UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS (UFG)/
UNIVERSIDADE FEDERAL DE CATALÃO (UFCAT) em implantação
FACULDADE DE ENGENHARIA (FENG)
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

MITIGAÇÃO DE DESPESAS COM ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO

HAMMA CAROLINA DE LIMA NOGUEIRA

CATALÃO-GO
2022

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
UNIDADE ACADÊMICA ESPECIAL DE ENGENHARIA

TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO (TECA) PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS DETESES

E DISSERTAÇÕES NA BIBLIOTECA DIGITAL DA UFG

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio da Biblioteca Digital de Teses e Dissertações (BDTD/UFG),regulamentada pela Resolução CEPEC nº 832/2007, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei 9.610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou download, a titulo de divulgação da produção cientifica brasileira, a partir desta data.

O conteúdo das Teses e Dissertações disponibilizado na BDTD/UFG é de responsabilidade exclusiva do autor. Ao encaminhar o produto final, o autor(a) e o(a) orientador(a) firmam o compromissode que o trabalho não contém nenhuma violação de quaisquer direitos autorais ou outro direito de terceiros.

1. Identificação do material bibliográfico

[X] Dissertação [ ] Tese

2. Nome completo do autor

HAMMA CAROLINA DE LIMA NOGUEIRA

3. Título do trabalho

MITIGAÇÃO DE DESPESAS COM ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO

4. Informações de acesso ao documento (este campo deve ser preenchido pelo orientador)

Concorda com a liberação total do documento [X] SIM [ ] NÃO[1]

[1] Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. Após esse período,a possível disponibilização ocorrerá apenas mediante:
a) consulta ao(à) autor(a) e ao(à) orientador(a);
b) novo Termo de Ciência e de Autorização (TECA) assinado e inserido no arquivo da tese ou dissertação.O documento não será disponibilizado durante o período de embargo.
Casos de embargo:
- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista cientifica;
- Publicação como capítulo de livro;
- Publicação da dissertação/tese em livro.

Obs. Este termo deverá ser assinado no SEI pelo orientador e pelo autor.

Documento assinado eletronicamente por **Marco Paulo Guimarães**, **Orientador**, em 09/06/2022, às14:04, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543,de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **HAMMA CAROLINA DE LIMA NOGUEIRA**, **Discente**, em19/06/2022, às 00:23, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **2916436** eo código CRC **1B53E4BB**.

Referência: Processo nº 23070.021539/2022-98 SEI nº 2916436

HAMMA CAROLINA DE LIMA NOGUEIRA

MITIGAÇÃO DE DESPESAS COM ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção da Faculdade de Engenharia, da Universidade Federal de Goiás (UFG)/ Universidade Federal de Catalão (UFCAT) como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção. Área de Concentração: Engenharia de Operações e Processos Industriais. Linha de Pesquisa: Engenharia e Desenvolvimento de Produtos e Processos.

Orientador: Prof. Dr. Marco Paulo Guimarães
Coorientador: Prof. Dr. Ricardo Ribeiro Moura

CATALÃO - GO
2022

Ficha de identificação da obra elaborada pelo bibliotecário-documentalista
Marcio Luiz Fernandes Barbosa CRB 1/3161.

Nogueira, Hamma Carolina de Lima
Mitigação de despesas com energia elétrica [manuscrito] : um estudo de caso / Hamma Carolina de Lima Nogueira. - 2022.
112, CXII f.

Orientador: Prof. Dr. Marco Paulo Guimarães; co-orientador Dr. Ricardo Ribeiro Moura.
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Catalão, Faculdade de Engenharia, Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção, Catalão, 2022.
Bibliografia. Anexos.
Inclui siglas, abreviaturas, gráfico, tabelas, lista de figuras, lista de tabelas.

1. Energia elétrica. 2. Consumo de energia. 3. Demanda. 4. Gestão de custos. 5. Mitigação de despesas. I. Guimarães, Marco Paulo , orient. II. Título.

CDU 658.5

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS

UNIDADE ACADÊMICA ESPECIAL DE ENGENHARIA

ATA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO

Ata nº **30** da sessão de Defesa de Dissertação de **HAMMA CAROLINA DE LIMA NOGUEIRA**, que confere o titulo de Mestra em Engenharia de Produção, na área de concentração em Engenharia de Operações e Processos Industriais.

"Banca Examinadora de Qualificação/Defesa Pública de Dissertação/Tese realizada em conformidade com a Portaria da CAPES n. 36, de 19 de março de 2020, de acordo com seu segundo artigo: Art. 2º. A suspensão de que trata esta Portaria não afasta a possibilidade de defesas de tese utilizando tecnologias de comunicação à distância, quando admissíveis pelo programa de pós-graduação stricto sensu, nos termos da regulamentação do Ministério da Educação."

Aos dez dias do mês de maio de dois mil e vinte e dois, a partir das 13 horas e 30 minutos, na sala virtual (https://meet.google.com/jcg-ozyk-pbj?hs=224), realizou-se a sessão pública de Defesa de Tese/Dissertação intitulada "**MITIGAÇÃO DE DESPESAS COM ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO**" nas dependências da Universidade Federal de Catalão, onde os programas de pós-graduação stricto sensu em funcionamento encontram-se provisoriamente vinculados à Universidade Federal de Goiás, em virtude de procedimentos técnicos relacionados à CAPES, já sendo realizada a transferência da Biblioteca Digital de Dissertações e Teses (BDTD). Assim, justifica-se os nomes das instituições neste documento, uma no cabeçalho (UFG), outra no corpo do texto (UFCAT). Os trabalhos foram instalados pelo Orientador, **Professor Doutor MARCO PAULO GUIMARÃES (PPGEP/UFCAT)** com a participação dos demais membros da Banca Examinadora: **Professor Doutor FERNANDO NUNES BELCHIOR (FCT/UFG)**, membro titular externo; **Professor Doutor ANDRE ALVES DE RESENDE (PPGEP/UFCAT)**, membro titular interno e do coorientador **Professor Doutor RICARDO RIBEIRO MOURA (PPGEP/UFCAT)**. A Banca Examinadora reuniu-se em sessão secreta a fim de concluir o julgamento da Dissertação, tendo sido a candidata **(X) Aprovada** ( ) Reprovada pelos seus membros. Proclamados os resultados pelo Professor Doutor MARCO PAULO GUIMARÃES, Presidente da Banca Examinadora, foram encerradosos trabalhos às quinze horas e quarenta e sete minutos e, para constar, lavrou-se a presente ata que é assinada pelos Membros da Banca Examinadora, aos dez dias do mês de maio de dois mil e vinte e dois.

TÍTULO SUGERIDO PELA BANCA

Não houve sugestão de alteração no titulo.

Documento assinado eletronicamente por **Marco Paulo Guimarães**, **Professor do Magistério Superior**, em 30/06/2022, às 17:18, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **Andre Alves De Resende**, **Professor do Magistério Superior**, em 01/07/2022, às 08:12, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **Ricardo Ribeiro Moura**, **Professor do Magistério Superior**,

em 01/07/2022, às 11:13, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º doDecreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **Fernando Nunes Belchior**, **Professor do Magistério Superior**, em 01/07/2022, às 21:08, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º doart. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **3014196** eo código CRC **93DAC983**.

AGRADECIMENTOS

À Deus, por cuidar de cada detalhe em minha vida, renovar minhas forças, fé e me dar sabedoria nos momentos mais difíceis.

Aos meus pais, João Batista e Maria Rosa por todo amor, carinho, apoio e serem sempre tão presentes. Ressalto que os ensinamentos a mim transmitidos guiarão todo meu caminho, são meus exemplos.

Ao Fábio, meu marido e companheiro, pela sua paciência, dedicação, envolvimento e comprometimento em todos os meus projetos.

À minha irmã, Natália, por ser sempre tão solícita, disposta, prestativa e carinhosa.

À minha filha, Maria Elisa, fonte do maior ensinamento e amor da minha vida.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Marco Paulo Guimarães, por compartilhar seu amplo conhecimento acadêmico e técnico, pelos ensinamentos, parceria e empenho neste trabalho.

Ao meu coorientador, Prof. Dr. Ricardo Ribeiro Moura, por seus conselhos, apoio e por contribuir com suas explicações e experiências.

Aos meus queridos amigos do PPGEP, Cleberyanne, Débora, Lucas e Tassiana, que também enfrentaram esta jornada tão desafiadora. Juntos sorrimos e apoiamos uns aos outros. Vocês fizeram a diferença.

Aos Professores do PPGEP, por me apresentarem um novo mundo e contribuírem de forma tão expressiva para minha formação acadêmica.

À minha amiga Karine, que foi a minha grande guia no início dessa caminhada. Às minhas amigas Roberta, Tatiane, Kátia e Sara que sempre me acolheram e ajudaram em momentos de dificuldade.

Aos demais colaboradores da Universidade e em especial aos do Departamento de Engenharia da Produção, principalmente Bruno, Iago, Lucas e Alex, pela disposição costumeira em colaborar.

NOGUEIRA, H. C. L. **Mitigação de despesas com energia elétrica**: um estudo de caso. p. 114. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Catalão, Catalão, GO. 2022.

RESUMO

O contexto energético no qual o Brasil se insere requer medidas assertivas na gestão da energia elétrica em organizações que apresentam consumo elevado deste insumo. Para alcançar esta meta é de suma importância a promoção de estudos dos gastos e consumo de energia elétrica. Este estudo tem como objetivo avaliar algumas sugestões para mitigação de despesas com energia elétrica a partir da análise de diferentes cenários em um estudo de caso, visando uma maior eficiência econômica e energética. Os métodos utilizados partem da análise do histórico do consumo de energia e consistem em uma análise de viabilidade técnico-econômica para seis possíveis soluções para redução das despesas com energia elétrica. Os principais resultados revelam que, considerando a situação atual, a demanda contratada poderia ser aumentada visando a minimização da despesa com a demanda e seu excedente. Os resultados mostram, ainda, que a modalidade verde é a melhor opção para o enquadramento tarifário e que a instalação de banco de capacitores propiciará uma economia com as multas devido ao excedente de energia reativa, com um retorno no investimento estimado para 1,06 anos. Por fim, os resultados apresentam a viabilidade técnico-econômica de aderir ao mercado livre, bem como da instalação de geração solar, sendo que ambas se mostraram viáveis com *paybacks* de 0,14 e 6,4 anos, respectivamente. Os resultados mostram ainda que a análise do ponto de vista exclusivamente do tempo para o retorno do investimento (*payback*) é limitada, devendo ser analisados outros critérios na definição das melhores soluções a serem implantadas. Adicionalmente, os resultados mostraram que, para o atual cenário econômico de juros altos, e considerando uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 11,75 % a.a., a geração de energia por gerador à diesel no horário de ponta se mostrou inviável do ponto de vista econômico.

Palavras-chaves: energia elétrica, consumo de energia, demanda, gestão de custos, mitigação de despesas.

NOGUEIRA, H. C. L. **Mitigation of electric energy expenditures:** a case study. p. 114. Masters Dissertation, Federal University of Catalão, Catalão, GO. 2022.

