Start)	Processo autônomo de restauração da capacidade total ou parcial de fornecimento de energia elétrica de uma usina sem a utilização de recursos externos, tais como a energia da rede elétrica de transmissão.
6. Descongestionamento (Congestion Relief)	O congestionamento ocorre quando a energia de menor custo disponível não pode ser utilizada em função de restrições da rede. A eletricidade seria armazenada quando não houvesse congestionamento e descarregada durante os períodos de pico de demanda para reduzir os requisitos de capacidade de pico e as taxas de congestionamento.
7. Postergação de investimento (Upgrade Deferral)	Envolve postergar ou evitar a necessidade de investimentos em rede usando sistemas de armazenamento de energia.
8. Deslocamento da demanda e Redução de pico (Demand Shifting and Peak Reduction)	Emprego do armazenamento para deslocar o período de realização de algumas atividades de grande consumo energético ou redução do pico de demanda para ajuste da oferta e demanda de energia.

Continua na próxima página.

Tabela 1 – continuação.

Aplicação	Descrição
9. Operação isolada da rede (Off-grid Operation)	Utilização da energia armazenada para suprimento de sistemas permanente ou temporariamente desconectados da rede interligada ou principal.
10. Integração de fontes de suprimento (Variable Supply Integration)	Otimização do uso de fontes intermitentes de geração através do armazenamento de excedentes de energia.
11. Desacoplamento eletro/térmico (Waste Heat Utilization)	Utilizar o armazenamento do rejeito térmico para posterior geração de energia elétrica.
12. Cogeração (Combined Heat and Power)	Armazenamento de energia térmica e elétrica em ciclos combinados de potência e calor para ajustes entre oferta e demanda.
13. Reserva girante (Spinning Reserve)	Disponibilidade de reserva armazenada de energia girante para suportar uma rápida e inesperada perda de geração para manter o sistema estável e balanceado.
14. Acompanhamento da carga (Load Following)	Mecanismo de compensação para injetar ou absorver rapidamente energia sem penalidades significativas de desempenho (como perdas de eficiência).

Fontes: Adaptado de (SERRA et al., 2016) e (DOE, 2020).

Existem diversas tecnologias para armazenamento de energia, dentre as quais se destacam: as de natureza mecânica (usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação e reversíveis); ar comprimido; volantes de inércia (*flywheel*), eletroquímica (baterias), química (hidrogênio), elétrica (capacitores) e magnética (supercondutores), termoacumulação e mudanças de fase (CARNEGIE et al., 2013).

As diferentes propriedades das tecnologias de armazenamento determinam sua adequação técnica a determinadas aplicações. Essas propriedades são densidades de energia e potência, tempo de resposta, custo e a economia de escala, vida útil, equipamentos de monitoramento e controle, eficiência e restrições operacionais (AKHIL et al., 2013). Essas propriedades devem se adequar às diversas aplicações possíveis do armazenamento de energia, variando em capacidade de armazenamento e em tempo de carga e descarga (MAHLIA et al., 2014).

O tempo de descarga - que varia de segundos a horas - e a potência do sistema - desde poucos kW até a ordem de GW - determinam as aplicações específicas que os sistemas de armazenamento terão. As tecnologias de armazenamento por hidrelétrica re-

versíveis (*Pumped Hydro Storage* - PHS) e Compressão de ar (*Compressed Air Energy Storage* - CAES) são normalmente usadas para fornecer gerenciamento de energia, uma vez que ambas podem descarregar de maneira eficiente por até dezenas de horas. Por outro lado, as tecnologias Volantes de inércia (*Flywheel Energy Storage* - FES) têm tempos de descarga muito mais curtos e são normalmente usadas para aplicações de fonte de alimentação ininterrupta ou para melhorar a qualidade da energia (IRENA, 2018). Tecnologias como volantes de inércia, capacitores e alguns tipos de bateria são valiosos reguladores de frequência, pois possuem uma resposta cerca de duas vezes mais rápida que a fornecida pela geração convencional, podendo seguir o sinal de regulação de frequência com mais precisão (AKHIL; SCHENKMAN, 2011).

A Figura 1 resume as aplicações possíveis dos sistemas de armazenamento, identificando as tecnologias que podem prover cada uma dessas funções. A figura também mostra que o armazenamento de energia baseado em baterias, em particular, é altamente adequado para fornecer diversas aplicações para a rede elétrica.

Figura 1 – Aplicações de acordo com diferentes tecnologias de armazenamento.

Tecnologia \ Aplicação	Baterias				Hidrelétricas reversíveis	Compressão de ar	Volantes de inércia	Capacitores
	Íon Lítio	Sódio	Chumbo - Ácido	Fluxo				
Comércio de Energia	●	●	●	●	●	○	○	○
Regulagem de Frequência	●	●	●	●	●	●	●	○
Regulagem de Tensão	●	●	●	●	●	○	○	○
Resposta em Frequência	●	○	○	○	○	○	●	○
Auto Restabelecimento	●	●	●	●	●	○	○	○
Descongestionamento	●	●	○	●	○	○	○	○
Postergação de Investimento	●	●	●	●	○	○	○	○
Redução de Pico	●	●	○	●	○	○	○	○
Operação Isolada da Rede	●	●	●	●	○	○	○	○
Reserva Girante	●	●	●	●	●	●	●	○
Acompanhamento da Carga	●	●	●	●	●	○	○	○

- A tecnologia é altamente adequada para a aplicação.
- A tecnologia pode ser limitada para a aplicação.
- A tecnologia não é adequada para a aplicação.

Fonte: Adaptado de (INTERCONNECTION, 2017), (MILLIGAN, 2018) e (DOE, 2017).

1.2 Técnicas de armazenamento eletroquímico de energia

Dentre as diversas tecnologias de armazenamento de energia, as baterias encontram-se presentes nas mais diversas aplicações e escalas.

As baterias são sistemas que fazem uso de reações de oxirredução para converter a energia química em eletricidade. Esses sistemas eletroquímicos de armazenamento de energia são utilizados tanto por concessionárias de energia elétrica como pelo consumidor final em aplicações industriais, comerciais ou residenciais. Eles possuem características como eficiência, modularidade, tempo de descarga, peso e mobilidade que possibilitam seu uso efetivo por diversos segmentos e as tornam adequadas para diversas aplicações (SERRA et al., 2016).

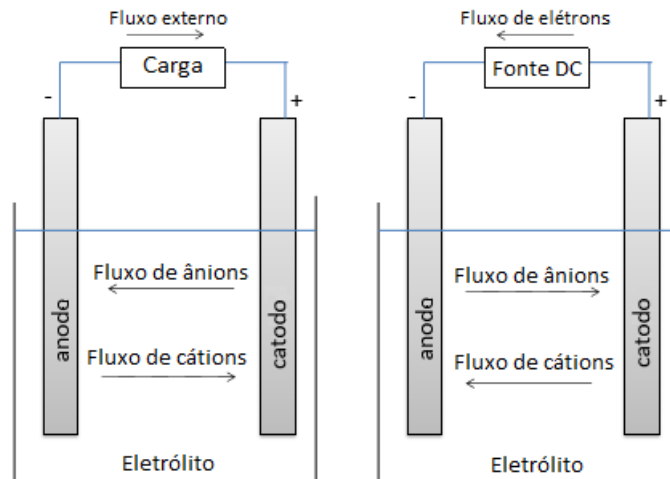
Segundo a EPE, o armazenamento por meio de baterias apresenta grande potencial e destaca-se como uma das principais tecnologias a ser utilizada nas matrizes elétricas futuras. Somadas à recente queda de custos, as características desse tipo de armazenamento justificam o grande crescimento no número de projetos desenvolvidos e a enorme expectativa sobre o futuro das tecnologias. Merecem destaque a alta densidade de energia, alta eficiência, baixíssimo tempo de resposta em operação, e flexibilidade tanto em capacidade de instalação (sistemas modulares e altamente customizáveis) quanto em possibilidade de alocação física (requer pequena área para instalação, baixa utilização de água ou ausência de emissão de poluentes na operação, sendo possível instalação em qualquer tipo de ambiente). Além de tudo, há grande versatilidade de aplicações, desde sistemas em que são exigidas respostas instantâneas e com alta potência em um curto intervalo de tempo, como em aplicações de maior duração e rápida instalação, com média de seis meses entre contratação e comissionamento, além da portabilidade dos sistemas (geralmente instalados dentro de contêineres)(EPE, 2019).

A Universidade Monash classifica as baterias em dois grupos principais: primárias e secundárias. A principal diferença entre elas é a capacidade de ser recarregada, ou seja, voltar a sofrer o processo de oxidação e redução que produz a corrente elétrica. As baterias primárias não são recarregáveis, e representam cerca de 80% das vendas. Como baterias de baixo custo e geralmente de baixo peso, são encontradas em uma variedade de formas e tamanhos e não precisam de manutenção. Além disso, as baterias primárias são seguras, confiáveis, possuem longa vida útil, alta densidade de energia com taxas de descarga baixas a moderadas e normalmente são usadas em eletrônicos portáteis. Já as baterias secundárias são recarregáveis e dependem de mecanismos reversíveis de carga e descarga. São baterias que devem ser eficientes e ter um bom desempenho em uma ampla faixa de temperatura. Os tipos predominantes de baterias secundárias são Chumbo-Ácido, Níquel-Cádmio, Níquel-Metal, alcalinas reutilizáveis e de Íon Lítio (JASIENIAK, 2019).

Na operação das baterias, quando a célula é conectada a uma carga externa, os

elétrons fluem do ânodo, passam pela carga externa, e chegam no cátodo, que tem o material reduzido nesse processo. O circuito elétrico é completado no eletrólito pelo fluxo de ânions e cátions para o ânodo e o cátodo. O oposto ocorre quando as baterias estão sendo carregadas. Como o ânodo é, por definição, o eletrodo no qual ocorre a oxidação e o cátodo é aquele no qual ocorre a redução, o eletrodo positivo agora é o ânodo e o negativo o cátodo (JASIENIAK, 2019).

Figura 2 – Esquema de operação das baterias: descarga e recarga.



Fonte: Adaptado de (JASIENIAK, 2019).

Existem diferentes tecnologias de armazenamento em baterias, como as convencionais, de alta temperatura ou de fluxo. Todas elas possuem aplicações que podem favorecer a rede, no entanto, é importante atentar ao fato de que nem toda tecnologia de baterias é adequada para todos os tipos de aplicação, sendo necessária a adequada identificação de requisitos técnicos e atributos a cada situação (IRENA, 2019).

As baterias convencionais mais utilizadas são a chumbo ácido, níquel-cádmio e íon-lítio (SERRA et al., 2016). A bateria de Chumbo-Ácido (Pb-Ac) é uma das tecnologias mais maduras no mercado de armazenamento eletroquímico de energia. Além de ser recarregável, ela possui várias vantagens, tais como o baixo custo, facilidade de fabricação, cinética rápida da reação eletroquímica e vida útil razoável quando operada corretamente. No entanto, as baterias Pb-Ac apresentam desvantagens para aplicações estáticas e de larga escala no setor elétrico. Isso porque sua vida útil é limitada, variando bastante com a aplicação, taxa e número de ciclos de descarga, além de apresentarem baixa densidade de energia e de potência, problemas de manutenção e um uso intensivo na sua construção de materiais tóxicos e potencialmente perigosos para o meio ambiente (REDDY, 2011).

As principais vantagens apresentadas pelas baterias de Ni-Cd são alta densidade de energia, elevada capacidade de descarga, robustez, confiabilidade e, se comparada com outros tipos de baterias recarregáveis, oferece boa vida útil e bom desempenho em baixas

temperaturas, entregando praticamente toda a carga plena com elevadas taxas de descarga. Entretanto, elas custam mais do que as baterias Pb-Ac e têm algumas limitações, como eficiência na faixa de 60% a 70%, tendência a apresentar perdas de carga elevadas e toxidez decorrente da presença de cádmio (Cd) na sua constituição. No setor elétrico são usadas em iluminação de emergência, sistemas de *backup*, fornecimento ininterrupto de energia e equipamentos eletrônicos (CROMPTON, 2000).

As baterias de Íon Lítio (Li-ion) são as mais conhecidas no mercado. Elas utilizam um composto de lítio como material no eletrodo negativo e, tipicamente, grafite no eletrodo positivo. Assim, durante a descarga, os íons de lítio movem-se do eletrodo negativo através de um eletrólito para o eletrodo positivo, e sofrem o processo oposto ao carregar. Essa tecnologia tem dominado o mercado de sistemas eletrônicos portáteis e sistemas de bateria recarregável para os veículos elétricos e híbridos emergentes, principalmente devido à alta densidade de energia, autodescarga relativamente baixa (menor do que a metade da autodescarga das baterias NiCd), ausência do efeito memória (não vicia), longa vida útil e baixa manutenção (KHARBACHI et al., 2020). Entretanto, ela possui algumas limitações como a necessidade de um circuito de proteção que limite a tensão e a corrente, alto custo de fabricação, são muito vulneráveis ao envelhecimento mesmo se não estiverem em uso e possuem um eletrólito altamente inflamável.

Com isso, nos últimos anos, têm-se observado estudos extensivos para um desenvolvimento maior das baterias de Íon Lítio em termos de desempenho e densidade de energia, bem como custo-benefício e segurança. Em 2017, o Li-ion representou quase 90% das adições de armazenamento de bateria em larga escala (NACEUR, 2016). Apesar de haver diferentes tecnologias competindo entre si, e diversas delas com perspectiva de queda de preço futuro, as apostas da maioria das instituições de pesquisa do setor recaem sobre essa tecnologia. Acredita-se que a redução expressiva de custos ocorra principalmente devido a inserção de veículos elétricos utilizando baterias na matriz mundial de transportes e dos usos em equipamentos eletrônicos (EPE, 2020).

Além disso, outro fator que poderá impulsionar esse mercado de armazenamento em baterias de íon lítio é a reutilização das baterias provenientes dos veículos elétricos após uma degradação que impossibilite o seu uso para essa aplicação. Baterias de Íon-Lítio de segunda vida têm custo bastante reduzido e vida útil remanescente satisfatória para aplicações estacionárias, em que a densidade de carga e a confiabilidade não são fatores cruciais como nas aplicações em veículos elétricos (EPE, 2019). Na sua segunda vida, elas ainda mantêm uma capacidade nominal restante de cerca de 80%, sendo admissível para serviços menos intensivos (PAGLIARO; MENEGUZZO, 2019).

Já as baterias de alta temperatura, em termos construtivos e de funcionamento, são similares às convencionais, mas também possuem similaridades com os sistemas de armazenamento térmico. Elas se caracterizam pela presença de eletrodos de sal fundido e,

portanto, requerem temperaturas elevadas para o seu funcionamento. Como existe uma necessidade de mantê-las aquecidas na temperatura de operação, há um autoconsumo elevado pois o aquecimento é proporcionado por resistências internas (BITO, 2005).

As baterias de alta temperatura mais utilizadas são as de sódio-enxofre (NAS). Elas possuem eficiência na faixa de 70% a 90%, dependendo da temperatura de operação. Essas baterias apresentam tanto alta densidade de energia (100 a 250 Wh/kg) quanto alta densidade de potência (260 W/kg), com vida útil de 4.500 ciclos (cerca de 15 anos), de acordo com a fabricante NGK. Essa tecnologia de armazenamento de energia já está em estágio comercial, com aplicação nas empresas de distribuição de energia elétrica para qualidade de energia, nivelamento de carga, sistemas de emergência, ilhamento, integração com fontes renováveis e ações que requerem tempo longo de descarga (HUESO; ARMAND; ROJO, 2013).

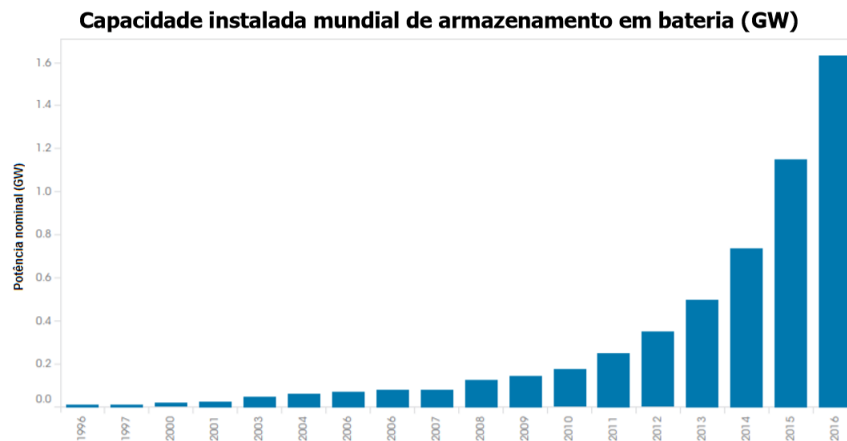
As baterias de fluxo possuem uma concepção construtiva bastante diferente das convencionais ou das de alta temperatura. Nas baterias de fluxo o eletrólito é mantido em um tanque separado do empilhamento onde se encontram o anodo, o catodo e os elementos de separação os quais possuem condução iônica seletiva. Durante o carregamento e o descarregamento, o eletrólito é bombeado para o empilhamento. A duração da descarga é determinada pelo volume do eletrólito e a potência pelo número de células (empilhamento) (RYCHCIK; SKYLLAS-KAZACOS, 1988).

As baterias de fluxo são consideradas uma opção viável em termos de eficiência e custo para aplicações que requerem tempos de descarregamento superiores a 5 horas. Uma característica única dessas baterias é a possibilidade de variar de forma independentemente da potência disponível e capacidade de energia. Dentre as suas desvantagens pode-se citar a sua menor eficiência, decorrente da sua complexidade construtiva, que agrega tanques, tubulações, bombas e outros componentes que não são utilizados nas baterias convencionais. Além disso, a densidade de energia e de potência dessas baterias é baixa quando comparada com a das convencionais ou de alta temperatura. A bateria de fluxo requer, portanto, uma disponibilidade de espaço físico muito maior do que a das demais tecnologias eletroquímicas de armazenamento de energia. Um módulo de 500 kW/4 MWh ocupa uma área de aproximadamente 80 metros quadrados (SERRA et al., 2016).

1.3 Maturidade e utilização de baterias no Mercado de Energia

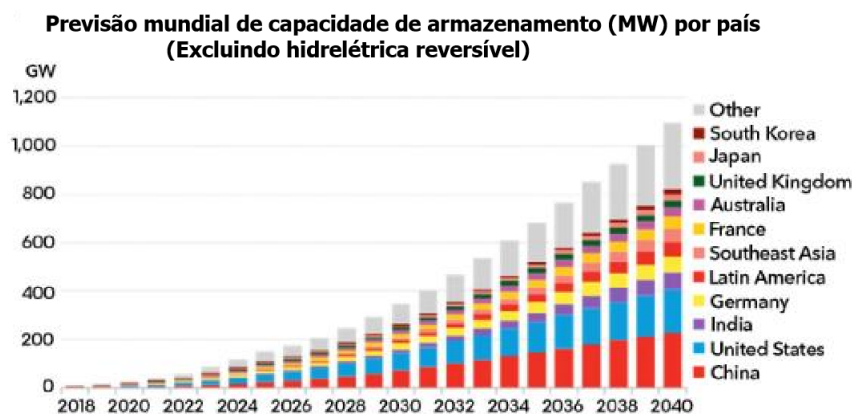
Os sistemas de armazenamento em bateria vêm sendo instalados no setor elétrico em ritmo acelerado no mundo nos últimos anos. A Figura 3 apresenta a capacidade instalada mundial de baterias, em que é possível observar um crescimento exponencial ao longo de 10 anos, atingindo 1,6 GW em 2016. Em termos de expectativa, a Figura 4 apresenta a projeção da potência instalada de baterias por país, que chega a 1.100 GW em 2040.

Figura 3 – Capacidade instalada mundial de armazenamento em bateria (GW).



Fonte: (EPE, 2019) e (IRENA, 2018).

Figura 4 – Previsão mundial de capacidade de armazenamento (MW) por país, excluindo hidrelétrica reversível.



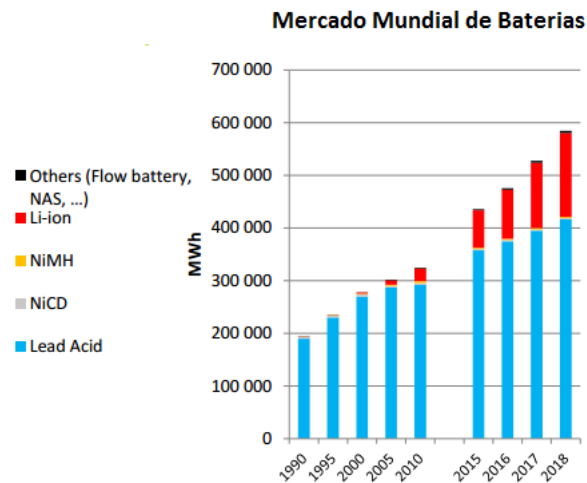
Fonte: Adaptado de (EPE, 2019) e (BNEF, 2019).

A expectativa é que o mercado global de armazenamento cresça até 2040, com investimentos da ordem de US\$ 660 bilhões (BNEF, 2019). O estudo considera que esse crescimento será possível devido a quedas significativas nos preços das baterias de íon de lítio, assim como a redução de 85% já observada entre 2010 e 2018. Na Figura 5, pode-se observar que as baterias de chumbo-ácido ainda representam a maior parte do mercado (mais de 70%), porém, o maior crescimento e a maior parte de investimentos são voltados para as baterias de íons de lítio (PILLOT, 2019).

Historicamente, os preços das baterias caíram rapidamente, apresentando uma taxa de redução de preços superior a 20% ao ano desde 2010. Os fabricantes de baterias alcançam um aumento de 3% a 5% na densidade de energia a cada nova geração de células de bateria, que ocorre a cada dois a três anos, experimentando novas composições químicas, modificando cátodos, ânodos e até materiais eletrolíticos para obter densidades de energia mais altas (FONSECA; PARIKH; MANGHANI, 2019).

Apesar de haver diferentes tecnologias competindo entre si, e diversas delas com

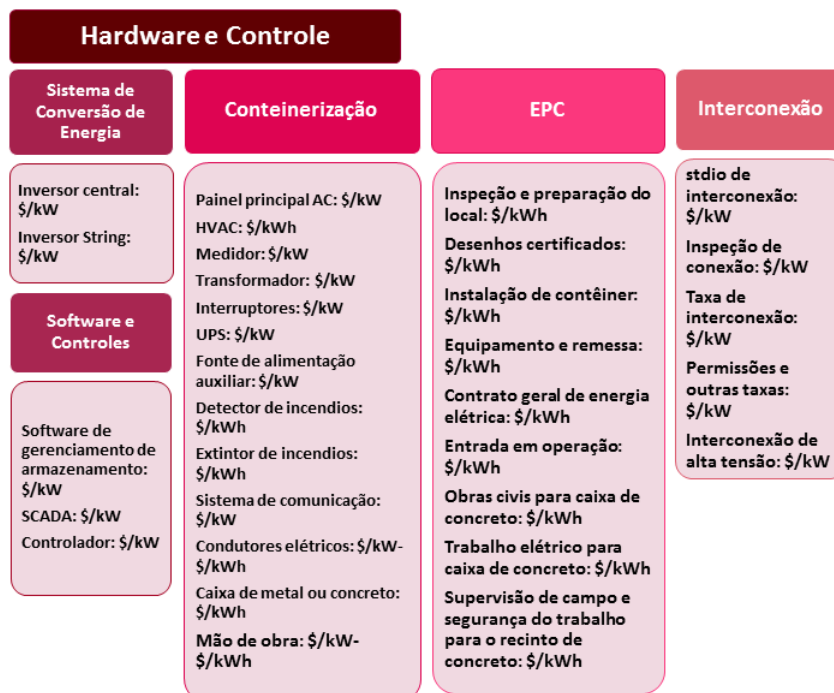
Figura 5 – Mercado mundial de baterias.



Fonte: Adaptado de (PILLOT, 2019).