ABSTRACT

The energy context in which Brazil is included requires assertive actions in the management of electric power in organizations that have a considerable high consumption of this input. To reach this goal, it is extremely important to promote more studies of expenditures and about the consumption of electric power. This study aims to analyze some suggestions for reducing expenses with electricity from the analysis of different scenarios in a case study, to achieve greater economic and energy efficiency. The methods used start from the analysis of the historical energy expenditure and consist of a technical-economic viability analysis for six possible solutions for the reduction of electric power expenditure. The main results reveal that, considering the current situation, the contracted demands could be increased aiming at minimizing the expenses with demand and its exceedance. The results also show that the green modality is the best option for rating frames and that the installation of a capacitor bank would provide savings with penalties due to excess reactive power, with an estimated return on investment of 1.06 years. Therefore, the results show the technical and economic feasibility of adhering to the free market, as well as the feasibility of installing solar generation, with paybacks of 0.14 and 6.4 years, respectively. The results also show that the payback analysis view is limited, and other factors of definitions should be analyzed to define the best solutions to be implemented. In addition, the results showed that, for the current economic scenario of high interest rates fees, and considering a Minimum Rate of Attractiveness (MRA) of 11.75% p. y., the generation of energy by diesel generator during the rush hours showed to be economically unfeasible for the economic point of view.

Keywords: eletric energy, power consumption, demand, cost management, expenditures mitigation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Composição do setor elétrico brasileiro 25
Figura 2 - Estimativa do Percentual dos fatores que formam a conta de energia 31
Figura 3 - Demanda lida na modalidade tarifária verde 48
Figura 4 - Consumo total lido 49
Figura 5 - Tarifa sobre a demanda 50
Figura 6 - Tarifa sobre o consumo nos horários de ponta e fora de ponta 51
Figura 7 - Valor total da conta 52
Figura 8 - Composição, em percentual, da soma das contas de energia dos últimos doze meses 53
Figura 9 - Gerador à diesel similar ao especificado na pesquisa 61
Figura 10 - Incidência de Irradiação Solar do Brasil 64
Figura 11 - Níveis de irradiância solar na cidade de Catalão – Go 64
Figura 12 - Etapas do processo de migração do mercado cativo para o livre de energia 67
Figura 13 - Valor total gasto com demanda nos meses entre abril de 2019 e março de 2020 considerando variações na demanda contratada 72
Figura 14 - Parâmetros do fluxo acumulado - saldo do projeto banco de capacitores 77
Figura 15 - Parâmetros do fluxo acumulado - saldo do projeto Gerador à diesel 80
Figura 16 – Análise econômico financeira para o sistema fotovoltaico 83
Figura 17 - Parâmetros do fluxo acumulado – saldo do projeto geração solar para 450 kW 87
Figura 18 - Parâmetros do fluxo acumulado - saldo do projeto migração para o mercado livre 94
Figura 19 - Custos com mensalidade da CCEE no ACL em 12 meses 112
Figura 20 - Custo com mensalidade da comercializadora de energia no ACL em 12 meses 112

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Subgrupos de consumidores e tensão de fornecimento 26
Tabela 2 - Modalidades tarifárias 27
Tabela 3 - Postos Tarifários Enel D (horas) 28
Tabela 4 - Ambientes de contração livre e regulado 38
Tabela 5 - Demanda faturada entre abril/2019 e março/2020 56
Tabela 6 - Apuração dos valores pagos com energia reativa 60
Tabela 7 - Valores da TE e TUSD 63
Tabela 8 - Ajuste na demanda contratada 71
Tabela 9 - Custos obtidos para modalidade tarifária verde 73
Tabela 10 - Estimativa do valor da tarifa de demanda modalidade azul 74
Tabela 11 - Valores estimados para as faturas de energia na modalidade azul 75
Tabela 12 - Investimento inicial Gerador à diesel 77
Tabela 13 - Consumo Ponta Gerador x Concessionária de energia 78
Tabela 14 - Demais custos do gerador e custo total 78
Tabela 15 – Análise econômico financeira para o sistema fotovoltaico 82
Tabela 16 – Média paga por kW de geração fotovoltaica 84
Tabela 17 – Valores para investimento solar 85
Tabela 18 – *Payback* descontado para geração solar 86
Tabela 19 - VPL Geração Solar 88
Tabela 20 - TIR Geração Solar 89
Tabela 21 - Proporção TUDS e TE - Mercado Livre 90
Tabela 22 - Resultado rateio TUSD - Mercado Livre 90
Tabela 23 - Resultado rateio TE - Mercado Livre 91
Tabela 24 - Custos anuais com energia no ACR (R$) 92
Tabela 25 - Custos anuais do ACL 92
Tabela 26 - Estimativas de custos no ACL 12 meses (R$) 92
Tabela 27 - Investimento Inicial para o ACL 93
Tabela 28 - Comparativo de custos anuais entre ACR x ACL 93
Tabela 29 - Resultado da viabilidade econômica para o ACL 94

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 - Formação de tarifa de energia elétrica 29
Equação 2 - Determinação do valor da fatura de energia.....30
Equação 3 - *Payback* Descontado.....43
Equação 4 - Valor Presente Líquido.....43
Equação 5 - Taxa Interna de Retorno.....44
Equação 6 - Composição da FER modalidade verde.....59
Equação 7 - Composição da FDR modalidade verde.....59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a.a – ao ano
ABRACEEL – Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
ACL - Ambiente de Contratação Livre
ACR - Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN – Balanço Energético Nacional
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CIP – Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública
CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE – Conselho Nacional de Políticas Energéticas
COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CRESESB - Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
EPE – Empresa de Pesquisas Energéticas
FDR – Faturamento de Demanda Reativa Excedente
FER – Faturamento de Energia Reativa Excedente
FIRJAN – Federação da Indústrias do Rio de Janeiro
GD – Geração Distribuída
ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
kV – Quilovolt
kVA – Quilovolt-ampères
kVAr - Quilovolts-Ampère-Reativo
kVArh – Quilovolts-Ampère-Reativo-Hora
kW – Quilowatt
m² - Metro Quadrado
MAE – Mercado Atacadista de Energia
MME – Ministério de Minas e Energia
MUSD - Montante de Uso do Sistema de Distribuição
MW - Megawatt
MWh – Megawatt-hora
NTC – Norma Técnica Celg D.

ONS – Operador Nacional do Sistema

PCH - Pequenas Centrais Hidrelétricas

PIE - Produtores Independentes de Energia Elétrica

PIS - Programa Integração Social

PLD - Preço de Liquidação de Diferenças

SEB – Sistema Elétrico Brasileiro

SELIC - Sistema Especial de Liquidação de Custódia

SIN – Sistema interligado Nacional

SMF - Sistema de Medição para Faturamento

TE – Tarifa de Energia

TIR - Taxa Interna de Retorno

TMA - Taxa Mínima de Atratividade

TUSD - Tarifa de Utilização de Serviços de Distribuição

TUST - Tarifa de Utilização de Serviços de Transmissão

UFDR – Unidade de Faturamento Demanda Reativa

UFER – Unidade de Faturamento de Energia Reativa Excedente

UNIFESP – Universidade Federal de São Paulo

V - Volt

VPL - Valor Presente Líquido

Wh – Watt hora

Wp – Watt pico

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 18
INTRODUÇÃO 18
1.1 Objetivo geral 19
1.2 Objetivos específicos 19
1.3 Estrutura do trabalho 19
CAPÍTULO 2 21
REVISÃO DA LITERATURA 21
2.1 Noções sobre o mercado elétrico 21
2.1.1 Mercado brasileiro de energia 21
2.1.2 Histórico e estrutura do setor elétrico 22
2.1.3 Classes de consumo 26
2.1.4 Modalidades tarifárias energéticas no Brasil 27
2.1.5 Composição da tarifa de energia 28
2.1.6 Definição do valor da tarifa 30
2.1.7 Bandeiras tarifárias 31
2.2 Geração distribuída 32
2.3 Ambientes de contratação livre e regulado 37
2.3.1 Mercado livre de energia 38
2.3.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE 39
2.3.3 Leilões 41
2.4 Fundamentos de engenharia econômica 42
2.4.1 Payback 42
2.4.2 Valor Presente Líquido (VPL) 43
2.4.3 Taxa Interna de Retorno (TIR) 44
2.4.4 Taxa Mínima de Atratividade (TMA) 45
CAPÍTULO 3 46
METODOLOGIA 46
3.1 Caracterização do objeto de estudo e cenário atual 46
3.2 Cenários propostos 53
3.2.1 Cenários que apresentam custo zero 54

3.2.1.1 Ajuste na demanda 54
3.2.1.2 Verificação da tarifação mais favorável (azul ou verde) 57
3.2.2 Cenários que necessitam investimentos 57
3.2.2.1 Correção do fator de potência 58
3.2.2.2 Geração de energia por meio de gerador à diesel 61
3.2.2.3 Geração de energia por fonte solar 62
3.2.2.4 Aquisição de energia no mercado livre 66
CAPÍTULO 4 70
RESULTADOS OBTIDOS 70
4.1 Cenários que apresentam custo zero 70
4.1.1 Ajuste na demanda 71
4.1.2 Verificação da tarifação mais favorável (azul ou verde) 72
4.2 Cenários que requerem investimentos 75
4.2.1 Correção fator de potência 76
4.2.2 Geração de energia por meio de gerador à diesel 77
4.2.3 Geração de energia solar 80
4.2.4 Aquisição de energia no mercado livre 90
CAPÍTULO 5 96
DISCUSSÕES DOS RESULTADOS 96
5.1 Cenários que apresentam custo zero 96
5.1.1 Ajuste na demanda 96
5.1.2 Verificação da modalidade tarifária mais favorável (azul ou verde) 97
5.2 Cenários que apresentam investimentos 97
5.2.1 Correção do fator de potência 98
5.2.2 Geração de energia no horário de ponta por meio de gerador à diesel 98
5.2.3 Geração de energia por meio de fonte solar 99
5.2.4 Aquisição de energia no mercado livre 100
5.3 Análise da relação entre os cenários 101
5.3.1 Ajuste de demanda contratada 101
5.3.2 Modalidade tarifária 101
5.3.3 Banco de capacitores 101
5.3.4 Gerador de energia à diesel 102
5.3.5 Solar 102
CAPÍTULO 6 104
CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS 104
6.1 Considerações finais 104
6.2 Sugestões para trabalhos futuros 105

REFERÊNCIAS **106**
ANEXO A **112**

Os Programas de Pós-Graduação stricto sensu em funcionamento na Universidade Federal de Catalão (UFCAT), em virtude de procedimentos técnicos relacionados à CAPES, continuam provisoriamente vinculados à Universidade Federal de Goiás (UFG), por isso, todos os elementos pré-textuais do trabalho apresentado estão identificados como Universidade Federal de Goiás (UFG) / Universidade Federal de Catalão (UFCAT) em implantação, em função da migração da BDTD ter ocorrido a partir de 16 de agosto de 2021, assim como pelo fato das pesquisas e produtos serem realizados na UFCAT.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

As despesas com energia elétrica consomem boa parte dos recursos financeiros das organizações. A busca por uma gestão energética mais eficiente vai além dos benefícios da economia financeira e devem fazer parte do planejamento estratégico das organizações. No caso de instituições ligadas ao setor público, essa eficiência trata também de maior responsabilidade com o dinheiro público.

Este alto custo é um fator de preocupação para todos os setores da economia, desde as indústrias, a prestação de serviço, o comércio, o setor público, o agropecuário e demais, já que o insumo energia é indispensável aos processos produtivos e aos serviços.

O levantamento das alternativas mais assertivas, que representarão um melhor custo-benefício energético de uma organização, parte de uma análise detalhada da situação atual e dos distintos cenários técnico-econômicos possíveis para atingir a redução dos custos com energia, traduzindo-se em maior economia e eficiência estratégica.

Diferentes abordagens devem ser verificadas, pois existem alternativas que, se aplicadas, podem gerar grandes benefícios para redução das faturas de energia.

A compreensão do mercado de energia no Brasil e das possíveis soluções que podem ser aplicadas dentro do perfil da instituição é a próxima etapa. Assim, alternativas como: estudo da demanda contratada, verificação de modalidade tarifária, correção de fator de potência, geração de energia por meio de gerador à diesel e fonte solar e migração para o mercado livre de energia serão desenvolvidas.

Cada alternativa levantada será estudada e testada por meio de estimativas de cálculos ou pesquisas de mercado. Desta forma, será possível compreender o impacto de cada uma das opções dentro do contexto da instituição.

As alternativas levantadas serão tratadas neste estudo como “cenários”, pois representam um diferente contexto para a instituição.

1.1 Objetivo geral

O estudo busca analisar a viabilidade técnico-econômica de algumas soluções para seis cenários possíveis visando a redução das despesas com energia elétrica em uma Instituição Federal de Ensino Superior.

1.2 Objetivos específicos

Como objetivos específicos pretende-se:

1. Analisar os dados relacionados às faturas de energia elétrica da instituição entre os anos de 2015 e 2020, procurando identificar diferentes possibilidades para redução das despesas;
2. Avaliar a implantação de um projeto para correção do Fator de Potência;
3. Desenvolver um estudo de viabilidade técnico-econômica para aquisição de um gerador à diesel para uso no horário de ponta;
4. Avaliar economicamente um projeto para geração de energia solar para o estudo de caso;
5. Avaliar a migração do ambiente de contração de energia, deixando o mercado cativo de energia e partindo para o mercado livre.

1.3 Estrutura do trabalho

O presente trabalho está dividido em seis capítulos. O Capítulo 1 traz a introdução com a justificativa para o trabalho e os objetivos.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão de literatura sobre o mercado de energia elétrica brasileiro e suas características, como as classes e modalidades de consumo e os fundamentos de Engenharia Econômica pertinentes as análises desenvolvidas no trabalho.

O Capítulo 3 contextualiza o objeto de estudo e a situação atual, os materiais e os métodos empregados na análise dos dados levantados e possíveis cenários

O Capítulo 4 demonstra os resultados obtidos com a avaliação dos dados disponíveis e levantamentos da fase anterior.

O Capítulo 5 confronta os resultados mais relevantes e promissores que representarão o cenário indicado.

O Capítulo 6 discorre sobre as considerações finais deste estudo e as sugestões para trabalhos futuros.

Após compreender as delimitações do projeto, é necessária a busca da fundamentação que a literatura da área proporciona. O próximo capítulo abordará os principais tópicos que sustentarão o desenvolvimento do projeto.

CAPÍTULO 2

REVISÃO DA LITERATURA

A análise do consumo de energia elétrica de qualquer unidade consumidora com o objetivo de reduzir estes custos parte da avaliação do setor ao qual esta pertence. Conhecer o mercado de energia, bem como as regras e legislação pertinentes permite embasar tomadas de decisões estratégicas relativas à mitigação dos valores dispendidos com energia. Este Capítulo visa explorar os principais conhecimentos teóricos que embasam o trabalho.

2.1 Noções sobre o mercado elétrico

O mercado elétrico brasileiro permite a aplicação de diferentes estratégias para implementação de políticas que visem a gestão elétrica das organizações, contudo, faz-se necessária a discussão de tópicos inerentes as especificidades deste contexto. Estas estratégias podem ir desde o estudo da melhor modalidade tarifária até a migração do ambiente de contratação de energia.

2.1.1 Mercado brasileiro de energia

A produção energética brasileira tem uma matriz elétrica de origem majoritariamente renovável. A oferta interna de energia elétrica no Brasil tem como principais fontes a hidráulica (65,2%), seguido de biomassa (9,1%), de eólica (8,8%), de gás natural (8,3%), de carvão e derivados (3,1%), de nuclear (2,2%), a solar (1,66%) e as fontes derivadas de petróleo (1,6%) (EPE, 2021).

Em 2020 setores importantes como o comercial, o público e o energético registraram redução no consumo de energia elétrica, resultando em uma retração de -1,0% do consumo final se comparado ao ano anterior, reflexo da pandemia que impactou a economia nacional e internacional (EPE, 2021)

Os principais setores que consomem energia no país são: o industrial (36,6%), o residencial (27,6%), o comercial (15,7%), o público (7,9%), o agropecuário (6,0%), o energético (5,9%) e o setor de transportes (0,4%) (EPE, 2021).

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL tem como finalidade estimular processos e projetos que tenham viabilidade técnica e econômica no uso racional da energia elétrica. Neste sentido, Da Rocha e Pacheco (2019, p.2.228) enfatizam que “O objetivo da ANEEL é promover o uso eficiente da energia elétrica em todos os setores da economia por meio de projetos que demonstrem a importância e a viabilidade econômica de melhorias na eficiência energética de equipamentos, processos e uso final de energia”.

No Brasil, os agentes que têm a atribuição de produção e transmissão de energia formam o Sistema Interligado Nacional – SIN, que no momento presente, no ano de 2022, compreende as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, parte da região Norte e Nordeste, sendo interligado por linhas de alta tensão.

Este sistema é subdividido em quatro categorias chamadas de submercados, a saber: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, pelos quais a energia produzida e consumida no país circula.

Neste cenário, ocorre a comercialização de energia, na qual os entes deste mercado (que integram o SIN), podem negociar energia com outro ente, independentemente das limitações de geração e distribuição.

Como exposto, as usinas hidrelétricas de grande porte são a principal fonte proveniente de geração de energia elétrica no país, geração esta complementada pelas usinas térmicas, uma vez que são acionadas em períodos de estiagens de chuvas e nos horários de picos.

2.1.2 Histórico e estrutura do setor elétrico

Na década de 80, o Brasil estagnou-se economicamente e a inflação atingiu índices elevados. Nesta ocasião, boa parte das empresas estatais, incluindo as empresas do setor elétrico, passaram a ser utilizadas para suporte econômico, como por exemplo, controlar a inflação, fazendo com que as tarifas deixassem de cobrir os custos operacionais (MOREIRA, 2016).

Nesta fase, a predominância era por empresas estatais, da União e dos estados, coordenando as atividades de geração, transmissão e distribuição. O perfil dos clientes era do mercado cativo pois não havia concorrência por este insumo. O modelo de gestão era tido como pouco eficiente do ponto de vista de remuneração e investimentos para o setor.

A partir dos anos de 90, o Brasil passou a sofrer as mais significativas mudanças em sua estrutura elétrica. A remodelação dos papéis do governo conduziu para uma reforma no setor elétrico, permitiu a entrada de investidores estrangeiros para sanar os problemas de gestão, e então, concretizar a privatização do setor, que no início era muito focado na vertente de distribuição.

E para tornar o setor elétrico brasileiro mais atraente para os futuros investidores, algumas medidas foram fundamentais: desverticalização das empresas que operavam em mais de uma esfera da cadeia; introdução do mercado livre impulsionando a concorrência entre a geração e a comercialização (1995); aplicação do serviço pelo preço, com reajustes e revisões tarifárias (1993); contratos compulsórios de fornecimento entre geradoras e distribuidoras (1995) e a constituição de uma agência reguladora – Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (1996); criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (1998); e o Mercado Atacadista de Energia – MAE (1998) (COSTA, 2018; MOREIRA, 2016).

Este processo de reformas no setor elétrico brasileiro, até 1996, é sintetizado por Daglish et al. (2021, p.2) como uma ampla liberalização e incentivos ao investimento privado visando aumentar a produtividade no mercado, porém, não repercutiram como o esperado “principalmente devido à complexidade do mercado.” Os autores concluem que o contexto de reformas conduziu para a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, em 1998 (DAGLISH *et al*., 2021, p.2).

Antes que o processo de transição para o novo modelo do setor elétrico fosse concluído, o Brasil enfrentou uma grave crise no fornecimento de energia, o que culminou em um racionamento deste insumo entre junho de 2001 a fevereiro de 2002 (DAGLISH *et al*., 2021, p.2).

Esta crise foi resultado de baixos investimentos realizados no setor, pois a demanda por energia crescia sistematicamente enquanto a capacidade instalada permanecia praticamente a mesma, situação agravada devido aos baixos índices de chuva neste intervalo de tempo. Uma crise no setor energético impacta de forma muito negativa qualquer país, e no Brasil esta crise teve sérias consequências políticas e econômicas (MOREIRA, 2016).

Inicialmente, em 2002, o governo brasileiro retoma a responsabilidade de planejador de políticas energéticas do país. Dessa forma, foram constituídos a EPE (Empresa de Pesquisas Energéticas), com a atribuição de realizar pesquisas e levantamentos para garantir a expansão das atividades de geração e transmissão de energia e a sua segurança no abastecimento e o CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico), com a função de

monitorar as obras nos segmentos de geração e transmissão e o estudo prévio para potenciais risco de desabastecimento de energia (MOREIRA, 2016).

Daglish *et al*. (2021, p.2) escrevem que a crise energética dos anos 2000, levou à novas reformas neste setor em 2004, que tinha por finalidade "... atender à falta de investimentos em capacidade, que ameaçava a segurança da oferta, ao mesmo tempo que promovem flutuações prejudiciais de preços". E assim, os Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulado (ACR), impulsionariam o cenário de energia elétrica brasileiro (DAGLISH *et al*., 2021, p.2).

Em 2004, nesta nova estrutura institucional, a ANEEL e o ONS permaneceram, e o MAE responsável pela comercialização de energia no país foi absorvido pela então CCEE (Câmera de Comercialização de Energia Elétrica) (MOREIRA, 2016).

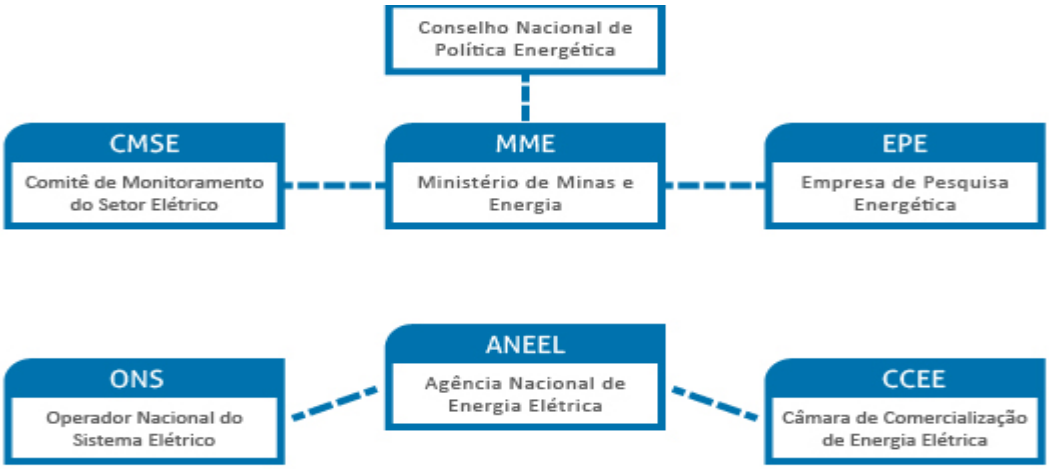
No ano de 2004 foi introduzido o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, sobre o qual Tolmasquim (2011 *apud* COSTA, 2018) comenta os pontos mais relevantes deste marco:

a. Contratação multilateral de energia para longo prazo para contrapor ao longo intervalo de tempo para amortização dos investimentos realizados no segmento de geração de energia elétrica, no qual as empresas ganhadoras das licitações firmariam contratos bilaterais com as empresas distribuidoras com interesse na compra de energia;
b. Financiamentos mais acessíveis;
c. Incentivo à competição no segmento de geração por meio e critérios de menor tarifa nos chamados leilões;
d. Compromisso compulsório das distribuidoras possuírem contratos de energia suficientes para manter o mercado de contratação regulada sob a sua concessão;
e. Manutenção dos dois ambientes de contratação e comercialização de energia elétrica, o livre e o cativo.