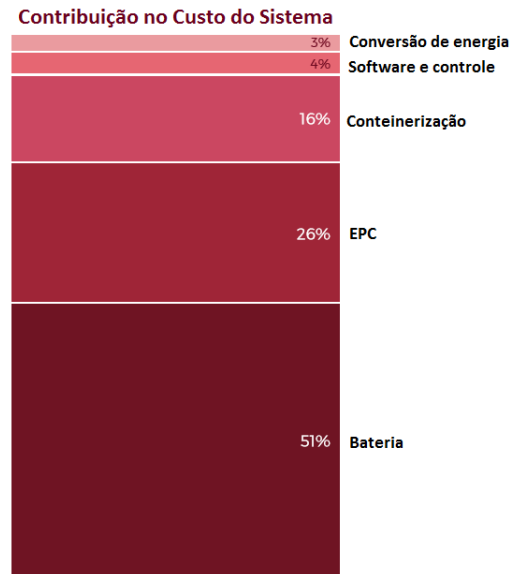
perspectiva de queda de preço no futuro, as apostas da maioria das instituições de pesquisa do setor recaem sobre a tecnologia de íon-lítio. A Wood Mackenzie estima que os preços das baterias de íon-lítio cairão 34% entre 2018 e 2023, e 57% entre 2018 e 2030. A definição de preços de bateria considerada aqui inclui o preço de baterias com tecnologia de íons de lítio, fiação elétrica, estrutura de montagem e sistema de controle e gerenciamento de baterias. As Figuras 6 e 7 mostram os componentes que fazem parte dos sistemas de armazenamento e como eles contribuem no custo total (FONSECA; PARIKH; MANGHANI, 2019).

Figura 6 – Estrutura de custos.



Fonte: Adaptado de (FONSECA; PARIKH; MANGHANI, 2019).

Figura 7 – Repartição dos custos típicos de um sistema de armazenamento de energia.



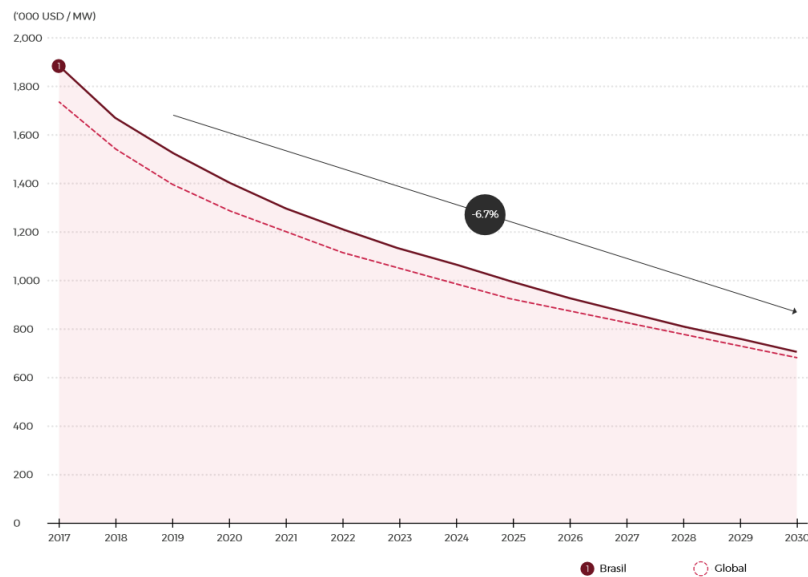
Fonte: Adaptado de (FONSECA; PARIKH; MANGHANI, 2019).

Acredita-se que os equipamentos complementares às baterias e seus controles fornecerão a maior oportunidade de redução dos custos no futuro, especialmente os inversores e o *software* para gerenciamento do sistema de armazenamento de energia. Além disso, existem diferentes outros fatores e variáveis que causarão futuras reduções nos preços das baterias. Esses fatores incluem o crescimento da demanda por veículos elétricos, melhorias na densidade de energia das células da bateria e a expansão na fabricação de baterias. Cada vez que a capacidade de produção é dobrada, o custo das baterias é reduzido de 5% para 8%. Várias empresas anunciaram nova capacidade de produção de baterias íons de lítio até 2025, quadruplicando a capacidade atual, permitindo novas economias de escala (FONSECA; PARIKH; MANGHANI, 2019).

Um estudo feito pela Wood Mackenzie sobre armazenamento na América Latina mostrou que no Brasil, a confiabilidade da rede e a possível reforma do mercado de energia são fatores que podem impulsionar o armazenamento à bateria. No entanto, a prevalência de grandes usinas hidrelétricas na matriz energética e a falta de um mercado de serviços ancilares ainda limitam esse crescimento. Em termos de custos, dado que o país não possui uma política importante de armazenamento em baterias, a expectativa é que os preços do sistema continuarão sendo mais altos que a média mundial nos próximos anos (FONSECA; PARIKH; MANGHANI, 2019).

Dada a sua modularidade, as baterias se mostram aptas a diferentes aplicações, desde sistemas residenciais ou isolados de pequeno porte, até aplicações centralizadas de alta capacidade. Quando a bateria é conectada internamente nas instalações do consumidor (*behind-the-meter*) de clientes comerciais, industriais ou residenciais, ela pode ajudar a reduzir a fatura de eletricidade se carregada nas horas de tarifas mais baixas e evitar

Figura 8 – Estimativa de investimentos (CAPEX) em Armazenamento durante 2019-2030, em milhares de USD/MW.



Fonte: (FONSECA; PARIKH; MANGHANI, 2019).

o consumo da rede em momentos de preços mais altos. Também pode ajudar o consumidor a reduzir sua demanda máxima, ou até mesmo permiti-lo tornar-se autossuficiente, desconectando-se da rede da distribuidora, embora isso ainda não seja viável do ponto de vista econômico. Quando a bateria é conectada de forma centralizada, junta a geração, ou nos sistemas de transmissão ou distribuição (*in-front-of-the-meter* ou *utility-scale battery*) ela pode fornecer diversos benefícios ao sistema, ajudando a integrar fontes de energia renováveis de maneira mais eficiente e confiável (EPE, 2019).

Essa visão é corroborada pelo IRENA, o qual destaca que sistemas de armazenamento a bateria centralizados oferecem vários serviços tanto à operação do sistema, quanto às mini-redes isoladas de energia, permitindo adiar investimentos e aumentando a participação de fontes renováveis intermitentes, como solar fotovoltaica e eólica, na matriz elétrica (IRENA, 2019).

Quanto à operação do sistema, as baterias podem, por exemplo, auxiliar na regulação de frequência da rede quando há um desequilíbrio entre a geração e a demanda de energia, o que normalmente é feito pelas usinas termelétricas de maneira cara, lenta e ineficiente. E, ao contrário das termelétricas, um sistema de armazenamento a bateria pode responder a operação do sistema em questão de milissegundos. Um outro desafio de operação que pode ser solucionado com *utility-scale batteries* é variação rápida na curva de carga do sistema, algo que vem se agravando principalmente devido ao aumento da inserção de geração fotovoltaica na rede. Essas fontes causam uma curva de carga característica chamada “*duck curve*” (ou curva do pato), com um acelerado aumento de injeção de energia durante o dia seguida de uma rápida diminuição na injeção durante a noite. As

baterias fornecem ao sistema a flexibilidade necessária para reduzir a inclinação da curva de carga, tornando o sistema mais controlável. Ainda é possível utilizar essas baterias nas usinas de geração para restaurar o funcionamento dessas quando há falha na rede (*black start*), substituindo os tradicionais geradores a diesel responsáveis por dar partida nas usinas, e fornecendo serviços auxiliares para a operação do sistema.

Além de poder auxiliar na operação do sistema, um dos mais interessantes benefícios das baterias centralizadas é postergar investimentos na rede. Essas baterias conectadas à rede podem absorver energia nos momentos em que há maior geração e baixa demanda, e descarregar durante o horário de pico, substituindo os geradores e adiando investimentos adicionais em usinas termelétricas. Além disso, elas podem ser utilizadas nos momentos em que a capacidade de carga das linhas de transmissão e distribuição são excedidas, funcionando como linhas virtuais de energia, evitando sobrecargas na rede. Tradicionalmente, quando há sobrecarregamento das redes, as operadoras de sistemas investem na expansão das subestações para aumentar sua capacidade de carga. No entanto, quando o congestionamento ocorre apenas em situações específicas por um período muito limitado, os investimentos no reforço de toda a rede podem não ser a solução ideal. Os sistemas de armazenamento de bateria podem fornecer resposta instantânea aos sistemas de rede de transmissão e distribuição para gerenciar qualquer variabilidade causada pela geração a partir de fontes de energia renováveis, evitando, portanto, um superdimensionamento e aprimorando o desempenho e a confiabilidade do sistema.

Apesar de as baterias centralizadas serem uma solução bem atrativa para o aprimoramento do sistema elétrico, é importante que se entendam as limitações técnicas e os desafios regulatórios decorrentes do surgimento dessa nova tecnologia para que a sua utilização seja realizada de maneira responsável, segura e sustentável. Primeiramente, devem ser considerados os prováveis riscos ambientais, sociais e econômicos da utilização de baterias.

Durante a produção de baterias, por exemplo, há uma significativa demanda de diversos insumos, energia e diferentes tipos de materiais, tais como minerais, plástico, papel e eletrólitos. Devido ao elevado consumo energético durante a sua fabricação, as emissões de CO₂ são mais significantes quando comparadas a outros processos de armazenamento de energia (DOMINISH; FLORIN; TESKE, 2019). Logo, melhorias na pegada de gases de efeito estufa (GEE) podem ajudar a tornar o mercado de baterias ainda mais atraentes. É também importante que se abordem os riscos associados à produção e transporte seguros de baterias em toda a cadeia de valor e os riscos comerciais associados à incerteza em relação à infraestrutura, tecnologia e preferências do consumidor (UWE, 2018).

Ainda, o uso inadequado das baterias ou acidentes podem ocasionar danos aos mecanismos de proteção, e a exposição do material interno pode ocasionar contaminações ou até explosões e incêndios. É essencial que o armazenamento, transporte e operação

sejam feitos de modo que sua integridade seja assegurada. Existem relatos frequentes de acidentes com baterias íon-lítio devido à inflamabilidade elevada de seus componentes (LIU et al., 2018). Sendo assim, devem ser observados aspectos de segurança por todo o seu ciclo de vida, inclusive com capacitação da mão de obra.

Outro aspecto sensível sob o ponto de vista socioambiental é a destinação das baterias após o término da sua vida útil, principalmente devido aos metais tóxicos em sua composição que apresentam riscos ao meio ambiente e à saúde caso não seja disposto adequadamente. A disposição segura de materiais perigosos é custosa, e as formas mais comuns consistem no envio para aterros ou incineradores (DEHGHANI-SANIJ et al., 2019).

Outro fator que pode ser limitador no desenvolvimento das baterias centralizadas é a regulação do mercado. Para permitir que as baterias possam ser utilizadas de diferentes formas no setor elétrico é necessário que algumas barreiras sejam transpostas por meio do aperfeiçoamento da regulação e dos mecanismos de contratação de serviços ancilares.

Uma vez que o parque gerador do Sistema Interligado Nacional – SIN foi pensado originalmente para ser síncrono, o controle primário de frequência é realizado por meio de regulador automático de velocidade das unidades geradoras, não implicando assim em investimento adicional. Para as demais prestações de serviços ancilares, a remuneração ocorre via Contrato de Prestação de Serviços Ancilares – CPSA ou pela receita de auto restabelecimento, quando for o caso (ONS, 2019).

Como pode ser observado, a prestação dos serviços ancilares é realizada por agentes de geração e transmissão contratados nos leilões, ou seja, não existe um mecanismo que permita a contratação de prestadores de serviços específicos, pois o mecanismo atual se baseia nos requisitos de energia firme (garantia física). Isso demonstra a necessidade de desenhar um novo modelo de mercado que permita tanto a contratação, quanto a adequada remuneração para a prestação exclusiva de serviços ancilares necessários ao sistema. Caso contrário, pode-se obstar o pleno desenvolvimento de uma ferramenta capaz de atualizar e eficientizar a operação do sistema elétrico. Nesse contexto, as baterias se mostram como potencial solução para prestação de tais serviços, o que pode vir a viabilizar a sua contratação, sobretudo quando associadas a outras aplicações.

As diferentes aplicações dos sistemas de armazenamento também trazem a necessidade de uma discussão regulatória específica. Como os sistemas de armazenamento podem fornecer serviços variados que hoje são de responsabilidade de geradores, transmissores ou distribuidores, enquadrá-los em uma única categoria pode limitar essa versatilidade.

Dessa forma, a contratação de baterias para a prestação de determinados serviços poderá eventualmente ser viabilizada através da definição de uma figura regulatória para o “agente armazenador”, a exemplo do agente gerador e transmissor, e da criação do

mercado de serviços ancilares, o que permitiria a contratação e valoração de atributos específicos. Essa estratégia começa a ganhar forma em outros países, onde leilões estão sendo desenhados de forma a contratar soluções para problemas específicos.

No Brasil, o tema consta na Agenda Regulatória 2020/2021 da ANEEL, sob o título de “Adequações regulatórias para inserção de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis, no Sistema Interligado Nacional” (ANEEL, 2020a). Além disso, está em desenvolvimento inicial na Agência um estudo de recursos energéticos distribuídos que engloba tópicos como baterias conectadas à rede, reposta à demanda, veículos elétricos, usinas virtuais e microrredes, com enfoque em como elas estão sendo regularizadas em outros países e podem ser inseridas no sistema brasileiro. É previsto ocorrer uma consulta pública sobre a regulação dessas tecnologias em 2021.

Quer seja atrás do medidor, com o uso direto do consumidor final, quer seja de maneira centralizada, utilizada pelo operador do sistema ou por um agente de geração, distribuição ou transmissão, esses sistemas têm potencial para transformar o setor elétrico, dada sua versatilidade. *Utility-scale batteries* já são usadas tanto para diferimento da atualização da rede, quanto para serviços ancilares em muitos lugares.

Nos Estados Unidos, sistemas de armazenamento de bateria em larga escala já estão sendo implantados para fornecer reservas de capacidade em aplicações comerciais. Por exemplo, no sul da Califórnia, a distribuidora local utiliza uma fazenda de baterias de 20 MW de capacidade para armazenar energia capaz de descarregar 80 MWh em períodos de quatro horas para atender a picos de demanda, como nas tardes quentes de verão, quando os prédios ligam o ar-condicionados (FEHRENBACHER, 2017). Ainda na Califórnia, a concessionária norte-americana San Diego Gas & Electric desenvolveu um projeto de armazenamento de baterias de íon lítio de 30MW/120MWh próximo a uma de suas subestações em Escondido para armazenar excesso de produção de energia renovável no estado e servir como reserva de capacidade (SDGE, 2017). Na cidade de San Juan Capistrano, Califórnia, o sistema de armazenamento de 2MW/6MWh compensa a sobrecarga de pico de demanda e evita expansão da rede de distribuição. Além disso, esse armazenamento pode participar de outros serviços ancilares graças ao seu sistema de controle (GREENSMITH, 2016).

Em Columbus, Ohio, uma empresa sediada no Reino Unido construiu um sistema de armazenamento de bateria de 4MW/2,6MWh para fornecer serviços de regulação de frequência à PJM, uma operadora de transmissão regional nos Estados Unidos (RES, 2017).

Na Europa, um sistema de armazenamento de 6MW/10MWh foi desenvolvido em Bedfordshire por uma operadora de rede de distribuição britânica, a UK Power Networks, e atualmente está sendo operado pela Limejump para fornecer reservas de capacidade, além de serviços de balanceamento de rede (WILLIAMS, 2017). Também no Reino Unido,

dois projetos que utilizam baterias de íon lítio, Glassenbury (40 MW) e Cleator (10 MW), juntos produzem 27 MWh anuais e ajudam a estabilizar a frequência na rede fornecendo um quarto da capacidade total de regulação de frequência do Reino Unido (CARBON, 2019).

Na Itália, a operadora de sistema de transmissão Terna implantou um projeto piloto de armazenamento de bateria sódio-enxofre (NaS) de 35 MW em uma parte de sua rede de 150 kV no sul país, para gerenciamento de congestionamento da rede de fontes renováveis intermitentes (TERNA, 2018).

A empresa alemã de energia STEAG instalou uma capacidade total de armazenamento de bateria de 90MW/120MWh em seis locais diferentes na Alemanha, cada um com uma capacidade de armazenamento de bateria de 15MW/20MWh. As baterias estão conectadas à rede de 10 kV e se destinam a fornecer reserva de controle de frequência por 30 minutos, de acordo com requisitos do operador da rede de transmissão (GMBH, 2017).

Já na França, uma linha virtual de energia foi projetada pela empresa RTE, chamada Ringo Project, e entrou em funcionamento em janeiro de 2020, início de um período de teste de três anos (WALTON, 2020). O projeto utiliza sistemas de armazenamento de energia para aliviar o congestionamento, em vez de construir linhas de energia extras. O conceito baseia-se em soluções de inteligência artificial para auxiliar o processo de despacho e otimizar o gerenciamento da corrente elétrica na rede. A capacidade da bateria em cada local é de 12MW/24MWh. O projeto prevê que até 2023 as baterias sejam operadas exclusivamente pela RTE como linhas de energia virtuais. A partir de 2023, elas estarão abertas para uso por terceiros para várias aplicações, como regulação de frequência, ajuste de demanda e fornecimento, resolução de congestionamentos e comercialização de energia, entre outros (IRENA, 2019).

Em 2017, a empresa americana Tesla encomendou baterias de íon lítio com uma capacidade de armazenamento de 100 MW e 129 MWh, instalada no parque eólico de 315 MW em Hornsdale, no sul da Austrália. As baterias, além de estabilizarem a energia gerada no parque eólico, fornecem serviços ancilares à rede do sul da Austrália (GROVER, 2018). Da capacidade de armazenamento das baterias, 70 MW está conectada à rede elétrica para fornecer serviços de rede, e os 30 MW restantes devem ser usados para estabilizar a energia renovável gerada no parque eólico. O sistema foi projetado para armazenar de três a quatro horas de energia (MCCONNELL, 2017).

Ainda na Austrália, a Australian Energy Market Commission (AEMC) permitiu que o armazenamento de energia forneça serviços ancilares, abrindo uma oportunidade adicional para uso de baterias no país (STONE, 2016).

No norte do Japão, um sistema de armazenamento de bateria de 34MW/204MWh foi conectado a um parque eólico de 51 MW. As baterias armazenam o excesso de energia

renovável produzido, que é vendido nos horários de pico. Além disso, as baterias fornecerão regulação de frequência e servirão como reservas girantes (IRENA, 2015).

Um outro jeito bem interessante de utilizar o armazenamento em benefício da rede elétrica é o programa “*bring your own battery*” (ou “traga sua própria bateria”, em livre tradução), que algumas distribuidoras locais de Massachusetts, Rhode Island e Vermont, nos Estados Unidos, estabeleceram. Através desse programa as distribuidoras conectam as baterias das residências na rede e as utilizam durante os horários de pico de demanda. Em retorno, os clientes, donos das baterias, recebem uma compensação, que pode ser, por exemplo, créditos nas suas contas de energia (FINKELSTEIN; KANE; ROGERS, 2019).

O uso de baterias também está sendo planejado no Brasil. O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029 – que dá as diretrizes para expansão da oferta energética no Brasil para os 10 anos seguintes – indica que a partir de 2024 será necessário um aumento da capacidade do sistema elétrico, e o armazenamento em baterias é uma das tecnologias que poderão contribuir para essa finalidade. O documento cita “Sobre as tecnologias específicas para o aumento da capacidade do sistema, visando a complementação de potência, além das já citadas termelétricas a gás natural são representadas explicitamente as tecnologias de armazenamento, como usinas hidrelétricas reversíveis e baterias” (MME&EPE, 2019).

2 Metodologia

Esse capítulo apresenta a metodologia proposta para avaliar técnica e economicamente os impactos na regulagem de tensão ao conectar baterias e sistemas de geração distribuídos na rede de distribuição.

2.1 Procedimento de Análise

O presente trabalho consiste em comparar soluções que visam solucionar problemas de tensão em circuitos pré-selecionados. Para o desenvolvimento do trabalho, realiza-se estudo, primeiramente, em um trecho de rede teórico e, em seguida, em um trecho de rede real, conforme apresentado nas Seções 4.1 e 4.2, respectivamente. Adicionalmente, são feitas avaliações técnicas e econômicas em cada uma dessas redes, a fim de analisar a viabilidade das baterias e sistemas de geração distribuídos como uma possível solução de regulagem de tensão, em alternativa a soluções de rede convencionais.

A avaliação técnica consiste na realização de fluxos de potência para um período definido, por exemplo um dia, variando tanto as condições de carga e geração ao longo do tempo como as configurações dos equipamentos conectados. Para isso, é utilizado o *software* OpenDSS.

Primeiramente, é feita a simulação de um caso base, em que o circuito se apresenta com níveis de tensão em regime permanente fora dos parâmetros aceitáveis. Em seguida, analisa-se o comportamento da tensão na rede com bateria ao inserir três diferentes perfis de carga: residencial, rural e comercial. Na sequência, compara-se tecnicamente a utilização de baterias com recondutoramento da rede (solução de rede) e com a inserção de geradores distribuídos.

Para avaliar a regulagem de tensão fornecida pela bateria, corrigem-se os problemas de tensão testando opções de capacidade do armazenamento de modo a alcançar níveis de tensão estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST. Segundo a norma, para unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou inferior a 1 kV, 220/127 e 380/220, as Tensões de Atendimento devem ser classificadas de acordo com as faixas de variação da tensão de leitura, conforme Tabelas 2 e 3, respectivamente. Dessa forma, para o estudo aqui realizado, optou-se por circuitos com tensões em valores precários, abaixo de 92,1% da tensão de leitura, para uma melhor análise do impacto das baterias.

A avaliação econômica utiliza ferramentas do Microsoft Excel para realização de fluxos de caixa, de modo a estimar os retornos obtidos com os investimentos em cada projeto. Nesta avaliação, pode-se obter um importante indicador de viabilidade conhecido

Tabela 2 – Classificação das Tensões Nominais para UC atendidas abaixo de 1 kV (220/127).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231) / (117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233) / (110 \leq TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233) / (TL < 110 \text{ ou } TL > 135)$

Fonte: (ANEEL, 2021).

Tabela 3 – Classificação das Tensões Nominais para UC atendidas abaixo de 1 kV (380/220).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399) / (202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(331 \leq TL < 350 \text{ ou } 399 < TL \leq 403) / (191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 331 \text{ ou } TL > 403) / (TL < 191 \text{ ou } TL > 233)$

Fonte: (ANEEL, 2021).

como VPL (valor presente líquido). Como critério de avaliação econômica, tem-se que, quanto maior o VPL, mais atraente é a solução. Sendo que, um VPL negativo indica que as despesas são maiores que as receitas.

Ainda, é importante ressaltar que valores negativos de VPL são esperados para fins deste trabalho. Isso porque não se adentra na forma que a distribuidora é remunerada pelo investimento nas soluções aqui estudadas, algo realizado pelas tarifas de eletricidade. Como o objetivo é comparar alternativas, busca-se aquela de maior VPL (ou menos negativo), sabendo que a devida remuneração do ativo, que transformaria o VPL em positivo, dependeria da remuneração via tarifa. Todo investimento realizado pela distribuidora é considerado na sua Base de Remuneração Regulatória. Assim, o órgão regulador, ANEEL, calcula os custos e investimentos que serão repassados às tarifas, e que podem ser maiores ou menores do que os custos praticados pelas empresas. As tarifas passam, portanto, por revisões periódicas, em que são redefinidos o nível eficiente dos Custos Operacionais, da Cota de Depreciação, da Remuneração dos Investimentos e de demais receitas, a chamada Parcela B (ANEEL, 2016).

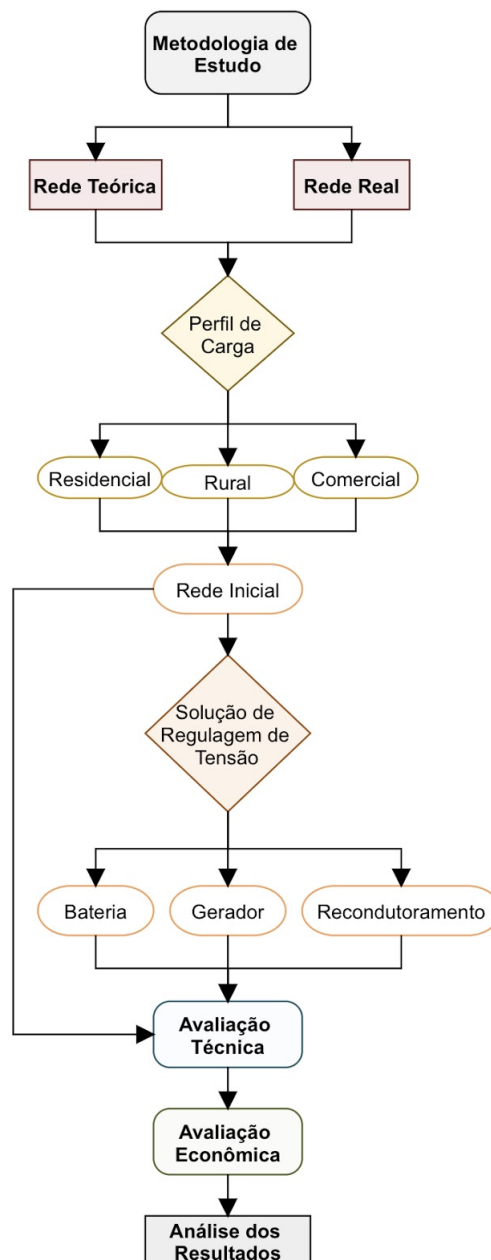
A Cota de Depreciação refere-se à recomposição do capital investido e a remuneração dos investimentos, à rentabilidade do negócio de distribuição. A Remuneração dos Investimentos depende do Custo de Capital, que é a taxa de rentabilidade a ser adotada no cálculo da remuneração das distribuidoras e representa o custo de oportunidade dos recursos, compatível com um risco similar ao que enfrenta a atividade. Já a Cota de Depreciação depende da taxa de depreciação dos bens da concessionária e da Base de

Remuneração Regulatória.

Por fim, comparando a atratividade das soluções técnicas consideradas viáveis, indica-se uma alternativa para correção do nível de tensão do circuito estudado de acordo com a atratividade econômica.

O diagrama da Figura 9 sintetiza os principais passos da metodologia proposta.

Figura 9 – Diagrama de sequência da Metodologia Proposta.



Fonte: Autoria própria.

2.2 Softwares utilizados

2.2.1 OpenDSS

Para realização dos fluxos de potência da análise técnica, utiliza-se o *software* . A escolha justifica-se pela sua capacidade de lidar com redes que apresentam recursos energéticos distribuídos e realizar fluxo de potência ao longo de um período determinado. Além disso, o *software* é utilizado pela ANEEL, conforme a Nota Técnica 057/2014-SRD/ANEEL, para calcular o fluxo de potência das distribuidoras (ANEEL, 2014), o que ratifica sua adequabilidade ao uso aqui proposto.

O OpenDSS é um simulador de sistema de distribuição de código aberto fornecido pela Electric Power Research Institute (EPRI). O programa pode executar vários tipos de estudos para distribuição de energia elétrica. Esses estudos incluem análise de planejamento, análise geral de circuito AC multifásico, simulações de sistema fotovoltaico, modelagem de armazenamento, análise de distorção harmônica, simulações de tensão, entre outros. Portanto, ele é uma ferramenta muito útil que auxilia na compreensão do sistema elétrico e é amplamente utilizado por várias distribuidoras no Brasil e no mundo.

O OpenDSS também possui vários modos de solução integrados. Neste estudo utiliza-se o modo de solução instantânea (*snapshot*) e diária (*daily*) para resolução do fluxo de potência. O modo de solução diário foi utilizado por fornecer uma simulação do sistema ao longo de um período, levando em consideração o perfil de carga do circuito que está sendo simulado e, portanto, fornecendo uma melhor representação da interação da bateria com o alimentador de distribuição.

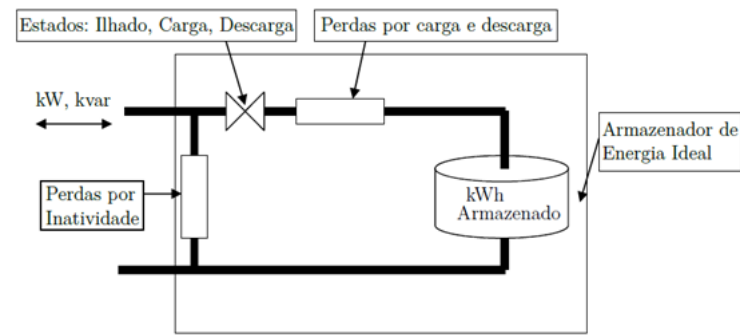
Para modelagem da bateria, utilizam-se as funções *Storage* e *StorageController* disponíveis no *software*. O modelo do elemento de armazenamento foi desenvolvido a partir do modelo do elemento *Generator*. Portanto, a bateria é modelada como um gerador que pode ser despachado para produzir energia (descarga) ou consumir energia (carga) dentro de sua potência nominal e capacidade de armazenamento.

A Figura 10 mostra o elemento *Storage* e suas principais propriedades. O controle do elemento *Storage* pode ser definido no próprio elemento, em três estados: despachar potência, absorver potência ou permanecer inerte.

A bateria conta com a presença de um inversor e, portanto, respeitando o limite de potência aparente do inversor, é possível produzir ou absorver energia reativa. Outro aspecto que o modelo considera é a perda ativa do sistema, que engloba as perdas dos elementos de controle, dos elementos que mantêm a temperatura da bateria em níveis desejados e as perdas no processo de despachar e absorver energia (RADATZ, 2015).

Na Tabela 4 estão os principais parâmetros utilizados para se definir o elemento *Storage*.

Figura 10 – Elemento Storage.



Fonte: (RADATZ, 2015).

Tabela 4 – Parâmetros básicos do elemento Storage.

Parâmetro	Descrição
Bus1	Barra na qual o terminal da bateria é conectado.
kWrated	Potência nominal de despacho.
kWhrated	Capacidade de armazenamento.
%reserve	Reserva de energia.
Dispmode	Modo de despacho.
Daily	Curva que descreve o carregamento e descarregamento.

Fonte: (ROCHA et al., 2019).

2.2.2 Microsoft Excel

Para realização da análise econômica utiliza-se o Microsoft Excel. A escolha desse programa deve-se à disponibilidade de uma interface intuitiva e capacitadas ferramentas de cálculo e de construção de tabelas que permitem a realização dos fluxos de caixa e uma fácil obtenção dos indicadores de viabilidade. Além disso, o OpenDSS possui uma interface de comunicação com o Excel possibilitando uma melhor visualização e comparação dos dados obtidos nas simulações.

A principal função utilizada no Excel para a análise econômica é o valor presente (=VP), que retorna o valor líquido atual de um investimento, com base em uma taxa de desconto e uma série de pagamentos futuros (valores negativos) e renda (valores positivos).

Além disso, gráficos são gerados para comparação de custos e melhor visualização do fluxo de caixa.

3 Definição do Estudo

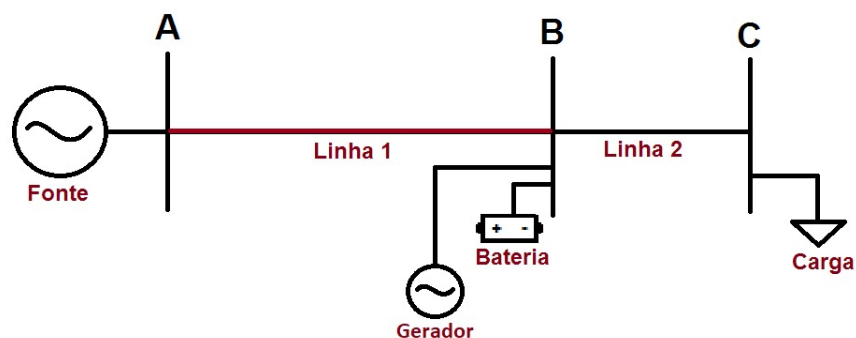
O presente capítulo abrange a apresentação dos sistemas a serem estudados, bem como define as etapas das análises técnica e econômica.

3.1 Panorama da Rede Teórica

Na Figura 11, tem-se o diagrama unifilar da rede teórica estudada. O trecho de rede possui apenas três barras (A, B e C) e as linhas que as conectam, linha 1 e linha 2, possuem 120 metros e 40 metros respectivamente. Durante todo o percurso, as linhas são trifásicas, com quatro condutores, e tensão de linha (tensão fase-fase) de 220 volts. Para os condutores dessa rede, utilizou-se uma matriz impedância de um cabo tipicamente utilizado para a configuração do circuito, disponível no diretório do OpenDSS.

Através desse diagrama unifilar, também é possível observar os pontos de conexão da carga e da bateria e o trecho a ser reconduzido, destacado em vermelho. A carga conectada é trifásica, com fator de potência de 0,92, e potência nominal de 30 kW. A fonte no diagrama representa o circuito equivalente de Thévenin do alimentador visto pela barra A.

Figura 11 – Diagrama Unifilar da Rede de Distribuição Teórica.



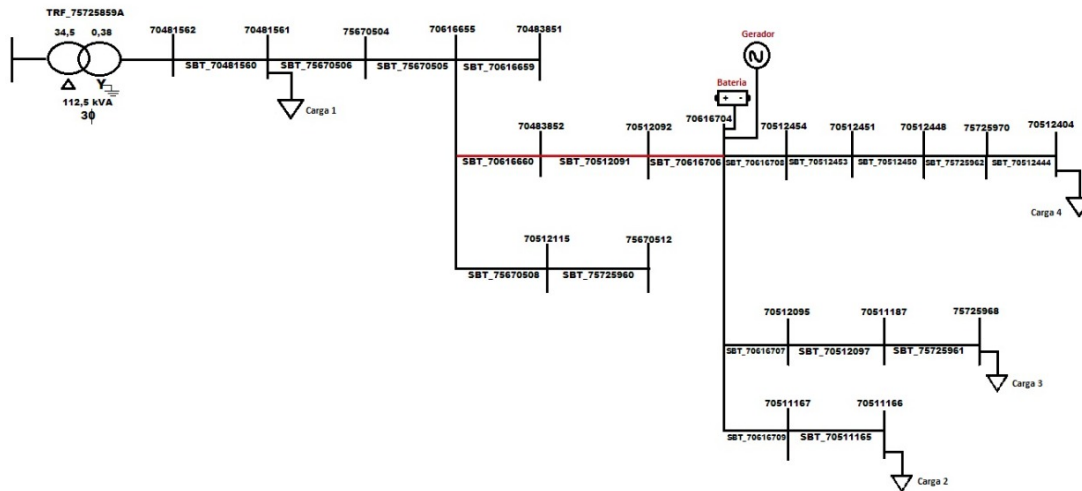
Fonte: Autoria própria.

3.2 Panorama da Rede Real

Na Figura 12, tem-se o diagrama unifilar do trecho de rede de distribuição real estudado. O trecho selecionado pertence a uma rede da distribuidora Energisa Tocantins. Esse trecho de 18 barras possui uma distância total de 428,784 metros. Durante todo o percurso, as linhas são trifásicas, com quatro condutores, e tensão de linha (tensão fase-fase) de 380 volts.

Através desse diagrama unifilar é possível observar todos os elementos que a serem conectados nas etapas de simulação do sistema, bem como o trecho a ser reconduzido, destacado em vermelho, cujo comprimento é de 70,886 metros. As cargas 1, 2, 3 e 4 são trifásicas, com fator de potência de 0,92, e potência nominal de 30 kW, 27 kW, 27 kW, 24 kW, respectivamente, totalizando 108 kW.

Figura 12 – Diagrama Unifilar da Rede de Distribuição Real.



Fonte: Autoria própria.

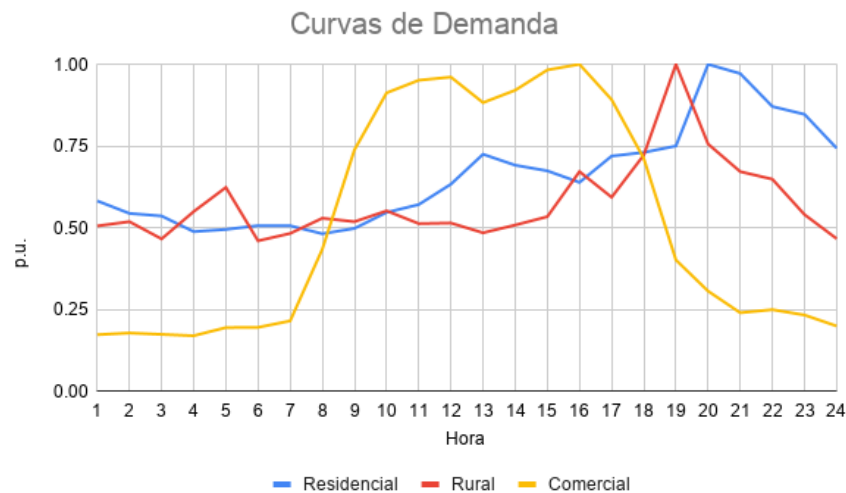
3.3 Perfil de Carga

Em todas as simulações, teóricas e reais, utilizam-se cargas com diferentes perfis de consumo, de modo a avaliar como isso pode interferir na viabilidade da bateria. Portanto, para cada etapa da avaliação técnica e econômica, analisam-se as redes com um perfil de carga residencial, rural e comercial. Ainda, é importante frisar que também consideram-se cargas com fator de potência fixo e igual a 0,92 independente do perfil de consumo.

As curvas de carga desses três tipos de consumidores, observadas na Figura 13, são reais e representam uma curva com características típicas de cada categoria de consumo. Assim como os dados do trecho de rede real, essas curvas foram disponibilizados pela ANEEL a partir da Base de Dados Geográfica da Distribuidora referente a 2018, que foi encaminhada pela Energisa Tocantins no ano de 2019. Esses dados foram utilizados no cálculo das perdas técnicas da distribuidora apresentado nas Notas Técnicas nº 12 e 26/2020-SRD/ANEEL(ANEEL, 2020b).

Podemos observar que os perfis de carga desses três tipos de consumidores variam bastante. O pico de demanda de um consumidor residencial típico ocorre por volta das 20 horas, sendo que a demanda permanece alta (acima de 75% da carga nominal) por aproximadamente 6 horas. Para o consumidor rural, a curva de demanda varia mais bruscamente durante o pico, que ocorre por volta das 19 horas e tem duração de 2 horas.

Figura 13 – Perfis de Carga residencial, rural e comercial.



Fonte:(ANEEL, 2020b)

Já a curva do consumidor comercial permanece com valores elevados de demanda durante um longo período de aproximadamente 9 horas e atinge o ponto máximo por volta das 16 horas.

3.4 Avaliação Técnica

Para análise técnica de ambas as redes, real e teórica, seguem-se os passos descritos a seguir para os três perfis de consumo.

- Etapa 1: Simulação da rede no estado inicial, com apenas as cargas conectadas.
- Etapa 2: Adicionar uma bateria modelada para regular a tensão, de modo que a tensão mínima seja maior que 0,921 p.u. durante todo o dia.
- Etapa 3: Substituir a bateria por um gerador despachável de modo a fornecer regulação de tensão similar à do passo 2;
- Etapa 4: Na rede inicial, modificar os condutores de modo a fornecer regulação de tensão similar às dos passos 2 e 3;

3.5 Avaliação Econômica

Para análise econômica de ambas as redes, real e teórica, seguem-se os passos descritos a seguir para os três perfis de consumo.

- Etapa 1: Definir as tecnologias da bateria, do gerador e do condutor a serem utilizadas.
- Etapa 2: Análise de custos e receitas das tecnologias escolhidas.
- Etapa 3: Cálculo do Valor Presente Líquido (VPL).

4 Análise dos Resultados

O capítulo 5 apresenta os resultados da análise técnico econômica das diferentes alternativas de regulação de tensão testadas. Ele é dividido em três seções, de forma que as duas primeiras, 4.1 e 4.2, referem-se aos estudos realizados na Rede Teórica e na Rede Real, respectivamente. Já a última seção, 4.3, contém um sumário dos principais resultados, possibilitando novas considerações e conclusões.

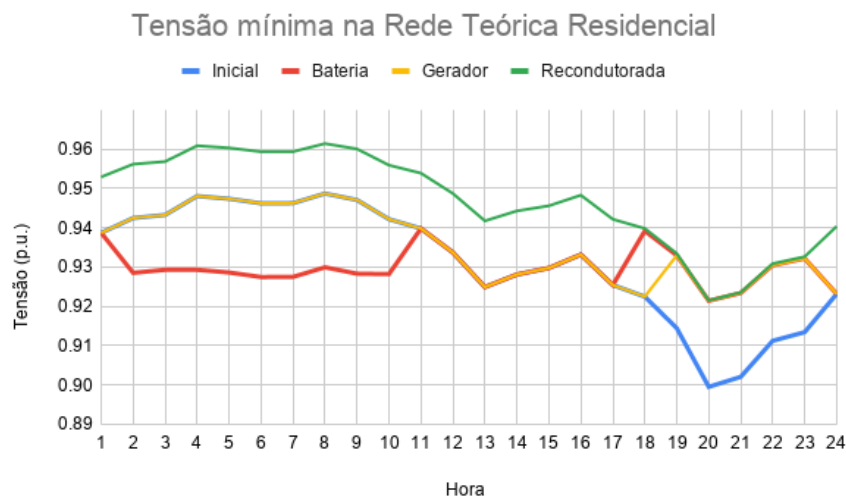
4.1 Rede Teórica

A presente seção tem o propósito de testar as soluções propostas um circuito teórico, menos complexo, para ter maior clareza dos resultados obtidos. Ela está subdividida de modo a apresentar, na subseção 4.1.1, os técnicos e na subseção 4.1.2 os resultados econômicos.

4.1.1 Avaliação Técnica

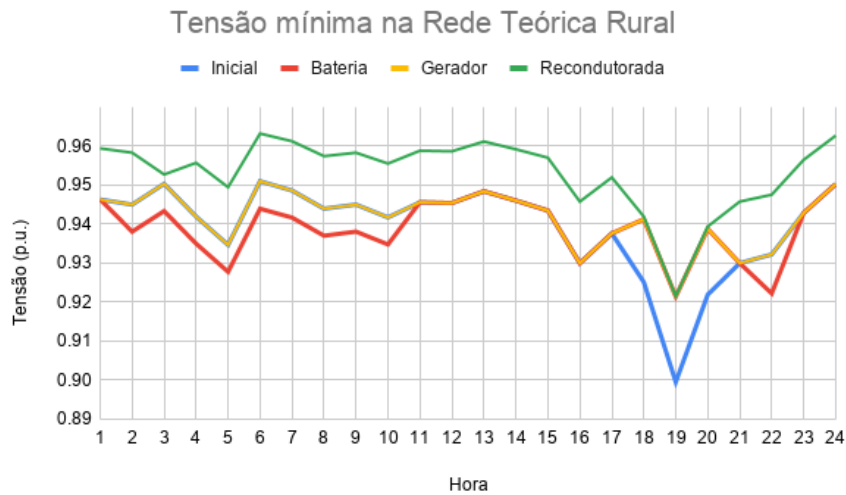
A subseção 4.1.1 apresenta os resultados da implementação, no software OpenDSS, de uma rede teórica simples, com o propósito de realizar o fluxo de potência para um circuito com menos interferências e demonstrar com clareza os impactos da bateria conectada à rede de distribuição e, em seguida, comparar os resultados obtidos com duas outras possíveis soluções. Os resultados obtidos com essa simulação podem ser observados nos gráficos das Figuras 14, 15 e 16.

Figura 14 – Tensão mínima na Rede Teórica Residencial.



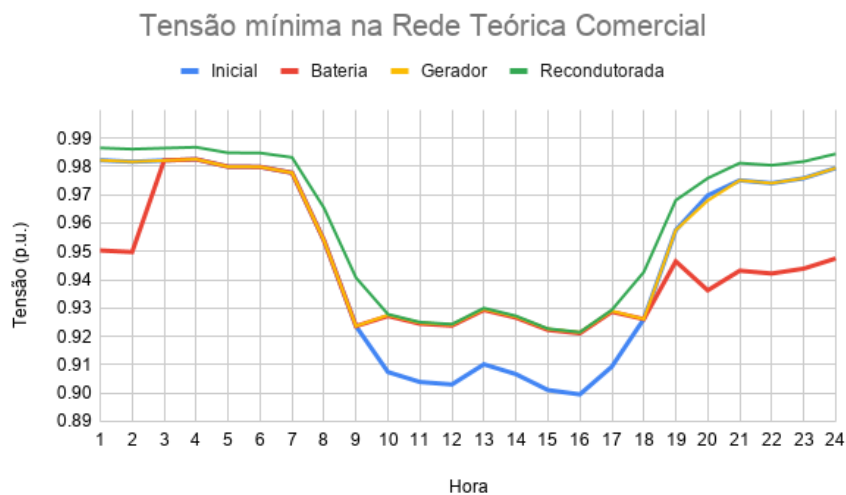
Fonte: Autoria própria.

Figura 15 – Tensão mínima na Rede Teórica Rural.



Fonte: Autoria própria.

Figura 16 – Tensão mínima na Rede Teórica Comercial.



Fonte: Autoria própria.

Os três gráficos apresentam os resultados para as redes teóricas do consumidor residencial, rural e comercial, respectivamente. Em cada um dos gráficos é possível observar quatro curvas que correspondem às quatro configurações da rede teórica: inicial (em azul), com bateria (em vermelho), com gerador (em amarelo) e recondutorada (em verde).

O primeiro ponto interessante a se observar é o de tensão mínima, que varia dependendo do perfil de carga do consumidor. Percebe-se que o ponto de tensão mínima independe da solução que está sendo testada e é verificado às 20 horas na rede do consumidor residencial, às 19h na do rural e às 16 horas na rede do comercial. Isso ocorre, pois, a tensão mínima nesse sistema é a tensão medida na carga, a qual está localizada no ponto mais distante do trecho de rede.

Outra observação é que, como esperado, o ponto de mínima tensão corresponde ao ponto de máxima demanda para cada perfil de consumo conforme demonstrado na subseção 3.3. Isso se justifica, pois o fator de potência não varia ao longo do dia e quando há uma maior demanda da fonte, a corrente aumenta e conseqüentemente há maiores perdas ao longo da rede, que causam a queda de tensão. Com isso, na configuração inicial da rede, quando a demanda é de 1 p.u., a tensão é mínima e igual a 0,9 p.u. Portanto, confirma-se que há um problema de queda de tensão ao elevar-se a demanda.

Como todas as cargas, independente do perfil de consumo, têm uma demanda de 30 kW a 1 p.u., a tensão mínima em todos os casos é a mesma (0,9 p.u.), o que varia é apenas o período em que a tensão permanece dentro da faixa de valores precários ($0,87 < \text{Tensão} < 0,921$). Na Tabela 5 têm-se, para cada perfil de consumo, os horários de mínima tensão, conforme já especificado, e o período diário de tensão precária. Percebe-se que na rede do consumidor comercial a tensão permanece precária por mais tempo, pois esse consumidor tem demandas elevadas por períodos mais longos. Já para o consumidor rural, pelo mesmo motivo, esse período é bem mais curto.

Tabela 5 – Horário de mínima tensão e período de tensão precária para a Rede Teórica Inicial.

Rede Teórica Inicial		
Consumidor	Horário de tensão mínima	Período de tensão precária
Residencial	20h	18:12 às 23:47 = 5,58 horas
Rural	19h	18:10 às 19:57 = 1,78 horas
Comercial	16h	9:10 às 17:41 = 8,52 horas

Fonte: Autoria própria.

Após analisar o resultado das simulações iniciais, observa-se o impacto na tensão ao se conectar uma bateria na barra B. Dado que, as baterias modeladas para cada perfil de consumo são capazes de elevar a tensão de modo a permanecer acima de 0,921 p.u. durante todo o período do dia.

Observando a curva vermelha, a primeira constatação importante é que é possível regular a tensão conectando uma bateria na rede em todos os casos teóricos estudados. Verifica-se que a tensão mínima foi elevada para 0,92144 p.u. e durante todo o período do dia a tensão permanece dentro da faixa de valores adequados de tensão. A razão disso é porque a bateria funciona como uma fonte de energia localizada mais próxima da carga e, no período de maior demanda, a bateria fornece parte da energia, resultando em uma menor demanda da rede. Logo, a corrente que percorre longos percursos diminui e, conseqüentemente, há menor queda de tensão.

Outra observação interessante é que há diminuição de tensão em outros períodos do dia. Isso ocorre pois há uma elevação de demanda da rede durante o carregamento das baterias. Para um melhor detalhamento, as curvas de armazenamento e de despacho para

cada uma das baterias modeladas para rede teórica podem ser vistas no Anexo A.

A parte mais desafiadora das simulações é a modelagem das baterias. Para adequar a tensão ao comportamento desejado, é necessário modificar alguns aspectos da bateria e executar vários ajustes. As principais características das baterias modeladas podem ser observadas na Tabela 6.

Tabela 6 – Principais propriedades modeladas das baterias da Rede Teórica.

Bateria da Rede Teórica			
Consumidor	Potência de despacho (kW)	Capacidade de armazenamento (kWh)	Reserva (%)
Residencial	11	71	20
Rural	11	28	20
Comercial	14	106	20

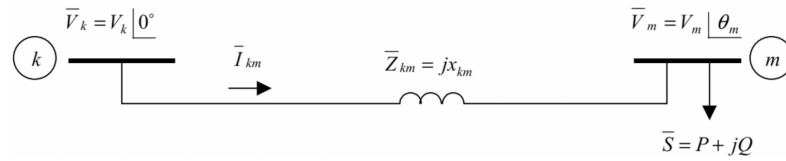
Fonte: Autoria própria.