Na visão de Botelho *et al.* (2022, p.3) a base regulatória e política do setor elétrico brasileiro, até o momento atual, esteve focada em grandes agentes deste mercado como os geradores renováveis de alta capacidade, ou seja, no mercado atacadista. Os autores ainda enfatizam que o único marco regulatório para os pequenos agentes deste mercado é baseado no *net-metereing* (sistema de compensação de créditos de energia).

E assim, estabeleceu-se a nova configuração estrutural do setor elétrico brasileiro, formado pelas seguintes instituições, conforme mostra a Figura 1.

Figura 1 - Composição do setor elétrico brasileiro



Fonte: CCEE (2021a)

Em relação à figura anterior, podem-se destacar:

a. Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE): órgão interministerial que assessora à Presidência da República, formulando políticas e diretrizes de energia que possam assegurar o abastecimento deste insumo em todo país. Também revisa periodicamente as diversas matrizes energéticas utilizadas no país para estabelecer programas específicos, dentre outras atribuições;
b. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): tem a função de monitorar a continuidade e segurança do abastecimento elétrico no país;
c. Ministério de Minas e Energia (MME): órgão do governo federal responsável por conduzir as políticas energéticas do país, planejando ações e prevenindo o Estado de desiquilíbrios e desarranjos na oferta e demanda de energia;
d. Empresa de Pesquisa Energética: estuda as possibilidades e a viabilidade de expansão de oferta de energia elétrica a médio e longo prazo nas diferentes matrizes energéticas;
e. Operador Nacional do Sistema (ONS): opera, supervisiona e controla o sistema de geração de energia elétrica no SIN, e gere a rede básica e transmissão de energia, como também garantir a confiabilidade do sistema como um todo.
f. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): regula e fiscaliza as atividades de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e garante a qualidade dos serviços prestados, estabelecimento de tarifas para os consumidores finais, promoção de licitações na modalidade leilões para contratação de energia elétrica pelos entes de distribuição do SIN, que vem as delegando à CCEE.

g. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): operacionalizar o mercado livre de compra e venda de energia elétrica (CCEE, 2021a).

2.1.3 Classes de consumo

A ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 1.000/2021, caracteriza a relação dos entes que compõem o setor energético brasileiro, estabelecendo as regras, os tipos de consumidores, levando em consideração diversos fatores, processo de faturamento, dentre outras aplicações.

Entre as classes de consumo atendidas pelas concessionárias estão os clientes da faixa residencial, industrial, comercial, rural e o poder público (ANEEL, 2016a). A partir da faixa de consumo, a Normativa nº 1.000 estabelece que os consumidores serão classificados em dois grupos, de alta tensão - Grupo A, e de baixa tensão - Grupo B (ANEEL, 2021).

Entende-se como alta tensão consumidores com fornecimento em tensão igual ou maior a 2,3 kV, ou aqueles que sejam atendidos em sistemas de distribuição subterrâneo em tensão secundária. Já a classe estabelecida como B, é formada por consumidores com fornecimento de tensão inferior a 2,3 kV (ANEEL, 2021).

A Tabela 1 demonstra que a subdivisão dos grupos segundo Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL.

Tabela 1 - Subgrupos de consumidores e tensão de fornecimento

Subgrupos	**Tensão de Fornecimento**
A1	Igual ou superior a 230 kV
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 kV a 44 kV
A4	2,3 kV a 25 kV
AS	Inferior a 2,3 kV (subterrâneo)
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais classes
B4	Iluminação pública

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021)

Pelo demonstrado acima, nota-se que os consumidores industriais estão, em geral, alocados no grupo A, de alta tensão, demandando maior esforço do sistema energético e os consumidores de nível residencial estão especificados no grupo B, de baixa tensão.

2.1.4 Modalidades tarifárias energéticas no Brasil

Segundo a ANEEL as modalidades tarifárias representam as alternativas de tarifas aplicadas às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas e correspondem as seguintes especificações: Azul, Verde, Convencional Binômia, Convencional Monômia e Branca (ANEEL, 2015).

A Tabela 2 apresenta as principais modalidades tarifárias executadas no Brasil.

Tabela 2 - Modalidades tarifárias

Modalidades tarifárias	**Grupo aplicáveis**	**Principais características**
Convencional Monômia	B	Tarifas de consumo de energia elétrica, independente das horas de utilização do dia.
Horária Branca	B (exceto B4 e subclasses do subgrupo B1)	Tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia.
Convencional Binômia	A	Tarifas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, independente das horas de utilização do dia.
Horária Verde	A	Tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência.
Horária Azul	A	Tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia.

Fonte: Adaptado de ANEEL (2015)

Outro ponto a ser considerado a respeito do sistema de custo das concessionárias é o posto tarifário. Por posto tarifário entende-se o intervalo, normalmente contado em horas, durante o dia sobre o qual será aplicada a tarifa de forma diferenciada. Existem 3 divisões:

1. Posto tarifário fora de ponta: conjunto de horas diárias ininterruptas, englobando os horários que não estão especificadas nos postos de ponta;
2. Posto tarifário intermediário: intervalo de horas, 1h hora anterior e outra posterior ao posto tarifário ponta, complementando-o e funcionando como um processo de transição;
3. Posto tarifário ponta: intervalo completo de 3 horas por dia estipulado pela distribuidora responsável pela região, que leva em consideração a curva de carga observada em seu sistema, exceto aos finais de semana, sábado e domingo, feriados nacionais (ANEEL, 2010).

Como este horário é definido pela empresa distribuidora regional, na página da internet da ANEEL é possível consultar os períodos de todas as distribuidoras do país. O objeto de estudo em questão encontra-se no estado de Goiás e a empresa distribuidora de energia do estado é a ENEL D.

A Tabela 3 apresenta os horários dos postos tarifários definidos pela ENEL D para compor suas tarifas.

Tabela 3 - Postos Tarifários Enel D (horas)

Intermediário a	**Ponta**	**Intermediário 2**	**Fora de Ponta**
17:00 – 18:00	18:00 – 21:00	21:00 - 22:00	22:00 – 17:00

Fonte: Enel (2021)

2.1.5 Composição da tarifa de energia

Antes do advento do novo modelo de energia do Brasil, a tarifa de energia era única para todo país e as concessionárias eram remuneradas pelo custo do serviço. Com o fim da equalização tarifária por meio da Lei nº 8.631/1993, a Lei Geral das Concessões passou a vigorar, Lei nº 8.987/1995, a qual especificava que as tarifas fossem determinadas por concessionárias (conhecido como tarifa pelo preço), motivando as distribuidoras a se tornarem mais eficientes e competitivas.

As revisões e ajustes tarifários consideram outros fatores da área de concessão (território de operação de cada distribuidora), como: quantidade de consumidores, volume de energia distribuída por determinada infraestrutura instalada (densidade de mercado), a distância entre a rede de distribuição e cada operador deste segmento e o custo da energia adquirida pelas distribuidoras (ANEEL, 2016b).

A composição da tarifa de energia leva em consideração além das tarifas definidas pela ANEEL, fatores como impostos e taxas de iluminação pública, diferentes em cada estados e municípios. Outro aspecto importante é que a área de concessão pode ser maior, menor ou igual a um estado. Quando essa área é igual ao estado, a tarifa será única naquele ente federativo. Na situação de não coincidir área de concessão e estado, possivelmente, haverá mais de uma tarifa na mesma unidade federativa.

A tarifa de energia estipulada pela ANEEL deve ser capaz de assegurar o suprimento de prestação de serviços de energia com qualidade, cobrindo custos operacionais do processo e remunerando os ativos de investimento. A formação da tarifa analisa três aspectos e é apresentada pela Equação 1:

$$Tarifa = Energia\ gerada + Transmissão\ e\ distribuição + Encargos\ setoriais \quad (1)$$

Equação 1 - Formação de tarifa de energia elétrica
Fonte: ANEEL (2016b)

Onde:

Tarifa = valor (reais)

Energia gerada = custos operacionais envolvidos na geração de energia (reais);

Transmissão e distribuição = custos com a infraestrutura necessária para conduzir a energia, desde a fonte geradora até o cliente final (reais);

Encargos setoriais = Custos não gerenciáveis, repassados aos clientes pelas concessionárias de distribuição (reais).

Também estão inseridos na conta de luz os tributos da esfera federal: PIS – Programa Integração Social e COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social. Como imposto estadual tem-se o ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços. E como imposto municipal é cobrada a CIP - Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública.

1. Tributos Federais: na ordem federal, encontram-se dois tributos: o PIS e a COFINS. As alíquotas equivalem a 1,65 % para o PIS e 7,6% para a COFINS, apuradas de forma não-cumulativa. Dessa forma, a alíquota pode variar de acordo com os créditos apurados mensalmente pelas concessionárias e com o PIS e COFINS pagos incidentes sobre custos e despesas no mesmo período (ANEEL, 2016b);
2. Tributo Estadual: o imposto estadual ICMS é da competência de cada estado e do Distrito Federal estipular as suas alíquotas. As distribuidoras, por sua vez, executam a cobrança do imposto nas contas de luz e transferem o valor arrecadado aos

respectivos governos estaduais (ANEEL, 2016b). A alíquota do ICMS cobrado na fatura de energia elétrica da unidade analisada é na ordem de 29%;

3. Tributo Municipal: o imposto municipal aplicado nas contas de energia é o CIP, pois compete aos munícipios prover sobre a iluminação pública de seu território bem como definir sua base de cálculo e a forma como acontecerá sua cobrança. É importante ressaltar que é de responsabilidade do município os projetos, implantação, expansão e todo o serviço de manutenção da rede pública de iluminação, sendo o papel da concessionária arrecadar e transferir a este ente os valores levantados. Mesmo no caso de inadimplência do consumidor final, o valor referente à sua taxa de iluminação é repassado (ANEEL, 2016b).

2.1.6 Definição do valor da tarifa

O valor das tarifas e os procedimentos para sua revisão estão dispostos nos contratos de concessão, ajustados entre as distribuidoras e o governo federal. Estes contratos estabelecem três pontos para esta revisão tarifária:

1. Reajuste anual: realizado no mês de aniversário da assinatura do contrato com cada distribuidora;
2. Revisão tarifária periódica: acontece, em média, a cada quatro anos; e
3. Revisão tarifária extraordinária: em casos de pontualidades urgentes na estipulação das tarifas (ANEEL, 2016b).