Primeiramente, é interessante observar que as potências máximas de despacho das baterias para as redes residencial e rural são iguais (11 kW). Isso se justifica uma vez que a elevação de tensão necessária nos pontos de demanda máxima é a mesma. Em ambas as redes, quando há uma demanda de 30 kW, a tensão é mínima, igual a 0,9 p.u. Com o despacho máximo da bateria no ponto de tensão mínima, eleva-se a tensão de 0,9 p.u. para 0,92144 p.u. No entanto, observa-se que, apesar da elevação de tensão necessária também ser a mesma na rede comercial, nesse caso a potência máxima de despacho é maior. Isso é explicado observando-se as curvas de carga, descarga e de despacho da bateria comercial teórica no Anexo A. No ponto de tensão mínima da rede comercial (16h), o despacho de potência da bateria também é de 11 kW. Porém, devido à alta capacidade de armazenamento e ao longo período de descarregamento desta bateria, é necessário que ela carregue em um curto período, exigindo uma potência mais elevada.

Outro resultado interessante é a grande variação na capacidade de armazenamento das baterias. Isso acontece porque, como mostra a Tabela 5, os períodos de tensão precária são bem diferentes. Assim como o período de tensão precária comercial é 1,53 vezes do período residencial e 4,78 vezes do rural, tem-se que a capacidade de armazenamento do comercial é 1,49 vezes a capacidade do residencial e 5,78 vezes do rural. Verificado o comportamento da tensão na rede teórica com bateria, analisa-se agora a substituição desta por um gerador distribuído despachável. Observando as curvas em amarelo, percebe-se que também é possível regular a tensão com um gerador despachável, novamente, por este ser uma fonte de energia mais próxima à carga. Nota-se que o gerador é modelado de modo que a tensão apresente um comportamento semelhante ao observado no circuito com a bateria. No entanto, como a energia fornecida pelo gerador provém de fontes externas, e não da própria rede, não é necessário carregá-lo e, com isso, a tensão permanece a mesma da rede inicial nos períodos em que não há despacho (gerador desativado).

É importante frisar que na modelagem do sistema considera-se a utilização de um gerador sobre-excitado, capaz de injetar reativo na rede através do controle do seu fator de potência, possibilitado pela variação da corrente de excitação. Essa decisão baseia-se na relação da tensão com a injeção de potência ativa ou reativa, que é demonstrada na análise fasorial a seguir, retirada do livro *Modern Power System Analysis* (GONEN, 2013). É considerado um sistema, sem perdas ativas, cuja tensão na barra K é mantida constante e igual a V_k , a impedância da linha é $Z_{km} = jX_{km}$, conforme mostrado na Figura 17 abaixo.

Figura 17 – Diagrama Unifilar.



Fonte: (GONEN, 2013).

Para esse sistema, considerando que as perdas reativas são desprezíveis, a tensão na barra m e a corrente transmitida de k para m são dadas por:

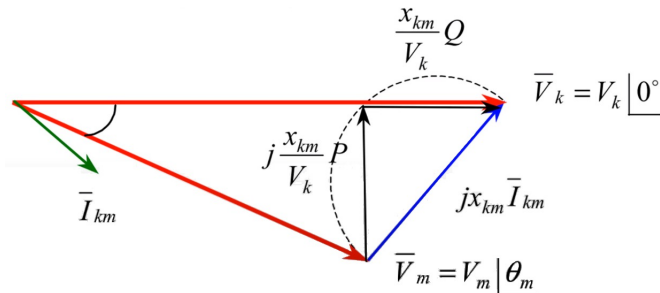
$$\bar{V}_m = \bar{V}_k - \bar{I}_{km} \times \bar{Z}_{km} = \bar{V}_k - jX_{km} \times \bar{I}_{km} \quad (4.1)$$

$$\bar{S} = \bar{S}_{km} = \bar{V}_k \times \bar{I}_{km}^* \Rightarrow \bar{I}_{km} \approx \frac{\bar{S}^*}{\bar{V}_k^*} = \frac{P - jQ}{V_k^*} = \frac{P - jQ}{V_k} \quad (4.2)$$

Substituindo 4.1 em 4.2, tem-se a seguinte expressão, cujo diagrama fasorial encontra-se na Figura 18.

$$V_k = V_m + \frac{X_{km}}{V_k} \times Q + j \frac{X_{km}}{V_k} \times P \quad (4.3)$$

Figura 18 – Diagrama Fasorial.



Fonte: (GONEN, 2013).

Analisando este diagrama, conclui-se que, em redes predominantemente indutivas, a variação de potência reativa têm maior impacto no módulo da tensão, enquanto o ângulo

é mais sensível à potência ativa. Por isso, a regulação de tensão muitas vezes é feita por meio de um banco de capacitores, controlando a injeção de potência reativa na rede.

No entanto, essas duas fortes relações de sensibilidades observadas no diagrama fasorial, em sistemas reais ocorrem normalmente para níveis de tensão acima de 230kV, onde a utilização de múltiplos condutores por fase torna a resistência série da linha significativamente menor que sua reatância série. Desta forma, nas redes analisadas do presente estudo, a resistividade da linha não pode ser desprezada, e a perda de ativos é um fator relevante na queda de tensão. Com isso, optou-se pela utilização de um gerador sobre-excitado, modelado de forma a injetar tanto potência ativa quanto reativa na rede conforme a necessidade.

Na Tabela 7, verifica-se as principais propriedades modeladas para o gerador. Dado que a maior elevação de tensão necessária é a mesma para os diferentes perfis de consumo, o mesmo gerador pode ser utilizado nos três casos, variando apenas a curva que despacho conforme suas respectivas demandas. As curvas de despacho de potência ativa e reativa modeladas podem ser vistas no Anexo B.

Tabela 7 – Principais propriedades modeladas dos geradores da Rede Teórica.

Gerador da Rede Teórica					
Potência (kVA)	Potência (kW)	FP	Fases	Tensão	Vida Útil
10	9	0,9	3ϕ	220V	10 anos

Fonte: Autoria própria.

Por último, verifica-se o resultado das simulações para rede inicial reconduzida. Observando as curvas em verde, tem-se que, com a substituição do condutor da rede inicial por um condutor melhor, a tensão aumenta durante todo o dia. Isso acontece uma vez que a resistividade do novo cabo é menor e, conseqüentemente, há menores perdas de energia resultando em uma elevação generalizada da tensão.

Outro ponto interessante a se observar é que a escolha do condutor não depende do perfil de carga, porque, nas redes dos três tipos de consumidores, as tensões, as correntes e as perdas de energia são as mesmas quando a demanda é máxima. E, portanto, os aspectos principais do condutor utilizado no reconduzimento da rede teórica, bem como uma comparação com o condutor inicial, podem ser observados na Tabela 8.

Tabela 8 – Principais propriedades modeladas dos condutores da Rede Teórica.

Reconduzimento da Rede Teórica				
Condutor	Nome	Diâmetro nominal do cabo (mm)	Resistência elétrica DC a 20°C (Ω/km)	Capacidade de corrente (A)
Inicial	CA Iris	7,41	0,8567	207
Novo	CA Poppy	9,36	0,5369	278

Fonte: (ALUBAR, 2021).

O trecho do catálogo da Alubar utilizado para determinar o condutor que apresentasse um comportamento mais semelhante ao da regulagem de tensão fornecida pela bateria pode ser visto em Anexo C.

4.1.2 Avaliação Econômica

Para organizar a análise econômica das diferentes configurações de rede, esta subseção foi dividida em três etapas, demonstradas nos subitens 4.1.2.1, 4.1.2.2 e 4.1.2.3. Na primeira etapa é feita a análise econômica da alternativa de regulagem de tensão 1, ou seja, analisam-se os custos de se conectar um sistema de armazenamento na rede para cada um dos perfis de consumo. Já nas etapas seguintes, repete-se o processo para as Alternativas 2 e 3, analisando os custos de substituir a bateria por um gerador e de recondutoramento da rede, respectivamente.

4.1.2.1 Rede Teórica com bateria (Alternativa 1)

O primeiro passo para análise de custo da bateria é definir a tecnologia a ser utilizada. A Tabela 9 sintetiza as tecnologias de armazenamento eletroquímico mais utilizadas e os principais parâmetros que auxiliam nessa escolha.

Tabela 9 – Principais tecnologias de baterias e seus parâmetros.

Bateria	Chumbo Ácido	Íon de lítio	Fluxo	Sódio-enxofre	Ar-zinco
Tempo de descarga	Até 20 horas	Até 4 horas	4 -10 horas	4 -10 horas	>7 horas
Vida útil (ciclos)	200 - 800	2000 - 8000	10000-15000	2500 - 4500	10000 +
Eficiência total	60% - 70%	85% - 98%	60% - 85%	70% - 90%	50% -70%
Densidade energética	Baixa	Alta	Média	Elevada, mas muito pesada	Média
Preço (USD) (\$/kWh)	< 100	< 200, com tendência de queda	200 - 600	500	160 - 250
Segurança	Média	Baixa, risco de incêndio	Não inflamável	Temperaturas internas elevadas	Sem risco
Toxicidade	Elevada	Média	Depende	Média	Não tóxico
Observações	Processos produtivos tóxicos	Requer gestão de temperatura	Problemas em ambientes severos	Aplicações de tração	Não requer resfriamento

■ Vantagem
 ■ Desvantagem
 ■ Sem vantagem ou desvantagem

Fontes: Adaptado de (GREENER, 2020).

Verifica-se dessa tabela que a bateria com menor custo é a de chumbo-ácido (<US\$100/kWh), porém essa tecnologia possui baixa densidade energética, baixa eficiência e uma vida útil de pouco mais que dois anos, o que é pouco considerando que a

bateria realiza um ciclo por dia. Já a bateria de íons de lítio além de ser uma opção cada vez mais barata, possui alta densidade energética, é a mais eficiente das baterias, e possui vida útil elevada o suficiente para o caso em estudo. No entanto, o tempo de descarga dessa bateria é de no máximo 4 horas, e com isso, ela só pode ser utilizada na rede do consumidor rural.

Dentre as outras possibilidades de tecnologias, as baterias de fluxo e de sódio-enxofre satisfazem os critérios de tempo de descarga, de vida útil e possuem uma eficiência total mais elevada. Além disso, como trata-se de um sistema pequeno, a diferença no preço entre essas duas baterias é pequena e não influencia na escolha. Adicionalmente, pela literatura (Terna, 2018), as baterias de sódio-enxofre são mais utilizadas para fornecer serviços às redes de distribuição e, portanto, esse é o último critério utilizado para escolha da tecnologia das baterias das redes dos consumidores residencial e comercial.

A Tabela 10 sintetiza os principais parâmetros das baterias e destaca as tecnologias de bateria escolhidas para as redes de distribuição dos três tipos de consumidores.

Tabela 10 – Bateria Teórica utilizada conforme perfil de consumo.

Consumidor	kW	kWh	Tempo de conversão	Tecnologia
Residencial	11	71	6h	Sódio-enxofre
Rural	11	28	4h	Íon-lítio
Comercial	14	106	9h	Sódio-enxofre

Fonte: Autoria própria.

O próximo passo para análise econômica da rede com bateria é a determinação dos custos das tecnologias escolhidas. Para estabelecer o investimento inicial consideram-se os seguintes custos: de capital da bateria, do sistema de conversão de potência, dos equipamentos de balanceamento, e de construção e comissionamento. Além do investimento inicial, considera-se a operação e manutenção, fixo e variável, das baterias e demais equipamentos.

O custo de capital relatado neste estudo refere-se ao custo de aquisição da bateria e inclui eletrodos, eletrólitos e separadores. Atualmente, os sistemas de bateria de íon-lítio têm os custos de capital mais baixos, chegando a US\$156/kWh (BNEF, 2019) devido à experiência e ao desenvolvimento da cadeia de suprimentos em suporte aos mercados automotivos. Já outros sistemas eletroquímicos menos maduros, como sódio-enxofre, têm um custo de capital mais alto, por volta de US\$500/kWh.

O custo do sistema de conversão de potência (SCP) inclui o custo do inversor, bem como seu container e controladores. Para esse estudo, considera-se o valor sugerido pelo EPRI de US\$200/kW para sistemas pequenos (MINEAR, 2018). Espera-se que haja reduções adicionais de custo com o amadurecimento da tecnologia de carboneto de silício (SiC) principalmente para inversores de pequena escala (<100 kW).

Os demais equipamentos, também conhecidos como equipamentos de balanceamento do sistema de armazenamento de energia (BOP, sigla em inglês) normalmente inclui componentes como fiação do local, transformadores de interconexão e outros equipamentos auxiliares, e é medido em $\$/kW$ (DNV, 2016). Devido ao consenso limitado da literatura, define-se um BOP de US\$100/kW para as duas tecnologias, como feito em (AQUINO et al., 2017).

O custo de construção e comissionamento (C&C), também chamados de custos de EPC, consistem em custos de projeto do local, os relacionados à aquisição e transporte de equipamentos e os de mão de obra e peças para instalação (DNV, 2016). Ele varia de acordo com a densidade energética e peso das baterias. Para a presente análise, utilizam-se os valores sugeridos pela literatura de US\$101/kWh para a bateria de íon-lítio (KOVACIK, 2018) e de US\$133/kWh para as baterias de sódio-enxofre (GOTSCHALL, 2009).

Além dos custos iniciais com as baterias, consideram-se os custos de operação e manutenção (O&M) fixos e variáveis. O O&M fixo inclui todos os custos necessários para manter o sistema de armazenamento operacional ao longo de sua vida econômica, sem flutuações devido ao uso de energia. Já o O&M variável é normalizado em relação ao fluxo de descarga de energia anual. Este trabalho utiliza um custo de O&M fixo de US\$ 10/kW por ano, e um custo de O&M variável de US\$ 0,0003 /kWh por ano, os quais são uma média dos valores sugeridos pela maior parte da literatura, como pode ser visto na Tabela 11, que sintetiza todos os custos considerados para as duas tecnologias de bateria utilizadas. É interessante observar que alguns custos dependem da capacidade de armazenamento das baterias, enquanto outros dependem da potência de despacho.

Tabela 11 – Custos do sistema de armazenamento com bateria de íon-lítio e sódio-enxofre.

Custos (US\$)	Tecnologia utilizada			
	Li-ion	Fonte	Na-S	Fonte
CB ($\$/kWh$)	156	(BNEF, 2019)	500	(AQUINO et al., 2017)
SCP ($\$/kW$)	200	(MINEAR, 2018)	200	(MINEAR, 2018)
BOP ($\$/kW$)	100	(AQUINO et al., 2017)	100	(AQUINO et al., 2017)
C&C ($\$/kWh$)	101	(KOVACIK, 2018)	133	(GOTSCHALL, 2009)
O&M fixo ($\$/kWh.ano$)	10	(MANUEL, 2014)	10	(DNV, 2016)
O&M variável (cents/kWh.ano)	0,3	(LAHIRI, 2017)	0,3	(BLACK, 2012)

Com essa tabela é possível determinar o investimento inicial para as três condições de consumo e, em seguida, projetar o valor presente líquido (VPL) dos gastos com operação e manutenção da rede ao longo dos anos. Para a conversão cambial, utiliza-se a de R\$ 5,6573 equivale a US\$ 1,00, correspondente à taxa de câmbio do dia 17/03/2021 (BCB, 2021). A fórmula utilizada para o cálculo do custo inicial do sistema é:

$$CustoInicial = [(CB+SCP) \times energia + (BOP+C\&C) \times potência] \times câmbio_{U\$/R\$} \quad (4.4)$$

Tabela 12 – Investimento inicial no Sistema de Armazenamento Teórico.

Consumidor	Cálculo	Investimento Inicial
Residencial	$[(500+133) \times 71 + (200 +100) \times 11] \times 5,66$	R\$ 279.148,15
Rural	$[(500+133) \times 28] + [(200 +100) \times 11] \times 5,66$	R\$ 59.379,02
Comercial	$[(500+133) \times 106 + (200 +100) \times 14] \times 5,66$	R\$ 411.274,40

Fonte: Autoria própria.

Com os resultados demonstrados na Tabela 12 é interessante observar que a bateria da rede com o consumidor rural é muito mais barata que as outras. Isso se deve não somente ao fato de a tecnologia (íons de lítio) ter um menor custo, mas principalmente deve-se ao comportamento da curva de carga do consumidor rural, que possibilita o uso de uma bateria com capacidade de armazenamento bem menor, fator que influencia significativamente no custo inicial. Isso pode também ser verificado comparando as baterias das redes com os consumidores residencial e comercial.

Em seguida, calculam-se os custos de investimento total de um sistema de armazenamento com vida útil de 10 anos, ou seja, além do custo inicial já calculado, consideram-se as tributações (federais, estaduais e de importação), o seguro da bateria, as despesas com O&M e sua taxa de ajuste anual. Os valores utilizados nesse cálculo e os resultados podem ser vistos nas Tabelas 13 e 14, respectivamente. Para trazer os valores para o presente utiliza-se a taxa CDI de 2020, que serve como referencial de rentabilidade das aplicações de renda fixa. Além disso, considerou-se o IPCA de 2020 para reajuste anual dos preços.

Tabela 13 – Variáveis utilizadas no cálculo do Investimento Total da Alternativa 1.

Variável	Valor	Fontes
O&M fixo (US\$/kW por ano)	10,00	(MANUEL, 2014)
O&M variável (US\$/kWh por ano)	0,003	(MANUEL, 2014)
Câmbio (US\$ - R\$)	5,6573	(BCB, 2021)
Imposto	68,27%	(IBPT, 2021)
Seguro	0,479%	(MANUEL, 2014)
IPCA	4,56%	(IBGE, 2021)
Taxa CDI	2,75%	(BCB, 2021)

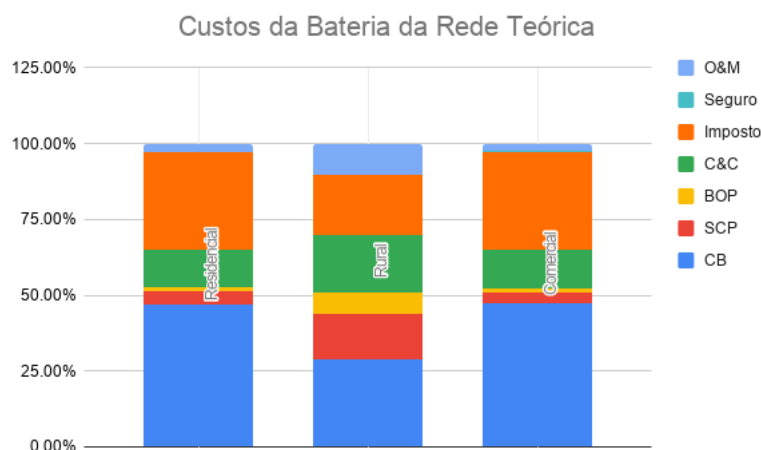
Tabela 14 – Investimento total no Sistema de Armazenamento Teórico.

Consumidor	Residencial	Rural	Comercial
Investimento Total	R\$ 42.926,32	R\$ 85.138,39	R\$ 633.376,31

Fonte: Autoria própria.

Na Figura 19 a seguir, tem-se a participação de cada custo no investimento total para cada uma das redes. Nota-se que o custo de aquisição da bateria (CB) e os impostos¹ representam a maior parte dos custos, e quando somados chegam a aproximadamente 80% de participação nos custos do consumidor residencial e comercial. Isso mostra que a viabilidade do armazenamento é diretamente impactada pela elevação da taxa de câmbio entre o real e dólar, e depende de medidas de incentivo do governo que reduzam as tributações.

Figura 19 – Relação dos custos do Sistema de Armazenamento Teórico.



Fonte: Autoria própria.

Em seguida, calcula-se o VPL deste investimento considerando a redução das perdas técnicas. A receita com a redução de perdas foi calculada comparando as perdas do circuito com e sem bateria, dada pela multiplicação do percentual de perda de cada situação por uma tarifa de energia média correspondente a cada perfil de consumo. Os valores de tarifa média utilizados, bem como todos os cálculos realizados podem ser vistos no Anexo D.

Observando a Tabela A do Anexo D, referente ao cálculo de perdas, tem-se que com a conexão das baterias as perdas aumentam para as redes residencial e comercial. Isso pode ocorrer pois, no período de carregamento, com a elevação da demanda da rede, as perdas podem aumentar numa proporção maior que a redução de perdas decorrente no período de injeção da bateria, resultando numa receita total negativa. Ou seja, as perdas técnicas também representam um custo adicional de uso das baterias.

Como pode ser visto na Tabela 15, através da obtenção das receitas e dos custos totais de investimento, é possível calcular o fluxo de caixa e o VPL para a primeira alternativa de regulação de tensão, considerando, novamente, a taxa CDI para o cálculo do valor presente.

¹ O valor total de imposto inclui Tributação Federal (17,24%), Tributação de Importados (33,03%) e Tributação Estadual (18,00%).

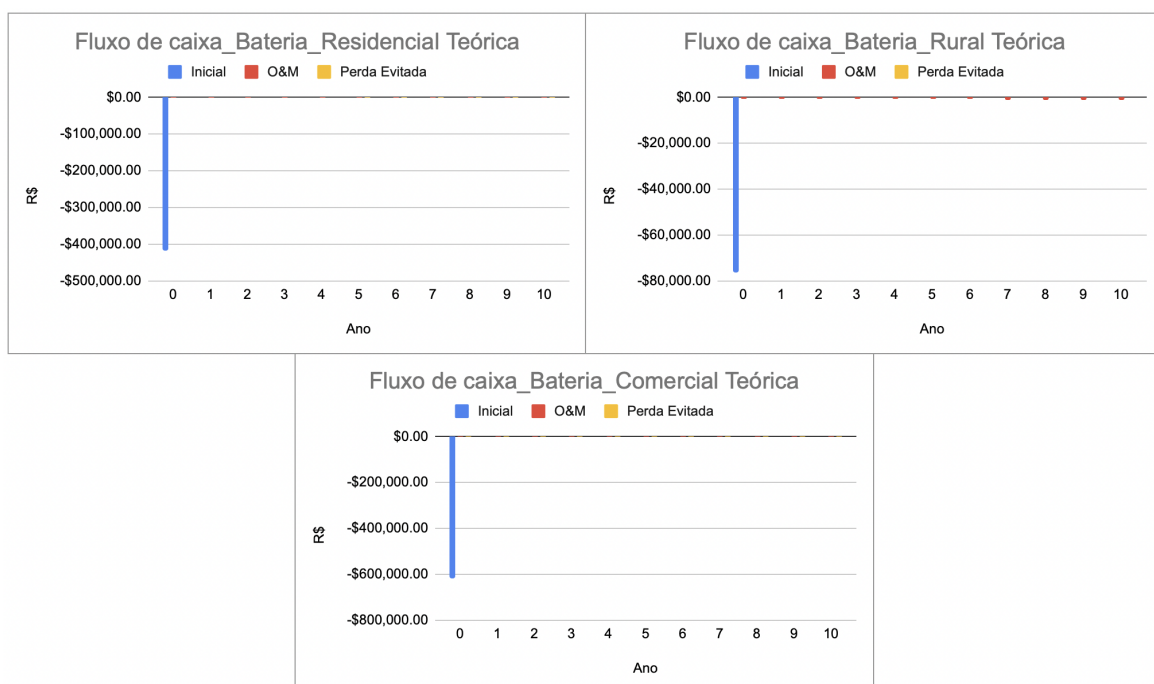
Tabela 15 – Fluxo de caixa da Alternativa 1 para a Rede Teórica.

Fluxo de caixa (R\$)			
Ano	Residencial	Rural	Comercial
0	-\$417,876.38	-\$76,448.45	-\$618,389.77
1	-\$1,331.92	-\$832.04	-\$3,438.21
2	-\$1,392.65	-\$869.98	-\$3,594.99
3	-\$1,456.16	-\$909.65	-\$3,758.92
4	-\$1,522.56	-\$951.13	-\$3,930.33
5	-\$1,591.99	-\$994.51	-\$4,109.55
6	-\$1,664.58	-\$1,039.86	-\$4,296.95
7	-\$1,740.49	-\$1,087.27	-\$4,492.89
8	-\$1,819.85	-\$1,136.85	-\$4,697.77
9	-\$1,902.84	-\$1,188.69	-\$4,911.98
10	-\$1,989.61	-\$1,242.90	-\$5,135.97
VPL	-\$431,916.41	-\$85,219.20	-\$654,632.72

Fonte: Autoria própria.

Como esperado, verificam-se VPLs negativos para as três redes, o que indica que os custos da conexão da bateria são maiores que as receitas. Além disso, observa-se que o investimento na bateria da rede rural é o mais atrativo, pois os VPLs da rede comercial e residencial são muito negativos. Ainda, a tabela mostra que os custos e ganhos periódicos da Alternativa 1 são irrelevantes quando comparados ao investimento inicial. Essa discrepância pode ser confirmada com a visualização dos fluxos de caixa nos gráficos da Figura 20 abaixo.

Figura 20 – Fluxo de caixa da Alternativa 1 para a Rede Teórica.



Fonte: Autoria própria.

4.1.2.2 Rede Teórica com gerador (Alternativa 2)

O primeiro passo para a análise econômica do gerador é definir sua tecnologia e um modelo real a ser utilizado. Atualmente, no mercado existe uma grande variedade de tecnologias de geradores (eólico, solar, gás, etc). Neste estudo é utilizado um gerador que injeta energia em horários específicos do dia, requisitando, portanto, um gerador controlável. Dentre os geradores despachados existem aqueles à base de gasolina, diesel e gás natural. O primeiro critério a ser analisado é a eficiência do gerador, ou seja, seu rendimento. Para cada kWh de energia produzida, o gerador a diesel consome cerca de 0,32 litros. Assim, considerando-se que o litro médio do diesel é R\$2,71, cada kWh gerado do gerador custa cerca de 87 centavos de real. Para cada kWh de energia produzida, o gerador a gás consome 0,425 m³ de gás. Considerando que o metro cúbico do gás custa cerca de R\$ 1,50, cada kWh do gerador custa cerca de 64 centavos de real. Logo, no âmbito da eficiência, a vantagem é do gerador a gás natural (PETROBRAS, 2021),(GENERAC, 2021),(COMGAS, 2021).

Além disso, o gerador a gás natural é muito menos poluente. De acordo com o Inventário dos Fatores de Emissões, elaborado pela Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (em inglês, U.S. Environmental Protection Agency), a substituição de óleo combustível pelo gás natural, para a produção de 1 kWh de energia no setor industrial, proporciona redução de 25% na emissão de dióxido de carbono (CO₂) e redução de aproximadamente 99% de óxido de nitrogênio e de óxido de enxofre, compostos que contribuem para a acidificação da atmosfera, favorecendo a formação de chuva ácida (KIRCHGESSNER et al., 1997). Vale também ressaltar que o uso de geradores a gás evita as preocupações com o armazenamento de combustível, mas traz outros riscos. O gás é muito mais inflamável e qualquer vazamento pode resultar em um acidente de grandes proporções. Com essa primeira análise, conclui-se que a tecnologia a gás natural apresenta vantagens econômicas e ambientais e é, portanto, a utilizada neste estudo.

Após a definição da tecnologia, o próximo passo é prever todos os gastos envolvendo o gerador e sua instalação. Para o presente estudo, como custo de investimento inicial consideram-se o custo próprio do gerador (CG) e dos demais equipamentos (BOP), tais como, fiação, transformadores e equipamentos auxiliares, além do custo de construção e comissionamento (C&C), que inclui mão de obra para instalação, design do local e transporte. Como custo de investimento periódico consideraram-se os custos de operação e manutenção (O&M), e o custo do combustível (gás natural). É interessante perceber que o custo de aquisição do gerador varia bastante, de modo que quanto maior o gerador, menor é o custo por kVA. Ou seja, geradores a gás natural pequenos são proporcionalmente mais caros.

Na Tabela 16 pode-se observar todos os custos estimados para o cálculo do investimento total. Considerou-se as mesmas taxas para trazer ao valor presente (CDI) e

atualização dos custos anuais (IPCA) utilizadas nos estudos para implantação das baterias para cálculo do VPL.

Tabela 16 – Variáveis utilizadas no cálculo do Investimento Total da Alternativa 2.

	Custos	Unidade	Valor	Fonte
Investimento Inicial	CG	R\$/kVA	1100 - 3500	(GENERAC, 2021)
	BOP	R\$/kVA	500	(Autor)
	C&C	R\$/kVA	400	(Autor)
Investimento Periódico	O&M	R\$/kWh.ano	0.1	(SOUZA et al., 2004)
	Gás natural	R\$/L	1,50	(COMGAS, 2021)
	Consumo	L/kWh	0,425	(GENERAC, 2021)
	IPCA	%/ano	4,56%	(IBGE, 2021)

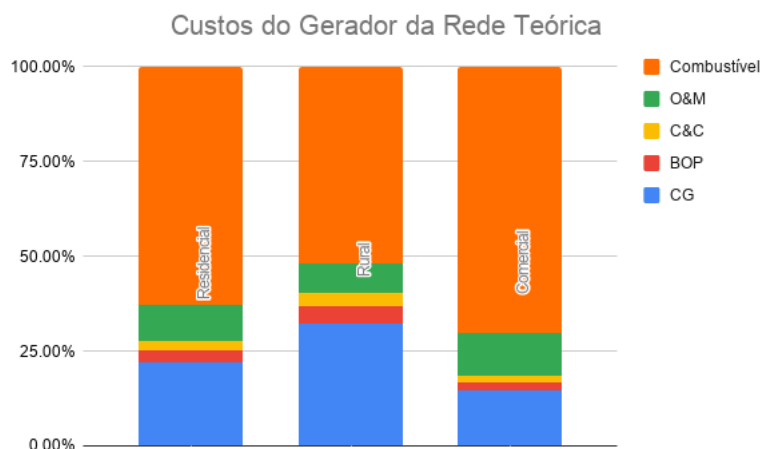
Com essas variáveis é possível determinar o investimento inicial e total para as três condições de consumo e, em seguida, projetar o valor presente líquido (VPL) considerando os gastos e as receitas ao longo de 10 anos. Os cálculos e resultados obtidos podem ser observados nas Tabelas 17 e 18, e no Anexo D. Ainda, na Figura 21, tem-se a relação dos custos do Sistema de Geração, que ajuda a determinar os fatores que mais impactam no investimento.

Tabela 17 – Investimento Inicial e Total no Sistema de Geração Teórico.

Consumidor	Residencial	Rural	Comercial
Investimento inicial	R\$ 44.000,00	R\$ 44.000,00	R\$ 44.000,00
Investimento total	R\$ 159.281,77	R\$ 109.026,50	R\$ 236.852,36

Fonte: Autoria própria.

Figura 21 – Relação dos custos do Sistema de Geração Teórico.



Fonte: Autoria própria.

Primeiramente, verifica-se que, como os geradores utilizados têm a mesma potência nominal (10kVA), o investimento inicial é o mesmo nos três casos. No entanto, os custos de

Tabela 18 – Fluxo de caixa da Alternativa 2 para a Rede Teórica.

Fluxo de caixa (R\$)			
Ano	Residencial	Rural	Comercial
0	-\$44,000.00	-\$44,000.00	-\$44,000.00
1	-\$9,412.30	-\$5,451.78	-\$16,161.67
2	-\$9,841.50	-\$5,700.39	-\$16,898.64
3	-\$10,290.27	-\$5,960.32	-\$17,669.22
4	-\$10,759.50	-\$6,232.11	-\$18,474.94
5	-\$11,250.14	-\$6,516.30	-\$19,317.39
6	-\$11,763.14	-\$6,813.44	-\$20,198.27
7	-\$12,299.54	-\$7,124.13	-\$21,119.31
8	-\$12,860.40	-\$7,449.00	-\$22,082.35
9	-\$13,446.84	-\$7,788.67	-\$23,089.30
10	-\$14,060.01	-\$8,143.83	-\$24,142.17
VPL	-\$143,217.14	-\$101,468.50	-\$214,363.82

Fonte: Autoria própria.

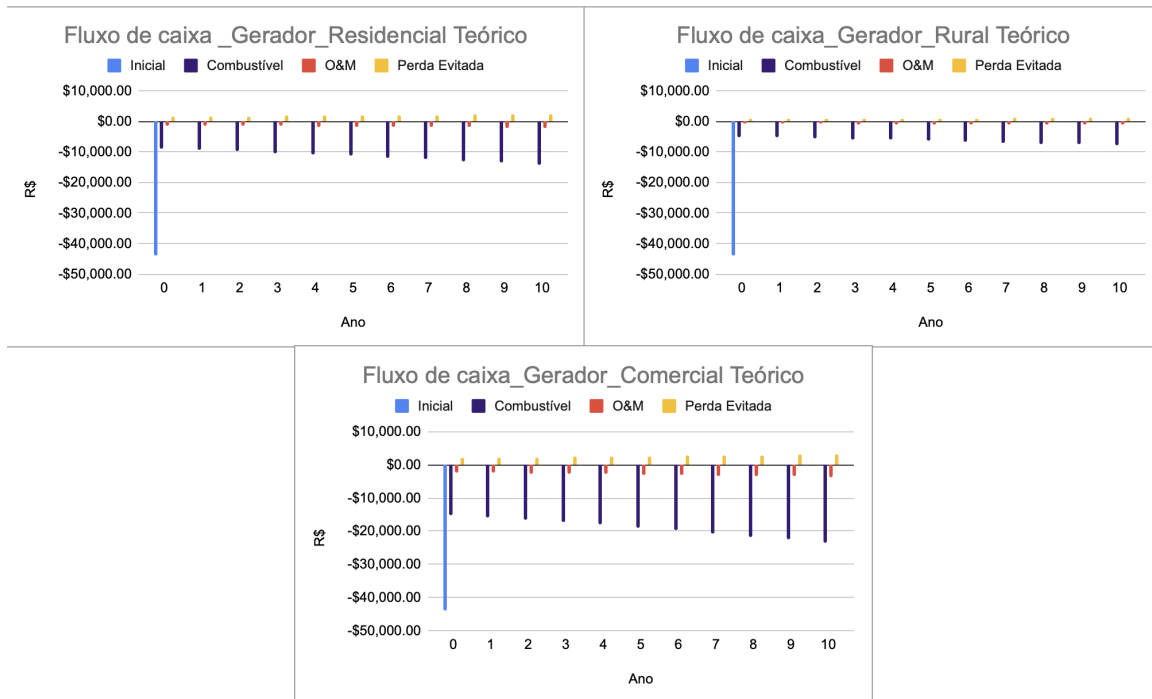
investimento periódico dependem da demanda energética, a qual varia para cada perfil de consumo. Pelo gráfico da Figura 21, nota-se que o custo que mais influencia o valor final do investimento é o de combustível (custo periódico), chegando a representar mais de 70% do custo do gerador comercial. Portanto, o investimento total aumenta significativamente para a rede que possui uma maior demanda energética.

Observando os cálculos de perda evitada no Anexo D, nota-se que, diferente do que ocorre na simulação com a bateria, na rede com o gerador não há aumento de perdas em nenhum período do dia, apenas redução, o que resulta em uma maior renda para o investimento. Porém, essa receita não é suficiente para compensar os gastos periódicos com O&M e combustível. Com isso, tem-se apenas valores periódicos resultantes negativos nos fluxos de caixa. Assim, tem-se novamente VPLs negativos para os três tipos de consumidores.

Além disso, comparando com a Alternativa 1 (conexão da bateria), é interessante observar que, os VPLs obtidos com o investimento nos geradores são menos negativos para as redes residencial e comercial e mais negativo para Rede Rural. Isso mostra que, para a Rede Rural Teórica, a conexão das baterias é um melhor investimento. Já para as duas outras redes, a Alternativa 2 (conexão de geradores) é uma melhor opção para distribuidora.

Os gráficos da Figura 22 permitem uma melhor visualização do fluxo de caixa da Alternativa 2 para os três perfis de carga.

Figura 22 – Fluxo de caixa da Alternativa 2 para a Rede Teórica.



Fonte: Autoria própria.

4.1.2.3 Rede Teórica reconduzida (Alternativa 3)

Para analisar economicamente a terceira alternativa de regulação de tensão é necessário fazer algumas observações antes de se definir os custos do novo condutor.

Primeiramente, é importante salientar que a substituição dos cabos da rede geralmente é feita de modo a se aproveitar ao máximo a posteação existente tendo em vista a redução do custo da obra. Para reconduzir uma linha são necessários estudos de carregamentos mecânicos, esforços transversais e longitudinais de todas as estruturas da linha em operação. Em geral os custos de reconduzir um alimentador para uma sessão de cabo específico pode depender também do tipo de cabo inicial a partir do qual o reconduzimento é feito, por causa da possibilidade de substituir partes da estrutura, além dos condutores, para que ela suporte o peso das novas seções dos condutores (BAQUERO, 2012). Além disso, os custos relacionados à operação e manutenção da rede (O&M) são desprezados, pois, como a linha já existe previamente, a alteração do condutor não tem impacto relevante no O&M já alocado. Portanto, o investimento inicial é o investimento total da rede.

Com isso, os custos considerados na análise econômica de recapitação da rede são o custo do novo condutor e o custo da instalação, que inclui estudos do projeto, a mão de obra, os equipamentos, o transporte e reforços estruturais como, por exemplo, troca de isoladores. A maneira de calcular a mão de obra de projeto e construção baseia-se na ND 3.1 da Cemig (CEMIG, 2014). Esse cálculo é feito identificando os diversos tipos de

serviços previstos na execução da obra, com base nas Unidades de Serviços (US).

Diante dessas observações e obedecendo os parâmetros da simulação, é possível definir o investimento com o recondutoramento. Os custos e demais valores utilizados foram determinados através da cotação com a Alubar e da planilha de cálculo de mão de obra disponibilizada pela Cemig. É importante frisar que o custo de aquisição do condutor (CC) já incluiu os impostos Pis/Confins (9,25%), ICMS (12%) e IPI (10%). Todos os custos, bem como as fórmulas dos principais cálculos realizados, são especificados a seguir.

Tabela 19 – Custos de Recondutoramento.

Custos	Unidade	Valor
CC	R\$/kg	25,96
BOP	R\$/poste.substituído	4.838,00
C&C	R\$/poste.US	69,17
	R\$/US	1.381,17

Fonte: (CEMIG, 2014).

Tabela 20 – Variáveis utilizadas no cálculo do Investimento Total do Recondutoramento Teórico.

Massa cabo novo (kg/km)	147,55
Comprimento da linha (m)	120
Número de postes	3
Postes Substituídos	2
US do projeto	1,7
US da construção	7,65
IPCA	4,56%
CDI	2,75%

Fonte:(ALUBAR, 2021),(CEMIG, 2014),(IBPT, 2021) e (BCB, 2021).

$$Custo_{aquisiçãodocabo} = [(massa \times comprimento) + 3\%] \times CC \quad (4.5)$$

$$Custo_{reforçoestrutural} = Nro_{postessubstituídos} \times BOP \quad (4.6)$$

$$Custo_{mãodeobra} = (Nro_{postes} \times US_{projeto} \times C_{comissionamento}) + (US_{construção} \times C_{construção}) \quad (4.7)$$

Como especificado na Tabela 20, considera-se a troca de dois postes, o poste inicial e o final, devido ao esforço mecânico do cabo contra o poste. Também se considera o vão médio entre os postes de 40 metros, resultando em 3 postes para um trecho de 120 metros. É importante frisar que se pode desprezar o valor das estruturas de sustentação da baixa

tensão, como fixação do cabo ao poste, pois considera-se que todas as estruturas de baixa tensão existentes são reaproveitadas. Ainda, vale frisar que os valores de mão de obra considerados na planilha se referem a retirada e instalação do cabo, postes, estruturas de conexão e de aterramento.

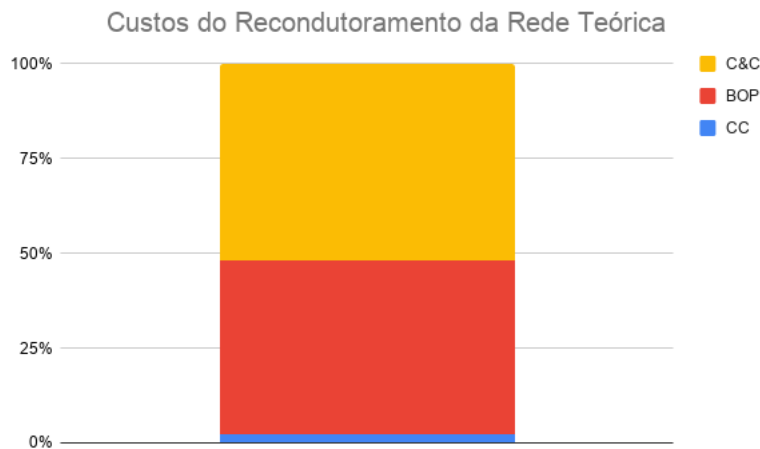
O resultado desses cálculos e do investimento inicial podem ser vistos na Tabela 21. Ainda, na Figura 23 tem-se a relação dos custos e, na Tabela 22, o fluxo de caixa do investimento, que considera também a renda de redução de perdas, assim como foi feito para as duas alternativas já avaliadas.

Tabela 21 – Investimento Total no Recondutoramento Teórico.

Investimento Inicial	
CC	R\$ 473,44
BOP	R\$ 9.676,00
C&C	R\$ 10.918,72
TOTAL	R\$ 21.068,15

Fonte: Autoria própria.

Figura 23 – Relação dos custos do Recondutoramento Teórico.



Fonte: Autoria própria.

Pelas Tabelas 21 e 22, observa-se que o investimento total é bem mais baixo comparado às alternativas anteriores, porém a renda não é suficiente para compensar esse valor, resultando em VPLs negativos para as três redes. No entanto, os VPL obtidos são menos negativos que os VPLs das soluções anteriores e, portanto, a Alternativa 3 se demonstra a melhor alternativa para regulação de tensão da rede teórica.

É interessante observar que, ao contrário do que ocorre nas avaliações das Alternativas 1 e 2, o VPL mais negativo é o rural. Isso acontece pois o custo do investimento é o mesmo para as três redes, e a diferença no fluxo de caixa está relacionada à renda, que é menor para a rede rural. Portanto, o fluxo mais impactado é o da rede que tem maiores reduções de perda, a Rede Residencial.

Tabela 22 – Fluxo de caixa da Alternativa 3 para a Rede Teórica.

Fluxo de caixa (R\$)			
Ano	Residencial	Rural	Comercial
0	-\$21,068.15	-\$21,068.15	-\$21,068.15
1	\$1,992.18	\$1,226.40	\$1,259.43
2	\$2,083.03	\$1,226.40	\$1,316.85
3	\$2,178.01	\$1,226.40	\$1,376.90
4	\$2,277.33	\$1,226.40	\$1,439.69
5	\$2,381.17	\$1,226.40	\$1,505.34
6	\$2,489.76	\$1,226.40	\$1,573.98
7	\$2,603.29	\$1,226.40	\$1,645.76
8	\$2,722.00	\$1,226.40	\$1,720.80
9	\$2,846.12	\$1,226.40	\$1,799.27
10	\$2,975.91	\$1,226.40	\$1,881.32
VPL	-\$68.12	-\$10,471.97	-\$7,792.27

Fonte: Autoria própria.

Os gráficos da Figura 24 abaixo permitem uma melhor visualização do fluxo de caixa da Alternativa 3 para os três perfis de carga.

Figura 24 – Fluxo de caixa da Alternativa 3 para a Rede Teórica.



Fonte: Autoria própria.

4.2 Rede Real

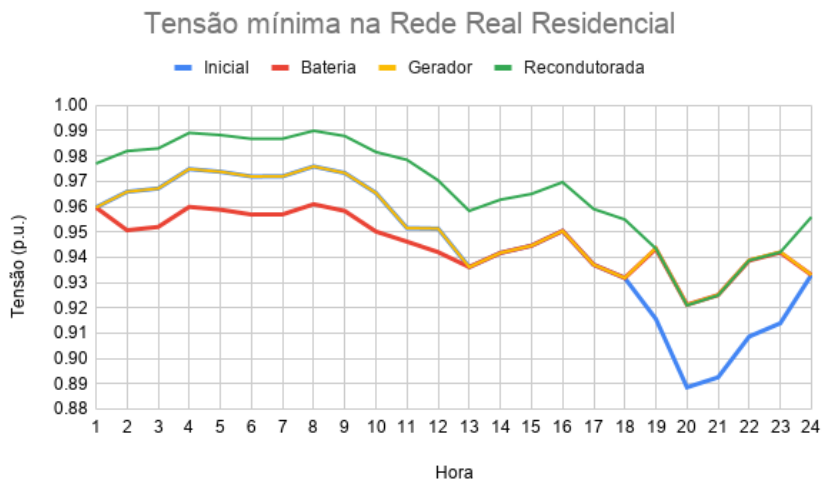
A presente seção tem o propósito de testar as soluções sugeridas em um trecho de rede existente, com o intuito de se ter resultados mais realistas. Ela está subdividida

de modo a apresentar, na subseção 4.2.1 os resultados da análise técnica e, na subseção 4.2.2, os resultados da análise econômica.

4.2.1 Avaliação Técnica

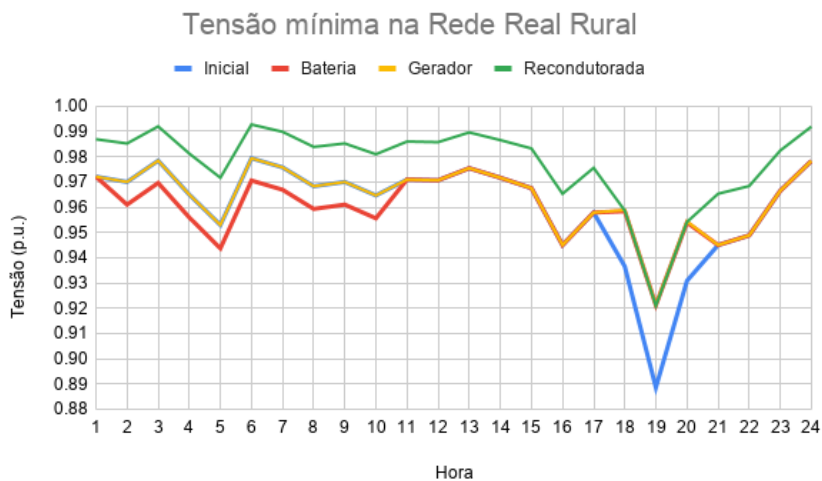
A Subseção 5.2.1 apresenta os resultados da implementação, no software OpenDSS, de uma rede real, visando realizar o fluxo de potência para um circuito existente e apresentar com maior veracidade os impactos concretos da bateria conectada à rede de distribuição e, em seguida, comparar os resultados obtidos com duas outras possíveis soluções. Os resultados obtidos com essa simulação podem ser observados nos gráficos das Figuras 25, 26 e 27.

Figura 25 – Tensão mínima na Rede Real Residencial.



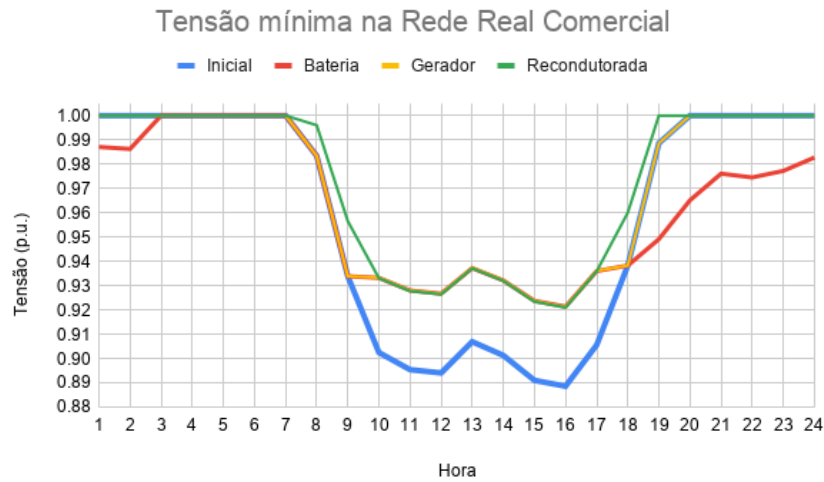
Fonte: Autoria própria.

Figura 26 – Tensão mínima na Rede Real Rural.



Fonte: Autoria própria.

Figura 27 – Tensão mínima na Rede Real Comercial.



Fonte: Autoria própria.

Os três gráficos apresentam os resultados para as redes reais do consumidor residencial, rural e comercial, respectivamente. Assim como nos gráficos da rede teórica, é possível observar quatro curvas que correspondem às quatro configurações da rede real: inicial (em azul), com bateria (em vermelho), com gerador (em amarelo) e recondutorada (em verde).

Novamente, tem-se que o ponto de tensão mínima varia dependendo do perfil de carga do consumidor, pois a tensão mínima nesse sistema é a tensão medida na Carga 4, a qual está localizada no ponto mais distante do trecho de rede. Como os mesmos perfis de carga são utilizados para o estudo da rede teórica e da rede real, os horários de mínima tensão devem se repetir. Isso pode ser confirmado nos três gráficos.