A Equação 2 definida pela ANEEL representa esta junção de valores.

$$valor\ cobrado\ do\ consumidor = \frac{valor\ da\ tarifa\ publicado\ pela\ ANEEL}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad (2)$$

Equação 2 - Determinação do valor da fatura de energia
Fonte: ANEEL (2016b)

Onde:

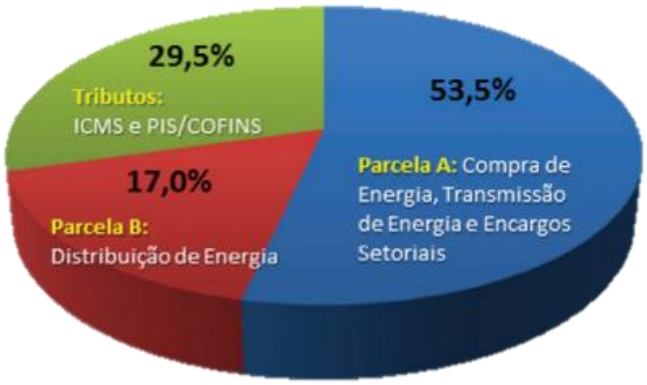
Valor cobrado do consumidor = Total (reais)

Valor da tarifa publicado pela ANEEL = Valor publicado através de Resoluções (reais)

PIS/ COFINS/ ICMS = Alíquota de impostos

A Figura 2 apresenta a divisão percentual prevista da composição das tarifas da conta de energia segundo a ANEEL.

Figura 2 - Estimativa do Percentual dos fatores que formam a conta de energia



Fonte: ANEEL (2016b)

Como mencionado no estudo, este percentual apontado na figura anterior é uma estimativa pois muitos fatores variam significativamente para cada estado e até municípios do país o que influencia no valor final desta estimativa.

2.1.7 Bandeiras tarifárias

A partir de 2015 foi definida a inserção de cobranças adicionais pelo consumo de energia elétrica quando necessário e, principalmente, em épocas do ano onde os níveis dos reservatórios estão baixos, reduzindo o desempenho produtivo das hidrelétricas.

Este processo de cobrança de adicional é conhecido como Sistema de Bandeiras Tarifárias. Estas bandeiras funcionam como um indicativo do aumento ou redução dos custos em relação à geração de energia elétrica.

A cobrança adicional possui dois objetivos: conscientizar a população em relação ao alto consumo de energia em épocas de secas nos reservatórios e equilibrar o sistema pois as distribuidoras compram a energia mais cara nessas épocas (ENEL, 2020).

Este sistema é composto por quatro tipos de bandeiras: verde, amarela e vermelha patamar 1 e patamar 2. Os valores mencionados abaixo são relativos ao ano de 2020.

a. Bandeira verde: as condições para a geração de energia elétrica encontram-se favoráveis, não havendo cobrança extra.
b. Bandeira amarela: é adicionado o valor de R$ 0,01343 para cada quilowatt-hora consumidos.

c. Bandeira vermelha 1: Primeiro patamar da bandeira vermelha, cobrado o valor de R$ 0,04169 para cada quilowatt-hora consumidos.
d. Bandeira vermelha 2: Segundo e patamar da bandeira vermelha e mais caro, representa a cobrança adicional de R$ 0,06243 para cada quilowatt-hora consumidos (ENEL, 2020).

2.2 Geração distribuída

Atualmente, buscam-se novas maneiras de geração alternativa de energia, uma vez que o sistema baseado em usinas hidrelétricas encontra-se estagnado e com entraves ambientais, financeiros, sociais, climáticos, dentre outros para o seu crescimento. A geração distribuída – GD é uma opção que ganha força para fomentar a geração de energia elétrica no Brasil.

O Decreto-Lei Nº 5.163/04 em seu artigo 14 é a primeira norma a mencionar uma definição com amparo legal para geração distribuída no Brasil, considerando como geração distribuída a produção de energia elétrica originária de entes concessionários, permissionários ou autorizados, ligados ao sistema elétrico de distribuição do comprador (SIMÕES, 2020).

Dentre as vantagens que a geração distribuída pode oferecer à atual conjuntura do sistema elétrico brasileiro, estão: prorrogação de investimentos em projetos de expansão das redes de transmissão e distribuição de energia, impactos ambientais de menor intensidade, mitigação das perdas, diminuição da carga na rede e maior variação da matriz energética (ANEEL, 2018a).

A geração distribuída ganhou mais relevância no cenário energético do Brasil com a Lei 14.300 de 2022, com a criação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – *(Net Metering)*, que oportunizou a autoprodução de energia no ambiente cativo a partir de fontes renováveis. Este sistema possibilita que a geração de energia possa ser realizada pelo próprio consumidor, através de usinas de micro e minigeração e o excedente ser injetado na rede de distribuição da concessionária para compensação dos créditos (SIMÕES, 2020).

Outra definição trazida por esta resolução normativa é a de Sistema de Compensação de energia que vem a ser “... um arranjo no qual a energia injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimos gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa” (ANEEL, 2018b).

A Lei n.º 14.300 de 2022 traz uma definição importante para crédito de energia como o “excedente de energia elétrica não compensado por unidade consumidora do Sistema de Compensação de Crédito de Energia Elétrica no ciclo de faturamento que foi gerado”.

E este excedente de energia elétrica também é tratado na mesma Lei como “diferença positiva entre a energia elétrica injetada e a energia elétrica consumida por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída...” (BRASIL, 2022).

Logo, o consumidor que desejar instalar pequenas centrais geradoras de energia em sua unidade consumidora poderá utilizar desta energia para abater em seu consumo, e havendo saldo positivo desses créditos eles poderão ser utilizados para abatimento de consumo em outro posto tarifário ou nas próximas faturas. Segundo a ANEEL, “há ainda a possibilidade de o consumidor utilizar esses créditos em outras unidades previamente cadastradas dentro da mesma área de concessão...”.

Por microgeração distribuída entende-se, de acordo com a CELG D (p. 7, 2016) a “central geradora de eletricidade, com potência instalada menor ou igual a 75 kW, que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis..., conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras”.

Já minigeração é compreendida como:

> “central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectadas na rede de distribuição por meio de unidades consumidoras” (CELG D, p. 7, 2016).

A Lei 14.300 de 2022 fixa as regras para que as centrais microgeradores e minigeradoras distribuídas liguem-se às redes de distribuição de energia e estabeleceu o sistema de compensação de eletricidade, o que viabiliza que uma unidade produtora possa abastecer a rede por meio de seu excedente de energia elétrica produzido em determinado horário do dia, e em contrapartida, recebe créditos da concessionária fornecedora (TAGLIAFERRO, 2019).

Os autores Martins, Branco e Hallack (2022, p. 2) ao analisarem os aspectos relacionados à GD afirmam que no atual cenário, o sistema de compensação de créditos associado ao modelo regulatório do mercado de energia, transfere os custos de distribuição para outros clientes que não tem sistemas de GD. Na outra ponta, os usuários deste sistema e do mercado fotovoltaico enfatizam que este modelo provoca aumento de empregos, redução nas perdas técnicas e mitigação de emissões poluentes.

No estado de Goiás a unidade consumidora que desejar instalar sistema de autogeração de energia elétrica precisa seguir determinações estabelecidas nas Normas Técnicas Celg D - NTC-71, que são os requisitos para conexão de microgeradores e minigeradores ao sistema de distribuição da concessionária. De acordo com a NTC-71 (p.9, 2016) as microgeradoras e as minigeradoras, deverão atender os requisitos para acesso à rede de distribuição, que são:

a. A potência instalada distribuída ficará limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora na qual a central será ligada;
b. Caso a unidade deseje produzir com potência superior ao limite fixado, esta deve solicitar junto à concessionária o aumento da potência disponibilizada;
c. É proibido a divisão de central geradora em unidades de menor porte com vistas ao enquadramento dos limites de potência para se caracterizar como microgeradora ou minigeradora distribuída;
d. Para dimensionar o limite de potência instalada da central geradora em múltiplas unidades consumidoras, considera-se a potência disponibilizada pela CELG D;
e. Deve-se ater aos prazos requeridos na norma bem como os prazos para adequação de estrutura física para solicitar fornecimento inicial de unidade consumidora nos parâmetros de microgeradora ou minigeradora distribuída.

A Resolução Normativa 687 de 2015 trouxe algumas inovações relativas à autogeração de energia, abrindo espaço para a democratização desta prática. O Autoconsumo remoto é uma das alternativas descritas para a geração distribuída e caracteriza-se pela compensação de energia feito por unidades consumidoras de mesma titularidade de pessoa jurídica ou pessoa física, que possuam unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída em região diferente das unidades consumidoras, porém, dentro da mesma cobertura de concessão ou permissão onde a energia será compensada (ANEEL, 2018a; SIMÕES, 2020).

Os empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras são uma forma de instalação de geração distribuída em condomínios, ou seja, numa mesma propriedade. Assim, a energia gerada pelo sistema é dividida em partes ou frações entre os condôminos e as instalações que se configuram de uso comum constituem uma unidade consumidora diferente, que é de reponsabilidade da administração do condomínio (ANEEL, 2018a; SIMÕES, 2020).

A ANEEL também definiu a figura da geração compartilhada, oportunizando que diversos interessados se estabeleçam em forma de consórcio ou cooperativa e instalem sistemas de micro ou minigeração de energia distribuída e possam utilizar a energia gerada para reduzirem suas faturas de energia (ANEEL, 2018a).

Simões (2020) complementa a ideia apresentando que a ANEEL autorizou a reunião de interessados em consórcio ou cooperativas de micro ou minigeração distribuída com a finalidade de minimizarem seus custos com faturas de energia elétrica por meio dos créditos de energia gerados.

Vale ressaltar que a central geradora de energia pode ser estruturada em região diferente de onde a energia será consumida, porém dentro da mesma área da concessionária. Destaca-se que a unidade consumidora, neste caso, será de titularidade do consórcio ou da cooperativa.

Por cooperativismo entende-se a junção de pessoas que de forma recíproca se obrigam a colaborarem com bens, serviços e recursos para suprir as necessidades coletivas dos entes associados a fim de atingirem determinado objetivo em comum. Logo, se diferencia das demais sociedades mercantis por não visar lucratividade.

Segundo Simões (2020, p. 59) “a cooperativa poderá adotar por objeto qualquer gênero de serviço, operação ou atividade, como por exemplo, a geração compartilhada de energia elétrica...”. Assim, os associados a uma cooperativa de geração distribuída de energia devem ter o objetivo de produzir a própria eletricidade, mesmo que em região diferente das unidades consumidoras, porém dentro da área da concessionária, em prol de aderirem ao sistema de compensação de energia (SIMÕES, 2020).

Já o consórcio de sociedades é uma união de pessoas jurídicas para executar um empreendimento ou projeto de interesse do grupo a partir de um contrato de parceria, sem personalidade jurídica e assim, por ser tratar de um contrato admite uma diversidade de regimes jurídicos, dependendo do objeto a que se destina.

Os principais requisitos que um contrato de consórcio deve ter são:

1. Designação do consórcio: normalmente é o nome da usina;
2. O objeto: se tratando de GD é o detalhamento da estrutura, sua fonte, potência da usina, etc.;
3. Informações contratuais: endereço da administradora do consórcio e da usina, o foro, tempo de duração do contrato (estima-se o tempo de vida útil das instalações);
4. Delimitação das obrigações e responsabilidades dos entes consorciados;
5. Definição dos parâmetros sobre recebimentos das receitas e divisão de resultados: são os percentuais de proporção da energia gerada que compete a cada consorciado;
6. Normas sobre a gestão do consórcio: formas de representação da sociedade, pagamento de taxas, etc.
7. Procedimentos sobre decisões: quórum para votações; e
8. contribuições de cada participante: nos custos e despesas coletivos (SIMÕES, 2020).