Além disso, observando a curva de tensão inicial em azul, mais uma vez, confirma-se um problema de queda de tensão ao elevar-se a demanda. Quando a demanda é de 1 p.u., a tensão é mínima e igual a 0,888 p.u., independentemente do tipo de carga. No entanto, o período em que a tensão permanece dentro da faixa de valores precários varia de acordo com o consumo de energia. A Tabela 23 resume os resultados mais importantes da simulação inicial.

Tabela 23 – Horário de mínima tensão e período de tensão precária para a Rede Real Inicial.

Rede Real Inicial		
Consumidor	Horário de tensão mínima	Período de tensão precária
Residencial	20h	18:40 às 23:22 = 4,7 horas
Rural	19h	18:19 às 19:45 = 1,43 hora
Comercial	16h	9:25 às 17:28 = 8,05 horas

Fonte: Autoria própria.

Após analisar o resultado das simulações iniciais, observa-se o impacto na tensão ao se conectar uma bateria na barra B. Dado que, as baterias modeladas para cada perfil de consumo são capazes de elevar a tensão, de modo a permanecer acima de 0,921 p.u. durante todo o período do dia.

Observando a curva vermelha, a primeira constatação importante é que também é possível regular a tensão conectando uma bateria na rede em todos os casos reais estudados. Verifica-se que a tensão mínima foi igualmente elevada para 0,9214 p.u. e durante todo o período do dia a tensão permanece dentro da faixa de valores adequados de tensão. Isso acontece, pois, a bateria está novamente localizada num ponto mais próximo das cargas e com isso, há uma menor queda de tensão.

Assim como para rede teórica, na análise dos resultados da rede real, também é possível verificar a diminuição da tensão em outros períodos do dia, que ocorre devido ao carregamento da bateria. Para melhor compreensão do impacto do carregamento da bateria na tensão, pode-se observar as curvas de armazenamento e despacho da bateria no Anexo A.

As principais características das baterias modeladas para a rede real podem ser observadas na Tabela 24 a seguir.

Tabela 24 – Principais propriedades modeladas das baterias da Rede Real.

Bateria da Rede Real			
Consumidor	Potência de despacho (kW)	Capacidade de armazenamento (kWh)	Reserva (%)
Residencial	30	161	20
Rural	30	75	20
Comercial	39	295	20

Fonte: Autoria própria.

Comparado com as baterias da rede teórica, as da rede real tem uma capacidade de armazenamento e uma potência de despacho bem mais elevadas, pois a carga total da rede real é superior à da rede teórica e a amplitude de elevação da tensão é maior (de 0,888 à 0,9214). No entanto, confirma-se que, assim como observado na análise da rede teórica, as baterias devem ter um maior porte para um perfil de consumo comercial, seguidas pelas baterias do consumidor residencial e rural, respectivamente.

Verificado o comportamento da tensão na rede teórica com bateria, analisa-se agora a substituição desta por um gerador despachável. Observando as curvas em amarelo, percebe-se que também é possível regular a tensão com um gerador despachável em todos os casos reais estudados, novamente, por este ser uma fonte de energia mais próxima das cargas.

Dado que todos os geradores modelados para rede real são trifásicos, com fator

de potência de 1 p.u., têm-se na Tabela 25 as potências de despacho necessárias para a regulação de tensão. Verifica-se que, na Rede Real, o gerador é excitado de forma a alimentar a rede com fator de potência igual a 0,6. Isso mostra que a tensão desse sistema tem significativa sensibilidade à injeção de reativos. Ainda, no Anexo B, pode-se observar as curvas de despacho de potência ativa e reativa do gerador real.

Tabela 25 – Principais propriedades modeladas dos geradores da Rede Real.

Gerador da Rede Real					
Potência (kVA)	Potência (kW)	FP	Fases	Tensão	Vida Útil
21	12,6	0,6	3ϕ	380V	10 anos

Fonte: Autoria própria.

Por último, verifica-se o resultado das simulações para rede inicial reconduzida. Observando as curvas em verde, tem-se que, novamente, com a substituição do condutor inicial por um condutor de maior diâmetro, menor resistividade, e maior capacidade de corrente, a tensão aumenta durante todo o dia.

Os aspectos principais do condutor utilizado no reconduzimento da rede real, bem como uma comparação com o condutor inicial, podem ser observados na Tabela 26.

Tabela 26 – Principais propriedades modeladas dos condutores da Rede Real.

Reconduzimento da Rede Real				
Condutor	Nome	Diâmetro nominal do cabo (mm)	Resistência elétrica DC a 20°C (Ω/km)	Capacidade de corrente (A)
Inicial	CA Iris	7,41	0,8567	207
Novo	CA Laurel	15,05	0,2125	499

Fonte: (ALUBAR, 2021).

O trecho do catálogo da Alubar utilizado para determinar o condutor que apresentasse um comportamento mais semelhante ao da regulação de tensão fornecida pela bateria pode ser visto em Anexo C.

4.2.2 Avaliação Econômica

Obedecendo a mesma divisão da subseção 4.1.2, os resultados estão descritos a seguir.

4.2.2.1 Rede Real com bateria (Alternativa 1)

Como o tempo de conversão das baterias, teórica e real, é o mesmo, utilizou-se novamente uma bateria de lítio para rede rural, e de sódio-enzofre para as redes residencial e comercial. A Tabela 27 sintetiza os principais parâmetros das baterias bem como as tecnologias utilizadas para as redes de distribuição dos três tipos de consumidores.

Tabela 27 – Bateria Real utilizada conforme perfil de consumo.

Consumidor	kW	kWh	Tempo de conversão	Tecnologia
Residencial	30	161	6h	Sódio-enxofre
Rural	30	75	4h	Íon-lítio
Comercial	39	295	9h	Sódio-enxofre

Fonte: Autoria própria.

Com estas informações, e com a Tabela 11, resumo dos custos dos sistemas de armazenamento, calculou-se os custos de investimento inicial para as três condições de consumo, como pode ser visto na Tabela 28 a seguir.

Tabela 28 – Cálculo do investimento inicial no Sistema de Armazenamento Real.

Consumidor	Cálculo	Investimento Inicial
Residencial	$[(500+133) \times 161 + (200 +100) \times 30] \times 5,66$	R\$ 644.440,01
Rural	$[(500+133) \times 75] + [(200 +100) \times 30] \times 5,66$	R\$ 159.960,16
Comercial	$[(500+133) \times 295 + (200 +100) \times 39] \times 5,66$	R\$ 1.144.669,80

Fonte: Autoria própria.

A partir desses resultados, e com auxílio da Tabela 13, calcula-se o investimento total e a participação de cada custo. De modo que, todas as considerações feitas para o sistema teórico são novamente respeitadas. Em seguida, calcula-se o fluxo de caixa e o VPL do investimento, considerando todos os custos e receitas, que podem ser vistas no Anexo D. Os resultados de todos esses cálculos são apresentados nas Tabelas 29, 30 e no gráfico das Figuras 28 e 29, a seguir.

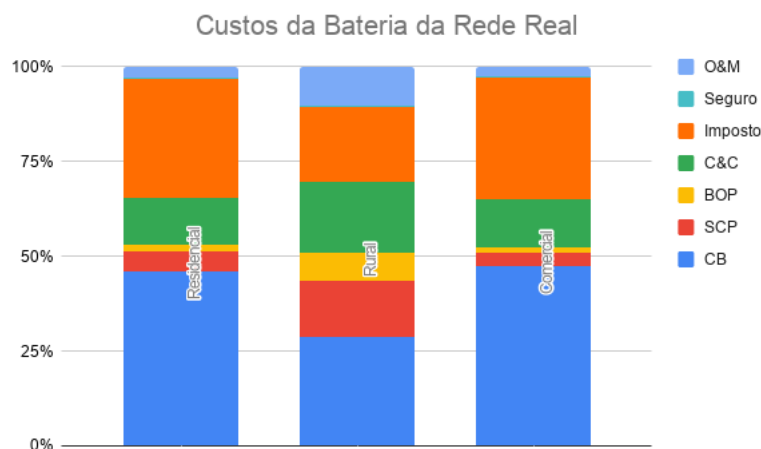
Tabela 29 – Investimento total no Sistema de Armazenamento Real.

Consumidor	Residencial	Rural	Comercial
Investimento Total	R\$ 987.230,67	R\$ 229.292,51	R\$ 1.762.807,16

Fonte: Autoria própria.

De fato, os resultados obtidos se assemelham aos apresentados na análise da Rede Teórica. Verifica-se que devido às características da curva do consumidor comercial, que exige uma maior capacidade de armazenamento da bateria, o investimento total ultrapassa 1,7 milhões de reais. Ainda, podem-se perceber VPLs muito negativos para as três redes, que são principalmente influenciados pelos altos custos de aquisição e importação da bateria. Com isso, novamente, a Alternativa 1 não se demonstra uma boa opção de regulação de tensão, principalmente para as redes residenciais e comerciais. Para uma melhor visualização do fluxo de caixa e da discrepância entre os custos e ganhos, pode-se observar os gráficos da Figura 29.

Figura 28 – Relação dos custos do Sistema de Armazenamento Real.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 30 – Fluxo de caixa da Alternativa 1 para a Rede Real.

Fluxo de caixa (R\$)

Ano	Residencial	Rural	Comercial
0	-\$959,020.92	-\$205,681.85	-\$1,721,075.80
1	-\$2,145.72	-\$2,077.18	-\$6,118.32
2	-\$2,243.57	-\$2,171.90	-\$6,397.32
3	-\$2,345.87	-\$2,270.94	-\$6,689.04
4	-\$2,452.84	-\$2,374.50	-\$6,994.06
5	-\$2,564.69	-\$2,482.78	-\$7,312.99
6	-\$2,681.64	-\$2,595.99	-\$7,646.46
7	-\$2,803.93	-\$2,714.37	-\$7,995.14
8	-\$2,931.79	-\$2,838.14	-\$8,359.72
9	-\$3,065.48	-\$2,967.56	-\$8,740.92
10	-\$3,205.26	-\$3,102.88	-\$9,139.51
VPL	-\$981,639.45	-\$227,577.93	-\$1,785,570.44

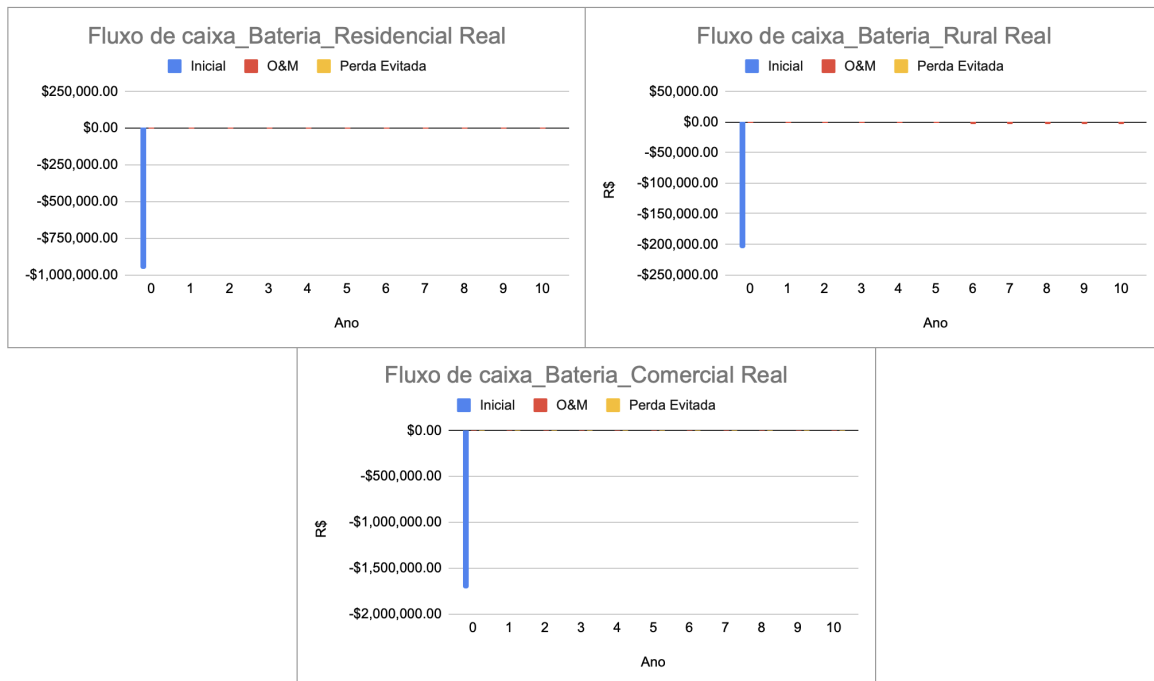
Fonte: Autoria própria.

4.2.2.2 Rede Real com gerador (Alternativa 2)

Pelos mesmos critérios que motivaram a escolha do gerador teórico, utiliza-se novamente um gerador a gás natural. Os resultados obtidos nos cálculos de investimento inicial e total, de relação de custos, bem como o fluxo de caixa e o VPL são apresentados a seguir.

Com esses resultados, observa-se que apesar do investimento inicial ser o mesmo nas três redes, o investimento total é bastante elevado, principalmente para o consumidor comercial, devido ao alto consumo de gás natural. Novamente, obtiveram-se VPLs negativos para os três casos, sobretudo devido ao custo do combustível, como pode-se perceber na comparação da Figura 30.

Figura 29 – Fluxo de caixa da Alternativa 1 para a Rede Real.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 31 – Investimento Inicial e Total para as três condições de consumo no Sistema de Geração Real.

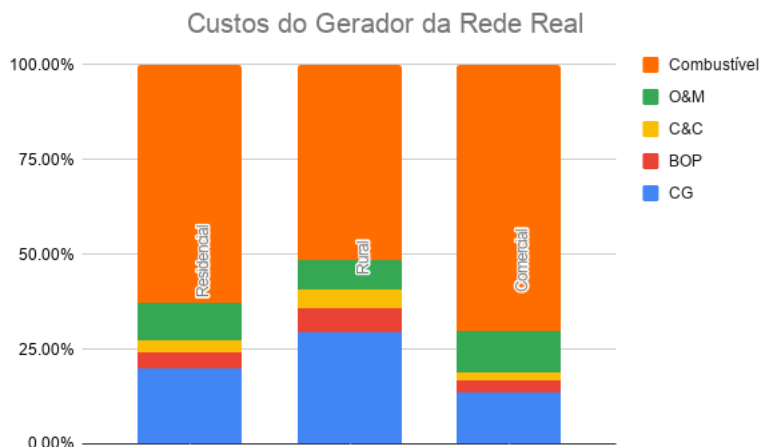
Consumidor	Residencial	Rural	Comercial
Investimento inicial	R\$ 67.200,00	R\$ 67.200,00	R\$ 67.200,00
Investimento total	R\$ 244.561,81	R\$ 164.744,61	R\$ 354.995,07

Fonte: Autoria própria.

Além disso, se comparados à Alternativa 1 (conexão de baterias), os resultados diferem da análise teórica. Para a Rede Real, a conexão de geradores é melhor do que a conexão de baterias para os três perfis de carga, ou seja, o VPL é menos negativo nos três casos. Isso ocorre, principalmente, devido ao baixo fator de potência do gerador real. A Rede Real é mais indutiva, e com isso, sua tensão tem maior sensibilidade à injeção de reativo. Conseqüentemente, reduz-se a geração de ativo e o consumo de combustível, que tem o impacto mais significativo no custo. Ainda, quanto maior é o gerador, menor é o custo por kVA, ou seja, o custo de aquisição do gerador real é proporcionalmente menor que custo do gerador teórico.

Para uma visualização do fluxo de caixa, os gráficos da Figura 31 apresentam com maior clareza a comparação dos custos e ganhos da Alternativa 2 para as diferentes configurações de carga da Rede Real.

Figura 30 – Relação dos custos do Sistema de Geração Real.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 32 – Fluxo de caixa da Alternativa 2 para a Rede Real.

Fluxo de caixa (R\$)			
Ano	Residencial	Rural	Comercial
0	-\$67,200.00	-\$67,200.00	-\$67,200.00
1	-\$11,743.19	-\$7,433.47	-\$18,978.20
2	-\$12,278.68	-\$7,772.44	-\$19,843.61
3	-\$12,838.58	-\$8,126.86	-\$20,748.48
4	-\$13,424.02	-\$8,497.45	-\$21,694.61
5	-\$14,036.16	-\$8,884.93	-\$22,683.88
6	-\$14,676.21	-\$9,290.08	-\$23,718.27
7	-\$15,345.44	-\$9,713.71	-\$24,799.82
8	-\$16,045.19	-\$10,156.65	-\$25,930.69
9	-\$16,776.85	-\$10,619.80	-\$27,113.13
10	-\$17,541.88	-\$11,104.06	-\$28,349.49
VPL	-\$190,987.58	-\$145,557.90	-\$267,253.53

Fonte: Autoria própria.

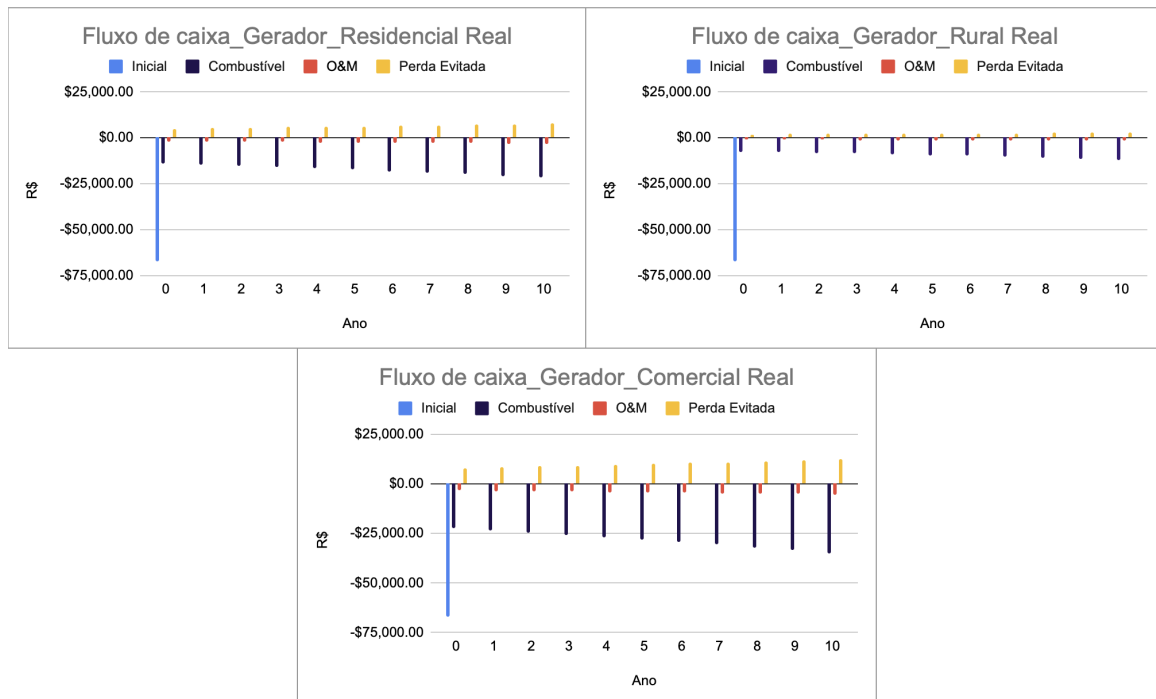
4.2.2.3 Rede Real reconduzida (Alternativa 3)

Respeitando as condições anteriormente estabelecidas para o cálculo do investimento da Rede Teórica reconduzida, avalia-se agora esta alternativa de regulagem de tensão para a Rede Real, o que traz maior confiabilidade para os resultados. Para isso, utiliza-se novamente a Tabela 19 e a Tabela 33 de dados.

Como especificado anteriormente, considera-se o vão médio entre os postes de 40 metros, resultando em 2 postes para uma rede de 70,886 metros. Também se considera a troca desses dois postes devido ao esforço mecânico do cabo contra o poste, assim como foi feito para a Rede Teórica. Com isso, o custo da mão de obra considerado é o mesmo.

O resultado dos cálculos de custos e do investimento inicial podem ser vistos na

Figura 31 – Fluxo de caixa da Alternativa 2 para a Rede Real.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 33 – Variáveis utilizadas no cálculo do Investimento Total da Recondutoramento.

Massa cabo novo (kg/km)	372,75
Comprimento da linha (m)	70,886
Número de postes	2
Postes Substituidos	2
US do projeto	1,7
US da construção	7,65
IPCA	4,56%
CDI	2,75%

Fonte: (ALUBAR, 2021), (CEMIG, 2014), (IBPT, 2021) e (BCB, 2021).

Tabela 34. Ainda, na Figura 32 tem-se a relação desses custos e, na Tabela 35, o fluxo de caixa do investimento com o respectivo VPL.

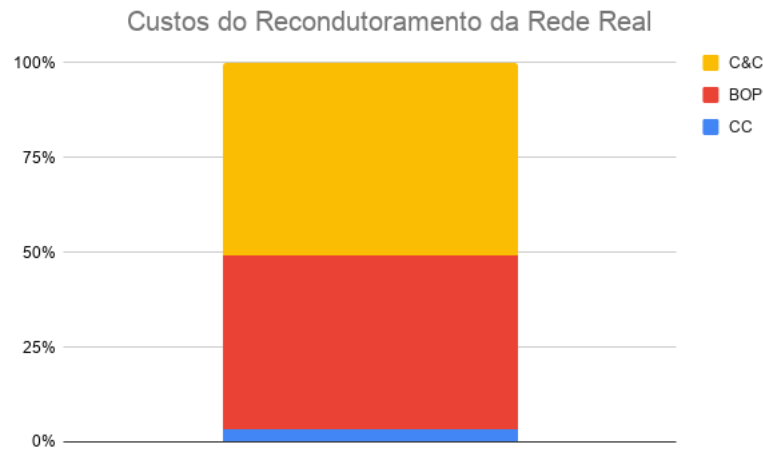
Tabela 34 – Investimento Total no Recondutoramento Real.

Investimento Inicial	
CC	R\$ 706,51
BOP	R\$ 9.676,00
C&C	R\$ 10.774,34
TOTAL	R\$ 21.156,85

Fonte: Autoria própria.

Primeiramente, observa-se que o custo de aquisição do novo condutor é bem baixo, representando apenas 3,34% dos custos totais. Com isso, tem-se um investimento total

Figura 32 – Relação dos custos do Recondutoramento Real.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 35 – Fluxo de caixa da Alternativa 3 para a Rede Real.

Fluxo de caixa (R\$)			
Ano	Residencial	Rural	Comercial
0	-\$21,156.85	-\$21,156.85	-\$21,156.85
1	\$7,762.64	\$4,404.17	\$8,197.71
2	\$8,116.62	\$4,605.00	\$8,571.53
3	\$8,486.73	\$4,814.99	\$8,962.39
4	\$8,873.73	\$5,034.55	\$9,371.08
5	\$9,278.37	\$5,264.13	\$9,798.40
6	\$9,701.46	\$5,504.17	\$10,245.20
7	\$10,143.85	\$5,755.16	\$10,712.38
8	\$10,606.41	\$6,017.60	\$11,200.87
9	\$11,090.06	\$6,292.00	\$11,711.63
10	\$11,595.77	\$6,578.92	\$12,245.68
VPL	\$60,670.89	\$25,268.52	\$65,257.10

Fonte: Autoria própria.

bem menor, que é rapidamente compensado pelas rendas, tornando os VPLs positivos e, portanto, se confirmando a melhor alternativa para regulagem de tensão da rede.

A Figura 33 a seguir apresenta uma visualização gráfica dos fluxos de caixa da Alternativa 3 para as três configurações de carga da Rede Real. E, por fim, a Tabela 36 apresenta o tempo de *payback* e a taxa de retorno desse investimento, que confirmam sua viabilidade.

Tabela 36 – Tempo de payback e TIR para o recondutoramento da Rede Real.

Payback (anos)	2,78	4,80	2,64
TIR	39,14%	20,22%	41,42%

Fonte: Autoria própria.

Figura 33 – Fluxo de caixa da Alternativa 3 para a Rede Real.



Fonte: Autoria própria.

Sobre as informações fornecidas por esses indicadores, entende-se que, o *payback* determina o tempo necessário para recuperar o valor investido. Logo, esse tempo deve ser menor que o período em análise (10 anos) e, quanto menor ele for, menos arriscado será o investimento. Já o TIR calcula a taxa de desconto do fluxo de caixa que iguala o VPL a zero, ou seja, quando o investimento está economicamente numa situação de indiferença. Portanto, se o TIR é maior do que a taxa de mínima de desconto (CDI = 2,75%) significa que o investimento é economicamente atrativo. Com isso, confirma-se que a regulação de tensão através da substituição dos condutores é o investimento mais viável para as três configurações da rede.

4.3 Sumário dos Resultados

As Tabelas 37 e 38 resumem os principais resultados obtidos para as redes Teórica e Real, respectivamente.

Tabela 37 – Resultados da Rede Teórica.

Rede Teórica	Bateria			Gerador			Recondutoramento		
	Residencial	Rural	Comercial	Residencial	Rural	Comercial	Residencial	Rural	Comercial
Tecnologia	NaS	Li-ion	NaS	Gás Natural	Gás Natural	Gás Natural	Poppy	Poppy	Poppy
Dimensionamento	11kW/71kWh	11kW/28kWh	14kW/106kWh	10kVA,fp=0.9	10kVA,fp=0.9	10kVA,fp=0.9	120 metros	120 metros	120 metros
Custo Inicial	417,876.38	76,448.45	618,389.77	44,000.00	44,000.00	44,000.00	21,068.15	21,068.15	21,068.15
Custo Anual	1,062.13	795.76	1,448.66	10,498.31	5,922.13	17,497.19	-	-	-
Receita Anual	-211.70	0.00	-1,839.60	1,496.50	708.10	2,040.35	1,905.30	1,226.40	1,204.50
VPL	-431,916.41	-85,219.20	-654,632.72	-143,217.14	-101,468.50	-214,363.82	-68.12	-10,471.97	-7,792.27

Fonte: Autoria própria.

Tabela 38 – Resultados da Rede Real.

Rede Real	Bateria			Gerador			Recondutoramento		
	Residencial	Rural	Comercial	Residencial	Rural	Comercial	Residencial	Rural	Comercial
Tecnologia	NaS	Li-ion	NaS	Gás Natural	Gás Natural	Gás Natural	Laurel	Laurel	Laurel
Dimensionamento	30kW/161kWh	30kW/75kWh	39kW/295kWh	21kVA, fp=0.6	21kVA, fp=0.6	21kVA, fp=0.6	70,9 metros	70,9 metros	70,9 metros
Custo Inicial (R\$)	959,020.92	205,681.85	1,721,075.80	67,200.00	67,200.00	67,200.00	21,156.85	21,156.85	21,156.85
Custo Anual (R\$)	2,694.54	2,161.80	4,033.80	16,151.25	8,883.19	26,111.19	-	-	-
Receita Anual (R\$)	642.40	175.20	-1,817.70	4,920.20	1,773.90	7,960.65	7,424.10	4,212.10	7,840.20
VPL	-981,639.45	-227,577.93	-1,785,570.44	-190,987.58	-145,557.90	-267,253.53	60,670.89	25,268.52	65,257.10

Fonte: Autoria própria.

O primeiro resultado evidenciado nas tabelas é que o custo inicial, isto é, o custo de aquisição do equipamento somado aos custos de construção e comissionamento e de demais equipamentos de conexão e balanceamento do sistema. Pode-se perceber que tanto para a Rede Teórica, quanto para Rede Real, esse investimento inicial é muito maior para a conexão de baterias, seguido pela conexão de geradores e pelo recondutoramento da rede, respectivamente. Conclui-se que esta discrepância é ainda acentuada pela alta incidência de tributações governamentais na importação de baterias (68,27%). Além disso, nota-se uma menor discrepância de custos iniciais para Rede Rural. Isso ocorre, pois, a demanda rural exige uma menor capacidade de armazenamento, com isso é possível utilizar uma bateria de ion-lítio com menor capacidade e menor tempo de despacho (máximo de 4 horas), o que reduz significativamente o custo inicial.

O segundo resultado trazido na tabela refere-se aos custos periódicos, que englobam os custos de O&M e de combustíveis para os geradores. Nota-se que os custos anuais com a conexão de geradores são os maiores devido principalmente ao consumo de gás natural, que é diretamente proporcional ao consumo de energia (kWh). Ainda, tem-se para os geradores um custo de operação e manutenção relativamente maior que o das baterias, o que também contribuiu para esse resultado. Já para o recondutoramento considerou-se que a alteração nos custos de O&M com a troca de condutores é desprezível.

Sobre as receitas anuais resultantes, considerou-se apenas o ganho com redução de perdas nos cálculos das três alternativas. Observa-se que para a solução com baterias, há receitas positivas, nulas e negativas, evidenciando que, apesar das perdas diminuírem no período de despacho da bateria, no período de carregamento elas aumentam, podendo resultar em novos custos para o sistema. Já para as Alternativas 2 e 3 há apenas reduções de perdas ao longo do dia, que resultam em receitas periódicas. Nota-se também que, para a Alternativa 2, os ganhos também variam diretamente com o consumo de energia e são, portanto, maiores para os consumidores comerciais e menores para os rurais. Outra observação interessante é que, para as Alternativas 1 e 2, as receitas não ultrapassam os custos, e, portanto, periodicamente tem-se valores negativos no fluxo de caixa. Já para o recondutoramento, tem-se apenas ganhos, que tornam o VPL menos negativo.

No mais, pode-se verificar o VPL resultante da análise econômica de cada configu-

ração de rede. Reitera-se que valores negativos de VPL são esperados para investimentos na rede de distribuição, e serão considerados na Base de Remuneração Regulatória da distribuidora. Portanto interpreta-se que quanto menos negativo é o VPL, mais viável é a solução. Dito isso, tem-se que para as redes teórica e real, independente do perfil de consumo modelado, o VPL menos negativo é o da Alternativa 3. Com isso, o recondução mostra-se ser a solução economicamente mais atrativa e recomendada para estas redes.

No entanto, um resultado instigante é obtido com a conexão de bateria na Rede Rural Teórica. Tem-se para as redes residenciais e comerciais, a conexão de geradores é uma melhor alternativa, comparada a conexão de baterias. No entanto, para o consumidor rural teórico isso se inverte, ou seja, a conexão de baterias torna-se uma melhor opção. Já para Rede Real, isso não ocorre, pois, essa é uma rede mais indutiva, cuja tensão tem maior impacto com a inserção de reativos. Logo, isso possibilita a utilização de um gerador mais excitado e conseqüentemente com menor consumo e custo.

Dito isso, considera-se apenas a Rede Rural para uma análise final da conexão de baterias como solução de regulação de tensão, o que também servirá de estímulo para trabalhos futuros. Compara-se agora a utilização de uma bateria nova, como já foi feito nesse estudo, com a reutilização de baterias provenientes de veículos elétricos, conhecidas como *Second Life Batteries*.

Conforme apresentado na revisão bibliográfica, um fator que poderá impulsionar o mercado de baterias de íon lítio é a reutilização das baterias provenientes dos veículos elétricos após uma degradação que impossibilite o uso das mesmas para essa aplicação. Os veículos elétricos exigem baterias com elevada densidade de energia, assim, quando estas se tornam inutilizáveis, possuem cerca de 80% de capacidade nominal e ainda são capazes de fornecer serviços de armazenamento de energia ao Setor Elétrico (PAGLIARO; MENEGUZZO, 2019). Com isso, a reciclagem de baterias possibilita a extensão da vida útil do equipamento contribuindo não somente para sua sustentabilidade, mas também para sua economicidade (EPE, 2019).

De acordo com um estudo realizado pela empresa chinesa Grencare (DENG et al., 2020) o custo de reciclagem de uma bateria íon lítio descartada é de US\$1412 por tonelada. Considerando que essa bateria tem uma densidade energética média de 120 Wh/kg, tem-se que o custo de reciclagem da bateria é de apenas US\$ 11,70/kWh, cerca de 92,4% de economia em relação ao custo de aquisição de uma bateria nova (US\$ 156/kWh). Utilizando este novo valor para o cálculo do VPL, tem-se os resultados apresentados na Tabela 39.

Apesar dos VPLs mostrarem que o recondução ainda é a solução mais viável, observa-se que com a utilização de baterias recicladas, obteve-se uma economia total de mais de 45% do investimento. Ainda, verifica-se que, assim como na rede teórica, a

Tabela 39 – Economia com a utilização de baterias recicladas.

	Rede Rural Teórica	Rede Rural Real
VPL Bateria Nova	-85.219,20	-227.577,93
VPL Bateria Reciclada	-46.590,97	-124.109,45
Economia (%)	45,33%	45,47%

Fonte: Autoria própria.

Solução 1, conexão de baterias, torna-se mais viável que a conexão de geradores. Portanto, isso indica que, alguns fatores, como a inserção de veículos elétricos, tendem a baratear e viabilizar a utilização de baterias para prestação de serviços ancilares à rede de distribuição.

5 Conclusões

Neste trabalho pôde-se conhecer os sistemas de armazenamento de energia, seus benefícios, desafios, e principais aplicações na rede elétrica. Como foco principal, o estudo buscou avaliar a regulação de tensão fornecida pelas baterias, tecnologia que, devido a versatilidade de aplicações e recente queda de preço, tem se destacado como uma das principais ferramentas a ser utilizada nas matrizes elétricas futuras.

Por meio do software OPENDSS foi possível realizar a integração do sistema eletroquímico de armazenamento com duas redes de distribuição (teórica e real), em que se verificou que a inserção de baterias é capaz de causar uma interferência benéfica no sistema de distribuição, regulando a tensão através da injeção de potência em horários e pontos específicos da rede, para diferentes configurações de carga. Ainda, foram simuladas duas outras alternativas de regulação de tensão, a inserção de gerador despachável e o recondutoramento da rede, com o intuito de compará-las economicamente com a inserção da bateria. Dessa forma, a ferramenta OPENDSS apresentou-se uma poderosa ferramenta para realizar os diversos estudos estabelecidos para este projeto, promovendo uma maior facilidade de execução e entendimento das análises dos resultados das simulações.

Com a aplicação da metodologia, verificou-se que a inserção de bateria e de geradores distribuídos são possíveis soluções de regulação de tensão, mas ainda não são as melhores alternativas. Desta forma, o recondutoramento dos trechos de rede ainda é a solução mais econômica. Apesar de este resultado parecer desmotivador, diversos aspectos indicam que, em breve, o quadro pode se reverter e as baterias podem se tornar ferramentas viáveis. Isso porque alguns fatores limitadores da viabilização da bateria tendem a alterar ou desaparecer nos próximos anos, o que terá relevante impacto na avaliação econômica.

Notou-se que um dos fatores limitadores na viabilização das baterias é o alto custo de aquisição, significativamente afetado pela alta do dólar e elevadas tributações no Brasil (68,27%). Portanto, para que as baterias possam ser desenvolvidas e contribuir de diferentes formas no setor elétrico, é necessário desenvolvimento de regulamentações específicas que contribuam com a diversificação de tecnologias, de modo a aumentar da confiabilidade de suprimento de energia elétrica.

Além disso, como foi demonstrado, dentro de pouco tempo a inserção de veículos elétricos contribuirá significativamente na redução do custo de aquisição das baterias. Portanto, em breve esse fator será determinante na viabilização das baterias não só como reguladora de tensão, mas também para prestação de vários outros serviços ancilares a rede de distribuição. Com isso, a regulação desse mercado também é uma barreira que,

quando transposta, favorecerá a inserção de baterias centralizadas no Sistema Elétrico.

Outro fator que contribuiu para a inviabilização das baterias foi a escolha dos casos a serem estudados. Neste trabalho, avaliaram-se duas redes em que a tensão é majoritariamente baixa e permanece menor ou igual a 1 p.u durante todo o dia. Ou seja, mesmo nos períodos de baixa demanda não há sobretensão. Em uma rede com valores de tensão abaixo e acima dos especificados na norma, poder-se-ia regular a tensão com as baterias, modelando o seu carregamento e descarregamento conforme a necessidade, ou através da sub e sobre excitação do gerador. Porém corrigir a sobretensão através do recondutoramento não seria viável, que possibilita somente elevar a tensão.

Dito isto, sugere-se que em próximos trabalhos avalie-se a regulagem de tensão em redes de distribuição com períodos de subtensão e sobretensão. Recomenda-se ainda que também sejam testados diferentes perfis de carga e que se compare economicamente a utilização da bateria com outras possíveis soluções, tais como, a conexão de geradores despachados com excitação controlável e a utilização dos tradicionais reguladores de tensão. Tendo em vista os resultados obtidos no presente estudo, é recomendado fazer esta análise principalmente para uma rede rural, devido à rápida resposta e alta injeção de potência em curto período que esta carga demanda, possibilitando a utilização de baterias mais baratas.

Outra interessante e oportuna pesquisa refere-se à regulamentação do mercado de baterias. Para isso sugere-se que seja feito um estudo de aperfeiçoamento dos mecanismos de contratação de serviços ancilares brasileiros. De maneira mais específica, recomenda-se uma avaliação da existência de um agente exclusivamente prestador de serviços a rede de distribuição, como já tem sido feito em alguns países conforme a revisão bibliográfica. Nesse estudo, recomenda-se que seja avaliado a correta forma de se aplicar esse novo modelo de mercado no contexto brasileiro, especificando a forma de contratação e a adequada remuneração para a prestação exclusiva de serviços ancilares necessários ao sistema.

Ainda, recomenda-se uma análise econômica da utilização de baterias para regulagem de frequência da rede quando há um desequilíbrio entre a geração e a demanda de energia além dos limites especificados, o que geralmente é feito através de geradores termoelétricos de maneira cara, lenta e ineficiente. Esta sugestão baseia-se na forte relação do mecanismo carga-frequência com o balanceamento de potência ativa, que pode ser fornecido pelas baterias. Alguns tipos de bateria são valiosos reguladores de frequência, pois possuem uma resposta cerca de duas vezes mais rápida que a fornecida pela geração convencional, podendo seguir o sinal de regulação de frequência com mais precisão (Sandia, 2015). Ainda, pela literatura, nota-se que as baterias têm sido altamente utilizadas para esta finalidade (RES, 2017; Low Carbon, 2019). Com isso, acredita-se que este estudo também possa ser interessante e proveitoso para o SEP.

Por último, salienta-se que a integração dos sistemas de armazenamento de energia

com as redes de distribuição é benéfica tanto para o consumidor quanto para as distribuidoras. Portanto, espera-se que num futuro próximo, com a disseminação das baterias, os benefícios do uso dos SAEs contribuam para o aumento da qualidade do suprimento de energia elétrica.

Referências

- AKHIL, A. A. et al. *DOE/EPRI 2013 electricity storage handbook in collaboration with NRECA*. [S.l.]: Sandia National Laboratories Albuquerque, NM, 2013. Citado na página 29.
- AKHIL, A. A.; SCHENKMAN, B. L. *DOE/EPRI Energy Storage Handbook (in Collaboration with NRECA)*. [S.l.], 2011. Citado na página 30.
- ALUBAR. *Catálogo Técnico Condutores Elétricos de Alumínio*. Pará, Brasil, 2021. Disponível em: <https://alubar.net.br/img/site/arquivo/Cat_Tec_Alubar_Aluminio_2015.pdf>. Citado 5 vezes nas páginas 60, 71, 77, 82 e 105.
- ANEEL. Nota técnica 057/2014-srd/aneel. In: . Agência Nacional de Engenharia Elétrica, Brasília-DF, Brasil: [s.n.], 2014. Citado na página 48.
- ANEEL. Submódulo 2.3 do proret:base de remuneração regulatória. In: . Agência Nacional de Engenharia Elétrica, Brasília-DF, Brasil: [s.n.], 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Citado na página 46.
- ANEEL. Agenda regulatória 2020/2021. 2020. Disponível em: <<https://bityli.com/IbhSK>>. Citado na página 41.
- ANEEL. Nota técnica número 26/2020–srm/srd/sgt/spe/aneel. processo número: 48580.000321/2020-00. In: . Agência Nacional de Engenharia Elétrica, Brasília-DF, Brasil: [s.n.], 2020. Disponível em: <<https://bityli.com/TQZ0i>>. Citado 2 vezes nas páginas 52 e 53.
- ANEEL. Anexo i do módulo 8 do prodist: Qualidade da energia elétrica. In: . Agência Nacional de Engenharia Elétrica, Brasília-DF, Brasil: [s.n.], 2021. Citado na página 46.
- AQUINO, T. et al. Battery energy storage technology assessment. *Platte River Power Authority*, 2017. Citado na página 63.
- BAQUERO, J. F. F. Estratégia de decomposição aplicada ao problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2012. Citado na página 70.
- BCB. Conversor de moedas, data de referência: 17/03/2021. Banco Central do Brasil, 2021. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/conversao>>. Citado 4 vezes nas páginas 63, 64, 71 e 82.
- BITO, A. Overview of the sodium-sulfur battery for the ieeee stationary battery committee. In: IEEE. *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005*. [S.l.], 2005. p. 1232–1235. Citado na página 34.
- BLACK, V. Cost and performance data for power generation technologies. *Prepared for the National Renewable Energy Laboratory*, 2012. Citado na página 63.

- BNEF. Energy storage investments boom as battery costs halve in the next decade. *BoomerbergNEF*, 2019. Disponível em: <<https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/>>. Citado 3 vezes nas páginas 35, 62 e 63.
- CARBON, L. Glassenbury battery storage project. *Low Carbon*, 2019. Disponível em: <www.lowcarbon.com/our-portfolio/portfoliooverview/our-projects/glassenbury-storage-park>. Citado na página 42.
- CARNEGIE, R. et al. Utility scale energy storage systems. *State Utility Forecasting Group. Purdue University*, v. 1, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 29.
- CEMIG. (nd 3.1) manual de distribuição: Projetos de redes de distribuição aéreas urbanas. Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil, 2014. Disponível em: <<https://www.cemig.com.br/atendimento/normas-tecnicas/>>. Citado 3 vezes nas páginas 70, 71 e 82.
- COMGAS. Tarifas do gás natural canalizado. São Paulo, Brasil, 2021. Disponível em: <<https://www.comgas.com.br/tarifas/cogeracao/>>. Citado 2 vezes nas páginas 67 e 68.
- CROMPTON, T. P. *Battery reference book*. [S.l.]: Elsevier, 2000. Citado na página 33.
- DEHGHANI-SANIJ, A. et al. Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 104, p. 192–208, 2019. Citado na página 40.
- DENG, Y. et al. Operational planning of centralized charging stations utilizing second-life battery energy storage systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 12, n. 1, p. 387–399, 2020. Citado na página 86.
- DNV, G. Battery energy storage study for the 2017 irp. *Chalfont, PA*, 2016. Citado na página 63.
- DOE. Grid energy storage. 2017. Disponível em: <<https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/09/f18/Grid%20Energy%20Storage%20December%202013.pdf>>. Citado na página 30.
- DOE. Potential benefits of high-power, high-capacity batteries. In: . Washington, DC 20585: [s.n.], 2020. Disponível em: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/02/f71/Potential_Benefits_of_High_Powered_Batteries_Report.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 29.
- DOMINISH, E.; FLORIN, N.; TESKE, S. Responsible minerals sourcing for renewable energy. *Report prepared for Earthworks by the Institute for Sustainable Futures, University of Technology Sydney*, 2019. Citado na página 39.
- EPE. Sistemas de armazenamento em baterias aplicações e questões relevantes para o planejamento. 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098_2019_Baterias%20no%20planejamento.pdf>. Citado 5 vezes nas páginas 31, 33, 35, 38 e 86.

EPE. Pne 2050. Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>>. Citado na página 33.

FEHRENBACHER, R. Tesla moves beyond electric cars with new california battery farm. *The Guardian*, 2017. Disponível em: <www.theguardian.com/sustainable-business/2017/jan/31/tesla-batteryfarm-california-energy-elon-musk>. Citado na página 41.

FINKELSTEIN, J.; KANE, S.; ROGERS, M. How residential energy storage could help support the power grid. *McKinseyCompany*, 2019. Disponível em: <<https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/how-residential-energy-storage-could-help-support-the-power-grid>>. Citado na página 43.

FONSECA, L. García de; PARIKH, M.; MANGHANI, R. Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en américa latina. *Technical Note No IDB-TN-01831*, 2019. Citado 4 vezes nas páginas 35, 36, 37 e 38.

GBA. A vision for a sustainable battery value chain in 2030: Unlocking the full potential to power sustainable development and climate change mitigation. In: *Geneva, Switzerland: World Economic Forum*. [S.l.: s.n.], 2019. Citado na página 24.

GENERAC. Catálogo geradores a gás natural residencial e comercial. GENERAC Geradores de Energia, São Paulo, Brasil, 2021. Disponível em: <<https://generacbrasil.com.br/produtos/geradores-gas/>>. Citado 2 vezes nas páginas 67 e 68.

GMBH, S. Steag large scale battery system – 90 mw experience and learnings. *STEAG GmbH*, 2017. Disponível em: <http://www.eqmagpro.com/wp-content/uploads/2017/06/20170116_ms_ESI2017_Steag.pdf&hl=en>. Citado na página 42.

GONEN, T. *Modern power system analysis*. [S.l.]: CRC Press, 2013. Citado na página 59.

GOTSCHALL, H. E. Ngk's sodium sulfur (nas) battery, the vendor's perspective on barriers & issues encountered in us deployment. *NGK Insulators*, 2009. Citado na página 63.

GREENER. *Solar e Armazenamento: Aplicações no Brasil*. 2020. Disponível em: <<https://greener.greener.com.br/solar-armazenamento>>. Citado na página 61.

GREENSMITH. Storage simplifies california distribution system upgrade. *Greensmith Energy*, 2016. Citado na página 41.

GROVER, M. Demand response is disrupting australia's ancillary services markets. *RenewEconomy*, 2018. Disponível em: <<https://renewecon-omy.com.au/demand-response-disrupting-aus-tralias-ancillary-services-markets-43382/>>. Citado na página 42.

HUESO, K. B.; ARMAND, M.; ROJO, T. High temperature sodium batteries: status, challenges and future trends. *Energy & Environmental Science*, Royal Society of Chemistry, v. 6, n. 3, p. 734-749, 2013. Citado na página 34.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2021. Disponível em: <<https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-sala-de-imprensa/2013-agencia-de-noticias/releases/29870-em-dezembro-ipca-sobe-1-35-e-fecha-2020-em-4-52>>. Citado 2 vezes nas páginas 64 e 68.

IBPT. Tabela atualizada IBPT 2021, 2021. Disponível em: <<https://smscontabil.com.br/tabela-atualizada-ibpt-2021>>. Citado 3 vezes nas páginas 64, 71 e 82.

INTERCONNECTION, P. Pjm's evolving resource mix and system reliability. *March*, v. 30, p. 2017, 2017. Citado na página 30.

IRENA. Case studies: Battery storage. *International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi*, 2015. Disponível em: <www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_battery_storage_case_studies_2015.pdf>. Citado na página 43.

IRENA. Renewable power generation costs in 2017. report. International Renewable Energy Agency Abu Dhabi, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 35.

IRENA. Innovation landscape for a renewable-powered future. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2019/Feb/Innovation-landscape-for-a-renewable-powered-future>>. Citado 3 vezes nas páginas 32, 38 e 42.

JASIENIAK, J. Advanced photovoltaics energy storage: Primary and secondary batteries. Monash University, Australia, 2019. Disponível em: <<https://www.coursehero.com/sitemap/schools/2675-Monash-University/courses/11732199-MTE5884/>>. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 32.

KHARBACHI, A. E. et al. Exploits, advances and challenges benefiting beyond li-ion battery technologies. *Journal of Alloys and Compounds*, Elsevier, v. 817, p. 153261, 2020. Citado na página 33.

KIRCHGESSNER, D. A. et al. Estimate of methane emissions from the us natural gas industry. *Chemosphere*, Elsevier, v. 35, n. 6, p. 1365–1390, 1997. Citado na página 67.

KOVACIK, P. Lithium-ion batteries for large-scale grid energy storage. Montreal, Canada, 2018. Disponível em: <<https://researchinterfaces.com/lithium-ion-batteries-grid-energy-storage/>>. Citado na página 63.

LAHIRI, S. Assessing capex for storage projects. *DNV GL, Oakland, California*, 2017. Citado na página 63.

LIU, K. et al. Materials for lithium-ion battery safety. *Science advances*, American Association for the Advancement of Science, v. 4, n. 6, p. eaas9820, 2018. Citado na página 40.

MAHLIA, T. et al. A review of available methods and development on energy storage; technology update. *Renewable and sustainable energy reviews*, Elsevier, v. 33, p. 532–545, 2014. Citado na página 29.

MANUEL, W. G. Energy storage study 2014. *TID, Turlock, CA, Tech. Rep.*, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 63 e 64.