Neste caso, o consórcio que desejar ter como objeto a geração compartilhada de energia elétrica e rateio dos créditos torna-se o titular da unidade consumidora com micro e minigeração distribuída (SIMÕES, 2020).

A energia gerada a partir do sol é uma forte alternativa que ajuda a fortalecer o interesse na geração distribuída.

É inquestionável a tendência de utilização de fontes renováveis de energia visando melhorar a qualidade de vida mundial, reduzindo o impacto ambiental, a emissão de gases

poluentes e aumentando a carta de alternativas para geração de energia, principalmente a elétrica.

O Brasil é um país que tem como base em sua matriz energética fontes renováveis para geração de energia, contudo, sabe-se que boa parte desta participação vem das hidroelétricas que, por sua vez, causam impactos avaliados como negativos pelos especialistas ambientais. Uma alternativa a este desafio é o investimento em outras fontes renováveis que assegurem disponibilidade do recurso, qualidade e preço acessível. E a energia gerada a partir do sol pode ser uma opção satisfatória.

A energia solar é gerada a partir do sol, aproveitando a sua luminosidade e temperatura, a partir da radiação emitida, sob o ponto de vista energético, sendo um recurso natural e inesgotável. Nas palavras de Soares, Andrade e Nascimento e Silva (p. 12, 2020), “é a energia radiante eletromagnética resultante de processos de fusão nuclear no sol, susceptível de ser modificada e transformada em outras energias”. Os autores ainda complementam que esta energia vinda do sol pode ser convertida em energias química, mecânica e energia útil de acordo com a tecnologia utilizada, além das já mencionadas energia elétrica e térmica.

A energia solar fotovoltaica pode ser produzida por um sistema composto por elementos básicos como: painéis ou módulos fotovoltaicos, inversores, controladores de carga e baterias. Segundo Souza (2016), estes sistemas apresentam características como: modularidade, mobilidade, instalação facilitada e longa duração. A autora ressalta que, apesar do Brasil dispor de altos valores de irradiação solar, sua capacidade instalada para geração de energia solar ainda não é amplamente utilizada, ficando atrás de países que têm menos disponibilidade de irradiação solar, como Alemanha, França e Espanha.

Os principais desafios a serem superados para um desenvolvimento satisfatório desta energia no país são: preços elevados dos sistemas de geração de energia solar, falta de incentivo do governo, falta de legislação adequada. Os benefícios da utilização do sistema fotovoltaico são o baixo custo de manutenção, a durabilidade e segurança, além de ser energia limpa, de fonte gratuita, disponível e inesgotável. Por outro lado, os limitadores deste sistema são: custo inicial de aquisição e instalação, grandes áreas para instalação, capacidade para armazenamento, baixo rendimento (já que não produz durante a noite), dependência climática (SOUZA, 2016).

Os sistemas fotovoltaicos possuem duas categorias: autônomos ou isolados (*off-grid*) e os conectados à rede elétrica (*on-grid*). Tagliaferro (2019) afirma que os sistemas fotovoltaicos autônomos são empregados em situações onde as cargas não estejam ligadas à rede do sistema de distribuição de energia elétrica. Sua principal vantagem é que este apresenta redução de custos em regiões remotas cuja a inserção de uma rede de distribuição elétrica seria dispendiosa do ponto de vista financeiro, físico, logístico. Também é

recomendado em sistemas embarcados e estruturas específicas como torres de telecomunicações, radares, iluminação pública.

Já os sistemas fotovoltaicos *on-grid* funcionam em paralelo com a rede de distribuição elétrica, portanto são introduzidos em pontos onde já existe fornecimento de energia alternada entregue pela concessionária, dessa forma podem funcionar por meio de sistemas de microgeração ou minigeração distribuída que, por sua vez, são sistemas equivalentes às centrais geradoras de eletricidade ligadas diretamente à rede ou por meio de estações consumidoras. Segundo Tagliaferro (p. 25, 2019) essas podem "... operar em paralelo ou de forma isolada e despachada – ou não – pelo ONS."

2.3 Ambientes de contratação livre e regulado

Em 2004, passou a existir no Brasil dois modelos de comercialização de energia. O primeiro é o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com agentes de geração e de distribuição de energia. Este segmento representa o mercado cativo de energia elétrica, no qual os consumidores podem adquirir este insumo somente da concessionária de distribuição de energia a que estão vinculados. Dessa forma, estão sujeitos a preços e tarifas regulados pela ANEEL, não cabendo nenhum tipo de negociação.

E o segundo modelo, que representa o Ambiente de Contratação Livre (ACL), com geradores, distribuidores, comercializadores, importadores e exportadores, como também consumidores livres e especiais celebrando contratos de fornecimento de energia elétrica de maneira livre para negociarem os parâmetros deste acordo, como valor, tempo de fornecimento e local de entrega.

As operações de compra e venda de energia que acontecem em ambos os mercados, ACR e ACL, precisam ser reconhecidos em contratos na CCEE que regula as ações comerciais destes ambientes, apurando os resultados nas operações no Mercado de Curto Prazo.

O Mercado de Curto Prazo é a instância dentro da CCEE onde os contratos celebrados nos ambientes livres e regulados são registrados, e tem como atribuição medir os montantes gerados e consumidos por cada ente. As diferenças ali apuradas são contabilizadas para serem liquidadas (CCEE, 2021e).

A Tabela 4 mostra as principais diferenças entre o Ambiente de Contratação Livre e o Ambiente de Contratação Regulado.

Tabela 4 - Ambientes de contração livre e regulado

	Ambiente livre	**Ambiente regulado**
Participantes	Geradores, comercializadoras, consumidores livres e consumidores especiais.	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras. As comercializadoras podem negociar energia somente nos leilões de energia existente.
Contratação	Livre negociação entre os compradores e vendedores.	Realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da ANEEL.
Tipo de Contrato	Acordo livremente estabelecido entre as partes.	Regulado pela ANEEL, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR).
Preço	Acordado entre comprador e vendedor	Estabelecido no leilão.

Fonte: CCEE (2020c)

2.3.1 Mercado livre de energia

A partir da modernização do setor elétrico brasileiro, surgiu uma nova forma de comercialização de energia dentro do cenário nacional: o mercado livre de energia. A principal característica deste sistema é a liberdade que o consumidor livre ou especial tem para escolher quem irá fornecer sua energia elétrica.

Costa (2018) cita que com a Lei 9.074/1995 o ambiente de contratação livre foi criado juntamente com os atores desse contexto: o produtor independente de energia e o consumidor livre, abrindo caminho para que a inciativa privada chegasse nas áreas de geração e comercialização.

Segundo a Associação Brasileira de Comercializadores de Energia Elétrica - ABRACEEL - 80% da energia adquirida por indústrias no país é resultante de operações no mercado livre. Dessa forma, os produtores assumem o compromisso de fornecimento da energia no chamado centro de gravidade, responsabilizando-se pelos prejuízos entre o local de geração e o seu centro de gravidade, e por sua vez, os consumidores interagem neste sistema em seu centro de gravidade, arcando com o dispêndio entre seu centro de gravidade e local de consumo. O sistema como um todo, garante a continuidade e a qualidade da oferta do produto (ABRACEEL, 2021).

Caso os valores estipulados em contratos entre o produzido, contrato ou consumido variem, para mais ou para menos, resultará em diferenças que serão liquidadas pelo Preço

de Liquidação de Diferenças (PLD), estabelecido para os quatro submercados e por modelos computacionais.

2.3.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi criada em 2004 como uma associação sem fins lucrativos e tem como principal atribuição operacionalizar o mercado de compra e venda de energia elétrica no Brasil. Cabe a esta instituição reunir os entes envolvidos na geração de serviço público, produtores independentes, autoprodutores de energia, distribuidoras, comercializadoras, importadoras e exportadoras de energia e, também, os consumidores livres e especiais.

Inclui-se em suas atribuições medir o montante de energia gerada e devidamente consumida, além da liquidação financeira nos contratos de comercialização de energia no mercado de curto prazo e realizar os leilões, mediante delegação da ANEEL; apurar infrações eventualmente cometidas pelos entes, assim como estudar as penalidades cabíveis; discutir aprimoramento nos processos de compra e venda de energia; manter registro dos dados de energia gerada e consumida; dentre outras.

Os entes participantes do Sistema Elétrico Brasileiro - SEB - segundo classificações definidas pela CCEE, estão divididos nas seguintes categorias:

1. Geração: os entes que compõem esta categoria têm a prerrogativa de negociar a venda de energia nos ambientes regulado e livre. Este grupo também possui livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Fazem parte deste segmento os seguintes participantes:
    a. Concessionárias de Serviço Público: titulares, outorgados pelo Poder Concedente competente, para atividade de exploração do conjunto de ativos de energia elétrica com destinação de serviço público;
    b. Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIE): mediante autorização, concessão ou permissão do Poder Concedente, esses entes, que podem compor consórcios ou atuarem de forma individual, geram energia com finalidade a comercialização, por conta e risco próprios;
    c. Autoprodutores: grupo constituído por entes que, mediante autorização, concessão ou permissão podem produzir energia elétrica destinada ao seu uso próprio, e que, autorizado pela ANEEL, podem comercializar a produção excedente, caso ocorra.
2. Transmissão: a este grupo cabe a gestão das redes de transmissão de energia elétrica, que pode ser utilizada por outro ente mediante pagamento de tarifas, que

pode ser pelo uso do sistema de transmissão (a Tarifa de Utilização de Serviços de Transmissão, chamada TUST), ou do sistema de distribuição (conhecida como Tarifa de Utilização de Serviços de Distribuição, TUSD).

3. Distribuição: tarifas e condições de fornecimento estabelecidos pela ANEEL, que regula o exercício de distribuição e venda de energia aos clientes a ela vinculados, conhecidos como consumidores cativos.
4. Comercializadores: são entes que podem ser importadores, quando importam energia para suprir demanda interna; exportadores, que exportam energia à consumidores vizinhos; ou comercializadores de energia elétrica, que podem, através de acordo bilaterais, realizar a compra de energia no ambiente livre e comercializá-la aos consumidores livres e também as distribuidoras nos leilões no chamado ambiente cativo.
5. Consumidores Livres: ao atenderem os critérios definidos em legislação vigentes, obtêm a prerrogativa para escolherem seu fornecedor de energia elétrica, através de livre negociação. Esses entes, para fazerem parte do mercado livre de energia, devem ser representados ou ingressarem como agentes na CCEE, para que esta realize a contabilização e liquidação dos respectivos contratos no mercado de curto prazo. Os consumidores livres precisam estar contratados em sua totalidade, com um ou mais fornecedores de energia. O requisito estipulado para que o consumidor seja enquadrado na categoria de livre é demanda mínima de 1,5 MW (Megawatt), definidos a partir de janeiro de 2021. Este grupo pode adquirir energia oriunda de fontes incentivadas, como a energia solar, eólica e de biomassa, ou não.
6. Consumidores especiais: grupo que consome entre 0,5 MW e 1,5 MW, o que lhes dá o direito de adquirir energia de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs, ou de matriz incentivadas especiais, como por exemplo a solar, a eólica e a biomassa; isto é, podem adquirir somente energia especial (CCEE, 2020a; 2021b; 2021c).

Há duas maneiras de participar da CCEE: a primeira é a obrigatória e, a outra, por comunhão, dependendo de condições estipuladas pela Convenção de Comercialização. No caso de empresas consumidoras de energia, a participação é compulsória, ou seja, obrigatória, devendo-se enquadrar como Consumidor Livre ou Consumidor Especial (CCEE, 2020b).

A outra maneira de participar é por Comunhão, na qual as empresas que ainda não desempenham consumo necessário de no mínimo 0,5 MW para operarem sozinhas no Ambiente de Contratação Livre podem reunir comunhão com outras empresas consumidoras. Neste grupo existem duas classes: de fato ou de direito.

Por de fato, entende-se unidades consumidoras que estão em posições geográficas próximas, sem ruas fazendo a separação entre elas. Por de direito, são unidades

consumidoras formadas pela mesma pessoa jurídica e que estão no mesmo submercado, ainda que não estejam em regiões próximas. Há a ressalva de cada uma dessas unidades deve ser do grupo de consumidores especiais e ter um Montante de Uso do Sistema de Distribuição – MUSD de no mínimo 0,03 MW (CCEE, 2021d).

Segundo a ABRACEEL os requisitos para fazer parte do mercado livre são:

1. Medição específica: São os investimentos na estrutura para adaptar os medidores no padrão da CCEE. Outro sistema que deve ser implantado é o da telemetria para permitir a aquisição remota dos dados de medição pela Câmara;
2. Previsão do consumo e riscos associados: o consumidor no mercado livre deve ser capaz de presumir seu consumo de energia para realizar uma compra deste insumo dentro de suas necessidades, uma vez que uma compra a menor deixa o consumidor suscetível a preços de curto prazo. E, por outro lado, excessos na compra podem ser comercializados no mercado;
3. Aporte de garantias: o consumidor do mercado livre precisa fazer um aporte de garantias financeiro na CCEE;
4. Participação na CCEE: Todos os clientes do mercado livre devem ser agente ou ser representado na Câmara (ABRACEEL, 2019).

2.3.3 Leilões

Os leilões de energia são organizados pela CCEE, com delegação da ANEEL. Assim os entes envolvidos, como as autorizadas, as permissionárias e as concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), podem suprir o atendimento ao montante do Mercado Regulado (ACR).

Dessa forma, para atender ao Princípio da Modicidade Tarifária, foram instituídos os leilões de energia, que são mecanismos de compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado. Esta modalidade tornou-se uma das principais formas de comercialização de energia no Brasil.

Os leilões destacam-se no ACR, nos quais as partes interessadas, compradores e vendedores de energia, formalizam, por meio de contratos registrados, seus interesses comerciais. Tais contratos são regidos por regulação própria, que especifica o preço do insumo, o submercado de registro do contrato e a vigência de suprimento. Sendo que estes pontos não são facultativos à alteração por nenhuma das partes (CCEE, 2020d).

2.4 Fundamentos de engenharia econômica

Nesta parte serão apresentados os principais tópicos para uma análise de viabilidade econômica que permeiam investimentos e respondem questões relativas a estes. As organizações buscam otimizar seus recursos financeiros de diversas formas. Investir em ativos que promovam a redução de despesas é uma estratégia bastante utilizada. No entanto, é necessária uma análise detalhada dos dados inerentes a estes investimentos, dentro de uma perspectiva técnica, econômico e financeira, para verificar a viabilidade do projeto e, então, decidir se ele é interessante para empresa ou não.

Para Tagliaferro (2019), os indicadores de análise de viabilidade de investimentos mais utilizados são: o *payback*, o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR), dentre outros, como a taxa mínima de atratividade (TMA).

2.4.1 Payback

Dentre os indicadores mais relevantes, encontra-se o *payback*, que representa o tempo de retorno do investimento, ou seja, o período de tempo em que o resultado obtido com o projeto é capaz de atingir o valor inicial investido e passa então a gerar receitas para a empresa (GITMAN, 2012).

Segundo Mota (2011, p.45) "...o *payback* é o período que um projeto leva para recuperar o capital inicialmente investido". O autor ainda complementa: "em geral, quanto menor o *payback* melhor o investimento. É prática corrente na análise de investimentos fixar-se um período de recuperação máximo aceitável. Este período é estabelecido pelo investidor" (MOTA, 2011, p. 45).

O período de tempo escolhido como referência nas análises desenvolvidas neste estudo é o tempo de vida útil dos equipamentos citados.

Existem dois tipos de *payback*, o simples e do descontado. De acordo com Spinato (2016), o *payback* simples não considera a correção financeira do dinheiro com o passar do tempo.

Já o *payback* descontado considera a capitalização composta, ou seja, a aplicação de "juros sobre juros" sobre o valor do dinheiro com a passagem do tempo. Assim, quanto maior o período e maior a taxa utilizada para o desconto, maior será a diferença entre eles (SPINATO, 2016). O *payback* descontado é dado pela Equação 3:

$$Payback\ Descontado = \sum_{t=1}^{n} \left[\frac{Bt - Ct}{1 + i^t}\right] \leq I_0 \qquad (3)$$

Equação 3 - *Payback* Descontado
Fonte: Mota (2011)

Onde:

n = é a variável tempo, que indica o número de períodos (dias, quinzenas, meses, anos, etc);

t (1; n) = período abrangido pelo projeto;

B = benefícios (Reais);

C = custos relevantes, excluindo os custos iniciais (Reais);

i = taxa de desconto (TMA);

I = investimento inicial (Reais).

O *payback* descontado será adotado nas análises de viabilidade econômica deste estudo pois este reflete maior veracidade nos dados à medida que utiliza de uma taxa de juros para atualizar o valor do investimento ao longo do tempo.

2.4.2 Valor Presente Líquido (VPL)

Nas palavras de Assaf (2009) o método do Valor Presente Líquido para análise dos fluxos de caixa é obtido pela diferença entre o valor presente dos benefícios previstos de caixa e o valor presente do fluxo de caixa inicial (valor de investimento).

Sob a ótica do investidor, este método compara o valor do investimento inicial e o valor do retorno financeiro esperado. O VPL é modelado matematicamente pela Equação 4:

$$VPL = \left[\frac{FC1}{(1+i)^1} + \frac{FC2}{(1+i)^2} + \frac{FC3}{(1+i)^3} + \cdots \frac{FCn}{(1+i)^n}\right] - FC0 \qquad (4)$$

Equação 4 - Valor Presente Líquido
Fonte: Assaf (2009)

Os termos representam:

VPL = valor presente líquido (reais);

FC = fluxo de caixa (reais);

FC0 = investimento inicial (reais);

i = TMA ou taxa de juros;

n = tempo (dias, quinzenas, meses, anos, etc.).

Na análise do VPL, o importante é seguir o seguinte critério:

VPL < 0, Investimento inviável

VPL = 0, Investimento indiferente

VPL > 0, Investimento viável

Nesta perspectiva, observa-se que VPL menor que zero indica um investimento não vantajoso, pois o retorno não cobrirá o capital aplicado junto ao retorno mínimo esperado. Na situação onde o VPL é igual a zero, o investimento apresenta-se em equilíbrio, onde o retorno será capaz de satisfazer o capital aplicado e o retorno mínimo esperado. Quando o VPL é maior que zero é considerado viável, pois, compreende-se que o retorno será capaz de atender além do capital aplicado e a taxa mínima de retorno esperado, sendo a opção mais interessante para o investidor.

2.4.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A taxa interna de retorno é a taxa de juros, ou seja, o desconto, que equipara, em um ponto específico do tempo, o valor presente das entradas (recebimentos) com o das saídas (pagamentos) presumidas de caixa (ASSAF, 2009).

Assim, a Equação 5 que demonstra a taxa interna de retorno é:

$$FC0 = \frac{FC1}{(1+i)^1} + \frac{FC2}{(1+i)^2} + \frac{FC3}{(1+i)^3} + \cdots \frac{FCn}{(1+i)^n} \quad (5)$$

Equação - 5: Taxa Interna de Retorno
Fonte: Assaf (2009)

Onde:

FC0 = valor inicial do fluxo de caixa no momento inicial do investimento (Reais);

FCj = fluxo de caixa presumido de entradas e saídas em cada ponto de tempo (Reais);

i = taxa de desconto que representa a taxa interna de retorno.

2.4.4 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

Ao realizar um investimento deve-se levar em consideração o fato de estar perdendo a oportunidade de aplicar seus recursos em outro investimento mais vantajoso financeiramente (CASAROTTO; KOPITTKE, 2010).

Mesmo que as instituições públicas não objetivam lucros em suas operações financeiras, faz-se necessário estipular um índice de comparação de investimentos nas análises econômicas para compreender a vantagem destas operações.

Neste estudo a TMA utilizada será correspondente a do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – Selic estimada para 2022 em 11,75% a.a. (BANCO CENTRAL DO BRASIL - BACEN, 2022).

O próximo capítulo abordará os métodos utilizados para a execução das estimativas a que se refere a cada cenário analisado.

CAPÍTULO 3

METODOLOGIA

Este capítulo visa abordar a metodologia utilizada no estudo. Os procedimentos desenvolvidos se iniciam com estudos bibliográficos, passam pelo levantamento das informações inerentes à estrutura energética da instituição objeto de estudo, e dos registros dos dados dos históricos, e culminam na análise de viabilidade econômica utilizando as informações tabuladas.

Os dados advindos da análise das faturas de energia foram organizados e calculados em planilhas. Também foram realizadas pesquisas de mercado para levantamento do investimento necessário para cada cenário, o que possibilitou o estudo de viabilidade para cada solução proposta.

Para cada cenário apresentado, foi feito a relação do custo atual na conta de energia referente ao componente da fatura analisado e estimada uma nova situação com a proposta de mitigação desta fonte de despesa. De posse da comparação dos dados, foram estabelecidos indicadores relacionados à análise de viabilidade econômica para os cenários determinados neste estudo.

3.1 Caracterização do objeto de estudo e cenário atual

O objeto deste estudo consiste em um dos Campi de uma Instituição Federal de Ensino Superior que no ano de 2020 contava com aproximadamente 3.400 alunos, dentre graduação e pós-graduação e cerca de 440 servidores dentre técnicos e professores, além de quase 140 prestadores de serviços e terceirizados. Atualmente, a instituição está cadastrada no Grupo Consumidor A4 (Grupo A4), conforme a classificação regulada pela Resolução nº 1.000/2021 da ANEEL. O enquadramento tarifário é a modalidade verde.

No ano de 2020, a instituição contava com uma demanda contratada junto à concessionária de energia elétrica de 300 kW. A rede elétrica do referido campus é composta por 11 transformadores de média para baixa tensão. A rede interna de distribuição do campus opera em uma tensão de 13,8 kV e esta é rebaixada por meio destes transformadores para 380 V trifásico. A medição por parte da Concessionária é realizada remotamente em ponto único, na entrada da rede de média tensão do campus.

Para a realização das análises para acompanhamento da evolução da tendência de consumo foi utilizado o histórico de energia elétrica de um intervalo de cinco anos, compreendidos entre maio de 2015 e abril de 2020.

Já para as abordagens que necessitam de análise de viabilidade econômica, foi utilizado um período de 12 meses, entre abril de 2019 e março de 2020. As análises de viabilidade econômica requerem um intervalo de tempo menor para sua verificação, pois este período menor representa os fatos com maior fidedignidade para uma tomada de decisão por estarem mais atualizados.