- MCCONNELL, d. Sa's battery is massive, but it can do much more than store energy. *Australian Broadcasting Company*, 2017. Disponível em: <<http://www.abc.net.au/news/2017-12-05/yes-sabattery-is-a-massive-battery-but-it-can-domore/9227288>>. Citado na página 42.
- MILLIGAN, M. Sources of grid reliability services. *The Electricity Journal*, Elsevier, v. 31, n. 9, p. 1–7, 2018. Citado na página 30.
- MINEAR, E. Correspondence between erin minear of epri and vilayanur viswanathan of pnnl. 2018. Citado 2 vezes nas páginas 62 e 63.
- MME&EPE. Plano decenal de expansão de energia 2029. *McKinseyCompany*, 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenalde-expansao-de-energia-2027>>. Citado na página 43.
- MUNUERA, L. Energy storage: Tracking clean energy progress. *International Energy Agency*, 2019. Citado na página 23.
- NACEUR, K. Tracking clean energy progress. *International Energy Agency, Paris, France*, 2016. Citado na página 33.
- ONS. *Arranjos comerciais para os serviços auxiliares providos pelos agentes de geração: submódulo 14.2*. Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rio de Janeiro, Brasil: [s.n.], 2019. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FMódulo%2014%2FSubmódulo%2014.2%2FSubmódulo%2014.2%202019.08.pdf>>. Citado na página 40.
- PAGLIARO, M.; MENEGUZZO, F. Lithium battery reusing and recycling: A circular economy insight. *Helvion*, Elsevier, v. 5, n. 6, p. e01866, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 86.
- PETROBRAS. 2021. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/>>. Citado na página 67.
- PILLOT, C. The rechargeable battery market and main trends 2018-2030. In: *36th Annual International Battery Seminar & Exhibit. Avicenne Energy*. [S.l.: s.n.], 2019. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 36.
- RADATZ, P. R. Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software opendss. *Universidade de São Paulo - USP*, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 48 e 49.
- REDDY, T. B. *Linden's handbook of batteries*. [S.l.]: McGraw-Hill Education, 2011. Citado na página 32.
- RES. Pjm frequency regulation. *Renewable Energy Systems*, 2017. Disponível em: <www.res-group.com/media/2409/frequencyreg_flyer_042517.pdf>. Citado na página 41.
- ROCHA, C. et al. Storage2 element. *EPRI, OpenDSS Tech Note*, 2019. Citado na página 49.

RYCHCIK, M.; SKYLLAS-KAZACOS, M. Characteristics of a new all-vanadium redox flow battery. *Journal of power sources*, Elsevier, v. 22, n. 1, p. 59–67, 1988. Citado na página 34.

SDGE. Sdgc unveils world’s largest lithium ion battery storage facility. *San Diego Gas Electric*, 2017. Disponível em: <<http://newsroom.sdge.com/cleaninnovative/sdgc-unveils-world%E2%80%99slargest-lithium-ion-battery-storage-facility>>. Citado na página 41.

SERRA, E. et al. Armazenamento de energia: Situação atual, perspectivas e recomendações. *Comitê De Energia Da Academia Nacional De Engenharia*, p. 1–46, 2016. Citado 5 vezes nas páginas 27, 29, 31, 32 e 34.

SOUZA, S. d. et al. Custo da eletricidade gerada em conjunto motor gerador utilizando biogás da suinocultura. *Acta Scientiarum Technology*, SciELO Brasil, v. 26, n. 2, p. 127–133, 2004. Citado na página 68.

STONE, M. Unbundled ancillary services are another energy storage opportunity in australia. *Greentech Media*, 2016. Disponível em: <<https://www.greentechmedia.com/articles/read/unbundled-ancillary-services-are-another-energy-storage-opportunity-in-aust>>. Citado na página 42.

TERNA. Pilot storage projects. *Terna*, 2018. Disponível em: <<https://www.terna.it/en/electric-system/system-innovation/pilot-storage-projects>>. Citado na página 42.

UWE. Towards the battery of the future. *European Commission DG Environment*, Science Communication Unit, University of the West of England, Bristol, 2018. Disponível em: <<http://ec.europa.eu/science-environment-policy>>. Citado na página 39.

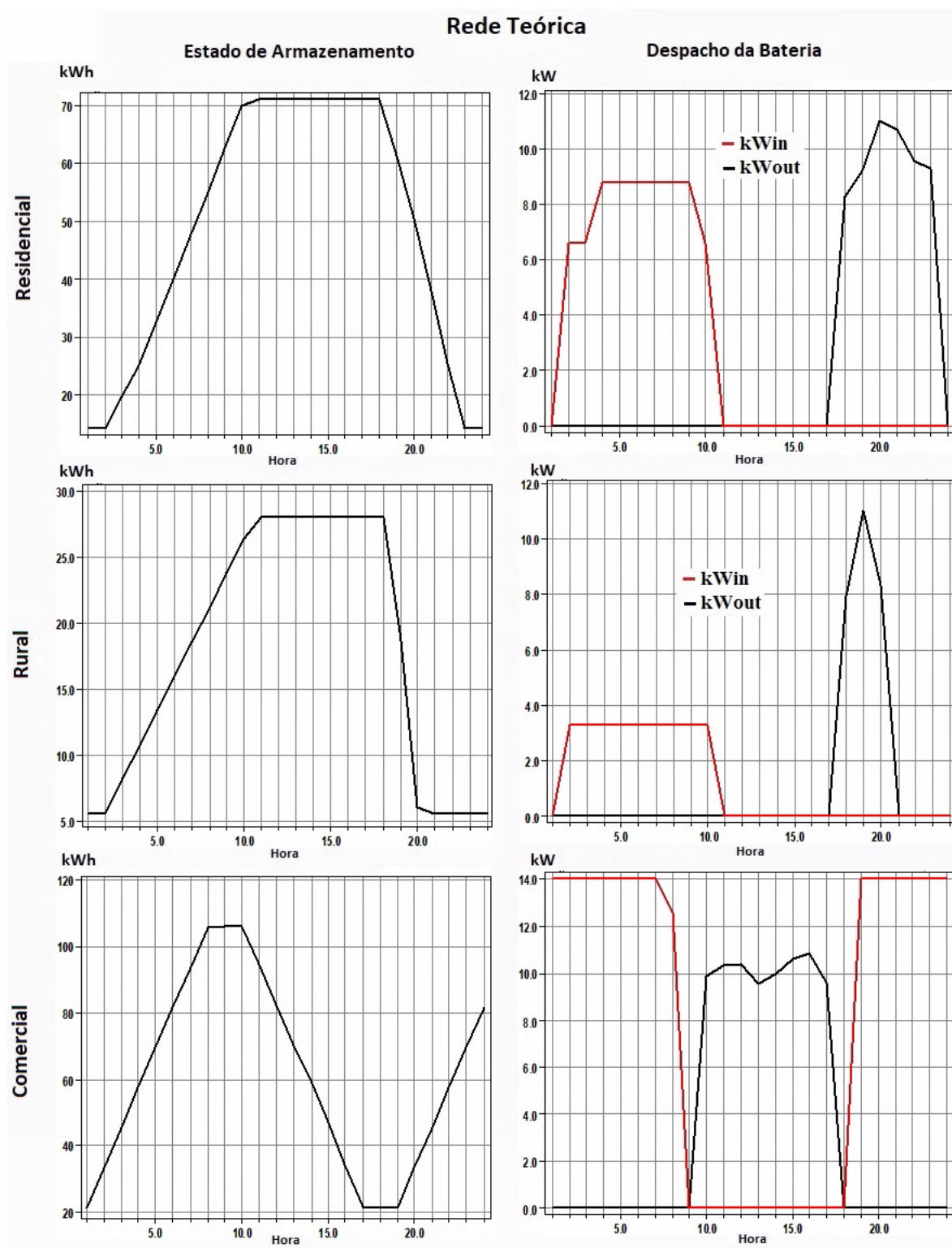
WALTON, R. \$89m ringo energy storage project starts work in france. *Power Engineering*, 2020. Disponível em: <<https://www.power-eng.com/energy-storage/89m-ringo-energy-storage-project-starts-work-in-france/#gref>>. Citado na página 42.

WILLIAMS, D. ‘next generation utility’ wins contract for uk’s biggest battery. *Power Engineering International*, 2017. Disponível em: <www.powerengineeringint.com/articles/2017/05/next-generation-utility-wins-contract-for-uk-sbiggest-battery.html>. Citado na página 41.

Anexos

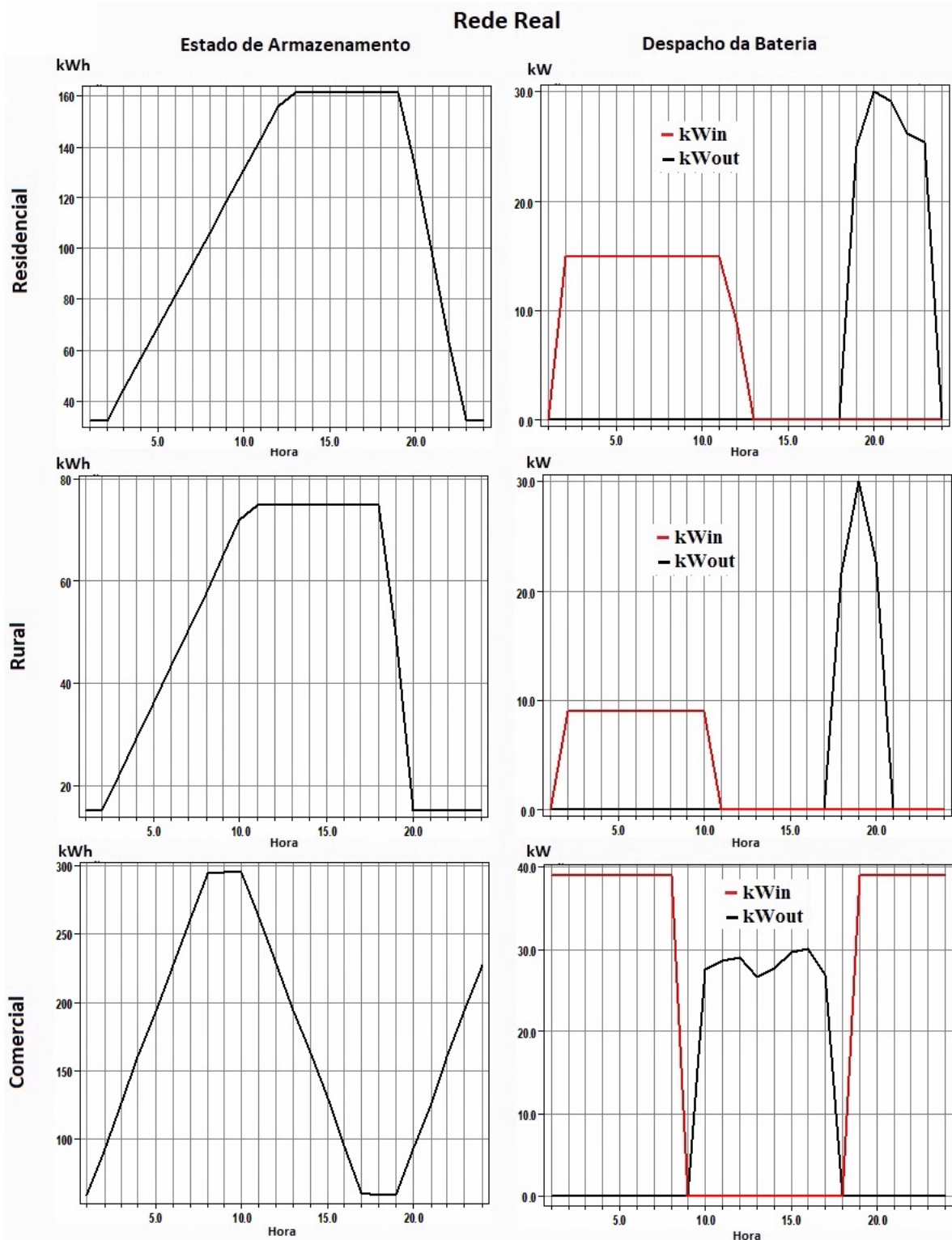
ANEXO A – Bateria

Figura 34 – Curvas de Armazenamento e Despacho das Baterias da Rede Teórica.



Fonte: Autoria própria

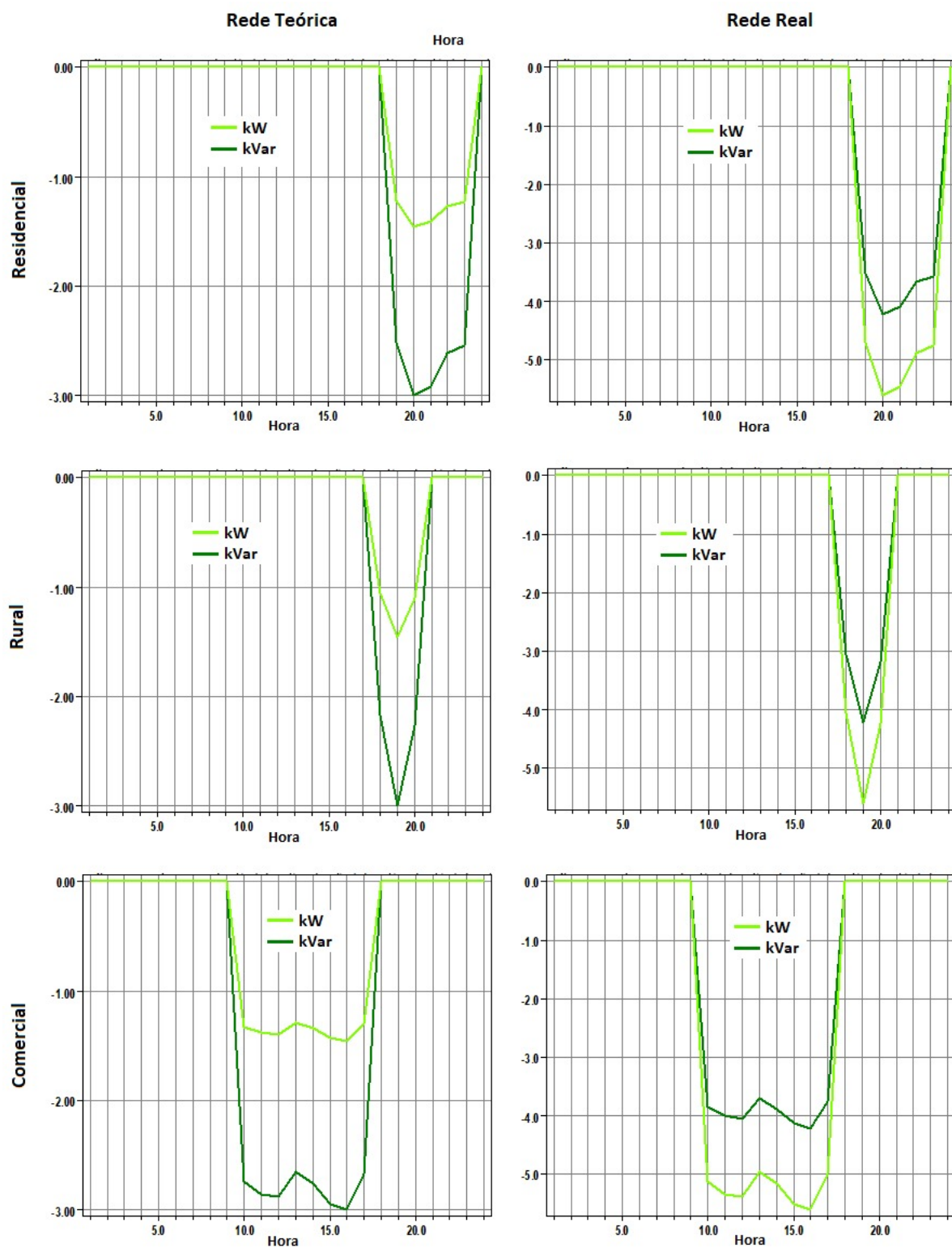
Figura 35 – Curvas de Armazenamento e Despacho das Baterias da Rede Real.



Fonte: Autoria própria

ANEXO B – Gerador

Figura 36 – Curvas de Despacho dos Geradores.



Fonte: Autoria própria.

ANEXO C – Recondutoramento

Figura 37 – Catálogo Técnico da Alubar.

CA - Condutores de Alumínio - De acordo com as Normas NBR7271 / ASTM B231M AAC - All-Aluminum Conductors - According to NBR7271 / ASTM B231M Standards									
Cabo	AWG/MCM	Área mm ²	Formação, Número e Diâmetro dos Fios	Diâmetro Nominal do Cabo mm	Massa Linear Kg/Km	RMC kN	Resistência Elétrica CC a 20°C Ω/km	Capacidade de Corrente 75°C A	
Peachbell	6	13,21	7 x 1,55	4,65	36,42	2,50	2,1754	116	
Rose	4	21,12	7 x 1,96	5,88	58,23	3,91	1,3605	155	
Lily	3	26,61	7 x 2,20	6,60	73,36	4,85	1,0798	179	
Iris	2	33,54	7 x 2,47	7,41	92,48	5,99	0,8567	207	
Pansy	1	42,49	7 x 2,78	8,34	117,14	7,30	0,6763	241	
Poppy	1/0	53,52	7 x 3,12	9,36	147,55	8,84	0,5369	278	
Aster	2/0	67,35	7 x 3,50	10,50	185,68	11,12	0,4266	321	
Phlox	3/0	84,91	7 x 3,93	11,79	234,11	13,45	0,3384	371	
Oxlip	4/0	107,41	7 x 4,42	13,26	296,13	17,01	0,2675	430	
Valerian	2500	126,37	19 x 2,91	14,55	348,40	20,68	0,2274	478	
Sheezwort	2500	126,67	7 x 4,80	14,40	349,23	20,06	0,2268	477	
Laurel	266,8	135,20	19 x 3,01	15,05	372,75	22,13	0,2125	499	
Daisy	266,8	135,25	7 x 4,96	14,88	372,90	21,42	0,2124	497	
Peony	300,0	151,85	19 x 3,19	15,95	418,67	24,29	0,1892	536	
Tulip	336,4	170,48	19 x 3,38	16,90	470,03	27,27	0,1685	577	
Daffodil	350,0	177,62	19 x 3,45	17,25	489,70	28,41	0,1618	592	
Camá	397,5	202,09	19 x 3,68	18,40	557,17	31,76	0,1422	641	
Goldentuft	450,0	228,14	19 x 3,91	19,55	628,99	35,01	0,1259	692	
Syringa	477,0	241,03	37 x 2,88	20,16	664,54	38,60	0,1192	717	
Cosmos	477,0	241,15	19 x 4,02	20,10	664,88	37,01	0,1191	716	
Zinnia	500,0	253,30	19 x 4,12	20,60	698,37	38,87	0,1134	739	
Hyacinth	500,0	252,89	37 x 2,95	20,65	697,24	40,50	0,1136	738	
Dahlia	556,5	282,37	19 x 4,35	21,75	778,52	43,33	0,1022	790	
Mistletoe	556,5	281,07	37 x 3,11	21,77	774,92	43,99	0,1022	789	
Meadowsweet	600,0	303,18	37 x 3,23	22,61	835,88	47,45	0,0948	827	
Orchid	656,0	322,24	37 x 3,33	23,31	888,44	50,44	0,0892	889	
Heuchera	650,0	330,03	37 x 3,37	23,59	909,91	51,66	0,0871	871	
Verbena	700,0	353,95	37 x 3,49	24,43	975,86	55,40	0,0812	910	
Code Word	AWG/MCM	Cross Section mm ²	Stranding Number & Wire Diameter	Nominal Conductor Diameter mm	Mass Kg/Km	Rated Strength kN	Electrical Resistance DC at 20°C Ω/km	Current Carrying Capacity A	

Condições para o cálculo de Ampacidade: Temperatura ambiente a 25°C com sol. Velocidade do vento: 1m/s. Frequência: 60 Hz. Temperatura do condutor: 75°C
 Conditions for the calculation of ampacity: Ambient temperature at 25°C. Wind velocity = 1m/s (sunny weather). Frequency 60Hz. Conductor temperature: 75°C

Fonte: (ALUBAR, 2021).

ANEXO D – Perda Evitada

Figura 38 – Tarifa média por classe de consumo utilizada no cálculo de Perda Evitada.

Tarifa média	R\$/kwh	R\$/kvarh
Residencial	0.58	0.6
Rural	0.48	0.5
Comercial	0.55	0.58

Figura 39 – Cálculo da Perda Evitada.

A) Bateria_teorica

Consumidor	Perda diária sem bateria		Perda diária com bateria		Perda diária evitada		Perda anual evitada		Receita de perda evitado/ano		Receita total perda evitado/ano
	kWh/dia	kvarh/dia	kWh/dia	kvarh/dia	kWh/dia	kvarh/dia	kWh/ano	kvarh/ano	R\$/ano	R\$/ano	R\$/ano
Residencial	35	16	36	16	-1	0	-365	0	-\$211.70	\$0.00	-\$211.70
Rural	27	12	27	12	0	0	0	0	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Comercial	27	12	33	15	-6	-3	-2190	-1095	-\$1,204.50	-\$635.10	-\$1,839.60

B) Gerador_teorica

Consumidor	Perda diária sem gerador		Perda diária com gerador		Perda diária evitada		Perda anual evitada		Receita de perda evitado/ano		Receita total perda evitado/ano
	kWh/dia	kvarh/dia	kWh/dia	kvarh/dia	kWh/dia	kvarh/dia	kWh/ano	kvarh/ano	R\$/ano	R\$/ano	R\$/ano
Residencial	35	16	30	14	5	2	1825	730	\$1,058.50	\$438.00	\$1,496.50
Rural	27	12	24	11	3	1	1095	365	\$525.60	\$182.50	\$708.10
Comercial	27	12	20	9	7	3	2555	1095	\$1,405.25	\$635.10	\$2,040.35

C) Recondutoramento_teorica

Consumidor	Perda diária sem gerador		Perda diária com recondutoramento		Perda diária evitada		Perda anual evitada		Receita de perda evitado/ano		Receita total perda evitado/ano
	kWh/dia	kvarh/dia	kWh/dia	kvarh/dia	kWh/dia	kvarh/dia	kWh/ano	kvarh/ano	R\$/ano	R\$/ano	R\$/ano
Residencial	35	16	26	16	9	0	3285	0	\$1,905.30	\$0.00	\$1,905.30
Rural	27	12	20	12	7	0	2555	0	\$1,226.40	\$0.00	\$1,226.40
Comercial	27	12	21	12	6	0	2190	0	\$1,204.50	\$0.00	\$1,204.50

D) Bateria_real

Consumidor	Perda diária sem bateria		Perda diária com bateria		Perda diária evitada		Perda anual evitada		Custo de perda evitado/ano		Custo total perda evitado/ano
	kWh/dia	kvarh/dia	kWh/dia	kvarh/dia	kWh/dia	kvarh/dia	kWh/ano	kvarh/ano	R\$/ano	R\$/ano	R\$/ano
Residencial	95	42	93	41	2	1	730	365	\$423.40	\$219.00	\$642.40
Rural	69	31	68	31	1	0	365	0	\$175.20	\$0.00	\$175.20
Comercial	79	35	87	36	-8	-1	-2920	-365	-\$1,606.00	-\$211.70	-\$1,817.70

E) Gerador_real

Consumidor	Perda diária sem gerador		Perda diária com gerador		Perda diária evitada		Perda anual evitada		Custo de perda evitado/ano		Custo total perda evitado/ano
	kWh/dia	kvarh/dia	kWh/dia	kvarh/dia	kWh/dia	kvarh/dia	kWh/ano	kvarh/ano	R\$/ano	R\$/ano	R\$/ano
Residencial	95	42	79	35	16	7	5840	2555	\$3,387.20	\$1,533.00	\$4,920.20
Rural	69	31	62	28	7	3	2555	1095	\$1,226.40	\$547.50	\$1,773.90
Comercial	79	35	52	23	27	12	9855	4380	\$5,420.25	\$2,540.40	\$7,960.65

F) Recondutoramento_real

Consumidor	Perda diária sem gerador		Perda diária com recondutoramento		Perda diária evitada		Perda anual evitada		Custo de perda evitado/ano		Custo total perda evitado/ano
	kWh/dia	kvarh/dia	kWh/dia	kvarh/dia	kWh/dia	kvarh/dia	kWh/ano	kvarh/ano	R\$/ano	R\$/ano	R\$/ano
Residencial	95	42	62	40	33	2	12045	730	\$6,986.10	\$438.00	\$7,424.10
Rural	69	31	46	30	23	1	8395	365	\$4,029.60	\$182.50	\$4,212.10
Comercial	79	35	41	34	38	1	13870	365	\$7,628.50	\$211.70	\$7,840.20

Fonte: Autoria própria.