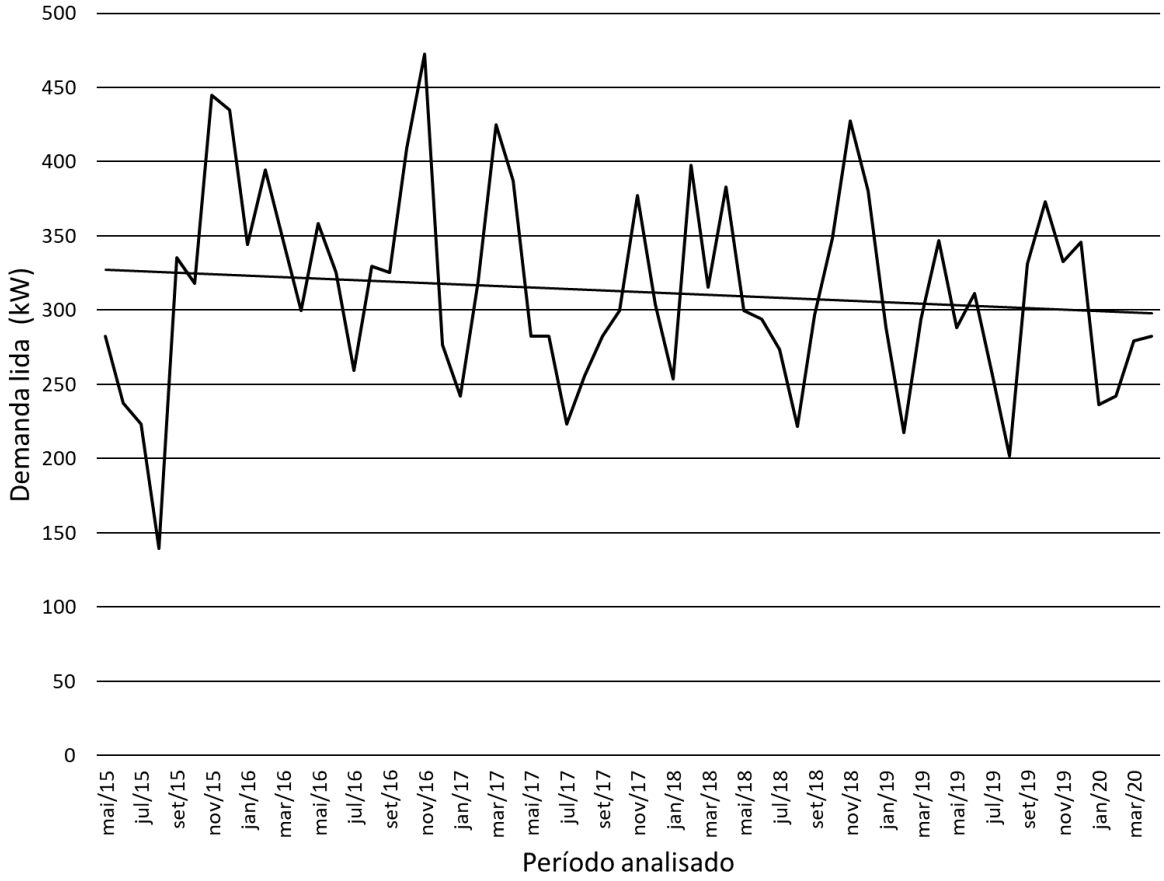
Salienta-se que as análises levam em consideração até o mês de março de 2020 porque este foi o último mês que a instituição apresentou consumo regular de energia elétrica. Após este mês o consumo de energia tornou-se atípico devido a suspensão das atividades face à pandemia de COVID-19.

Os dados foram organizados e a partir desta coleção foi possível desenvolver estudos que amparam os resultados deste trabalho. Em determinados cenários utilizou-se de pesquisa de mercado para levantamento de informações, como por exemplo, o site de compras e licitações do governo federal.

Uma das informações importantes, analisada mediante o histórico de consumo, é a curva de demanda em função do tempo bem como sua tendência. Notam-se picos de demanda acima de 450 kW.

A Figura 3 mostra a relação de demanda lida no intervalo entre março de 2015 e março de 2020 mensalmente.

Figura 3 - Demanda lida na modalidade tarifária verde

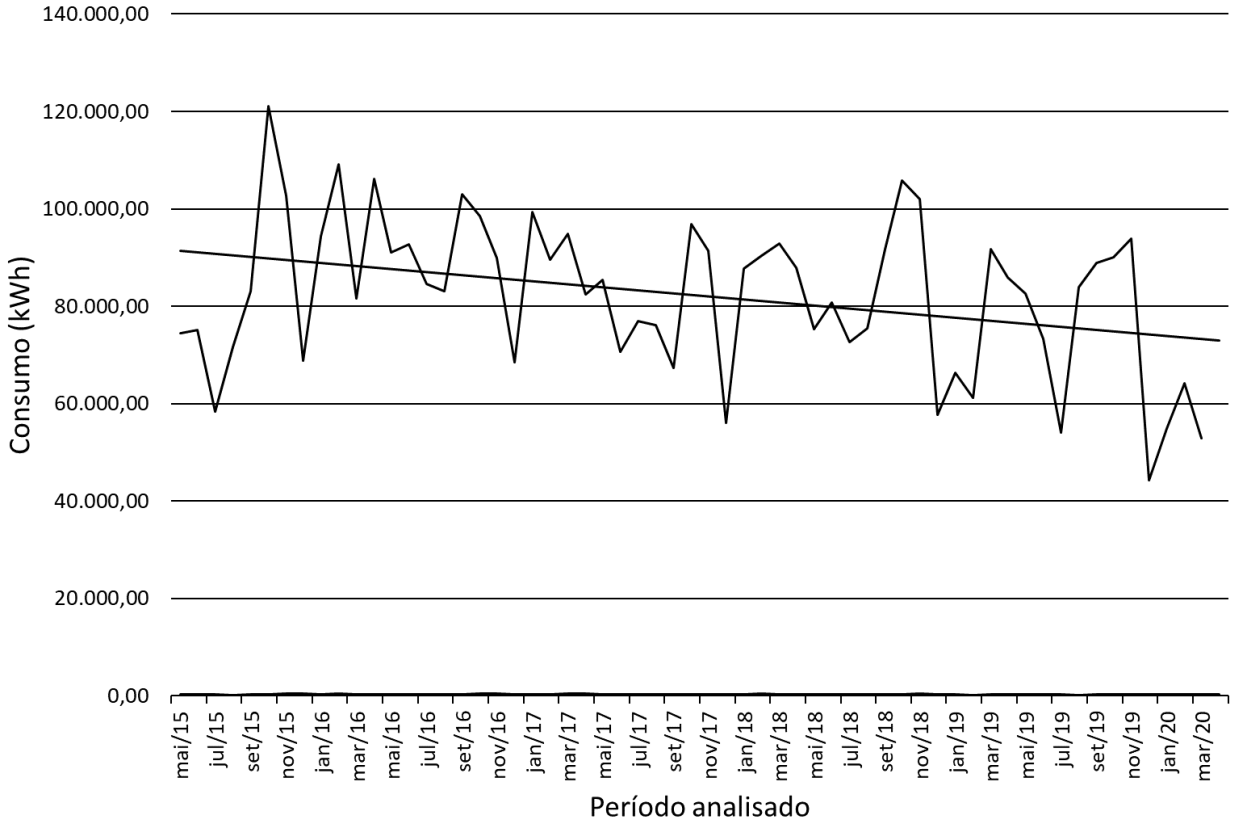


Fonte: Elaboração própria

Por meio de análise da Figura 3 pode-se perceber que a demanda apresenta variações ao longo do tempo, contudo há uma tendência de queda na demanda lida, o que pode ser explicado por meio de políticas de promoção de eficiência energética, como uso de equipamentos mais eficientes e conscientização no uso da energia por meio da comunidade acadêmica.

Na Figura 4 avalia-se a relação do consumo total lido em função do tempo. Este parâmetro também apresenta oscilações no intervalo de tempo entre março de 2015 e março de 2020, apresentando pico de consumo acima de 120.000 kWh.

Figura 4 - Consumo total lido

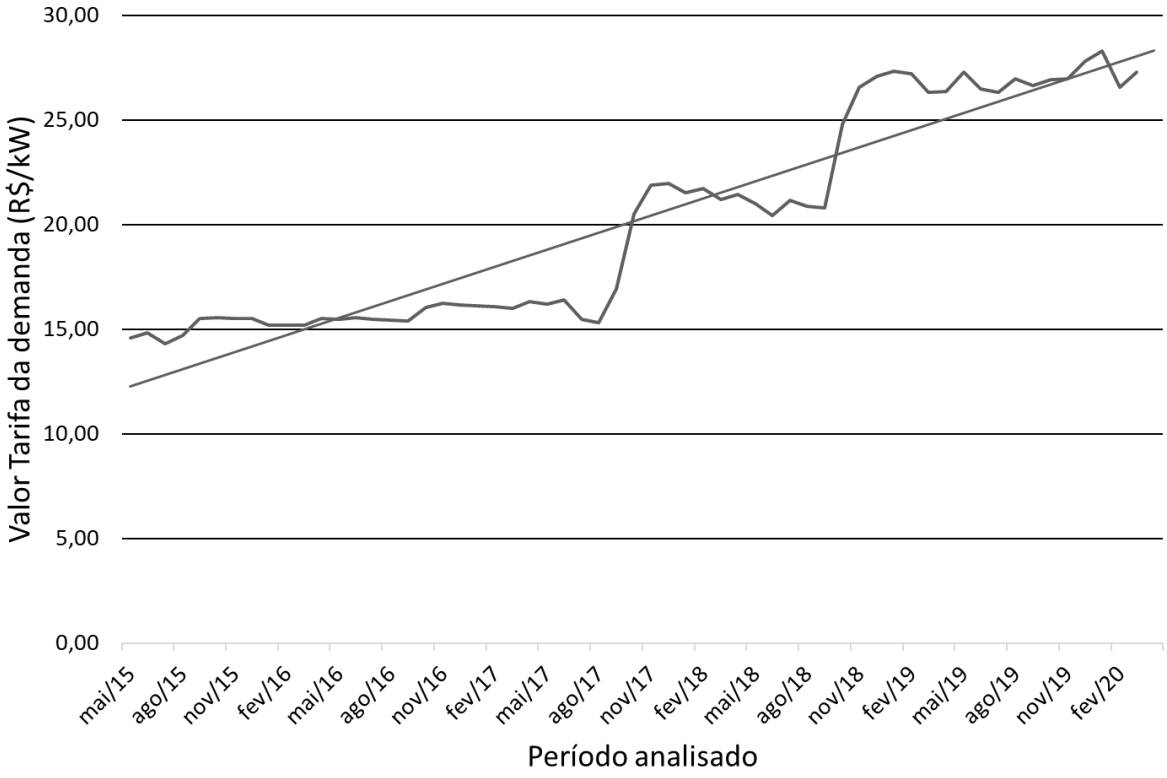


Fonte: Elaboração própria

Na Figura 4 nota-se que assim como a demanda lida, o consumo encontra-se em tendência de queda. A linha de tendência do consumo total lido acompanha a linha de declínio ao longo do tempo observado na figura citada.

Por outro lado, a tarifa da demanda tende a ter seu valor aumentado ao longo do tempo, entre março de 2015 e março de 2020 conforme mostra a Figura 5.

Figura 5 - Tarifa sobre a demanda

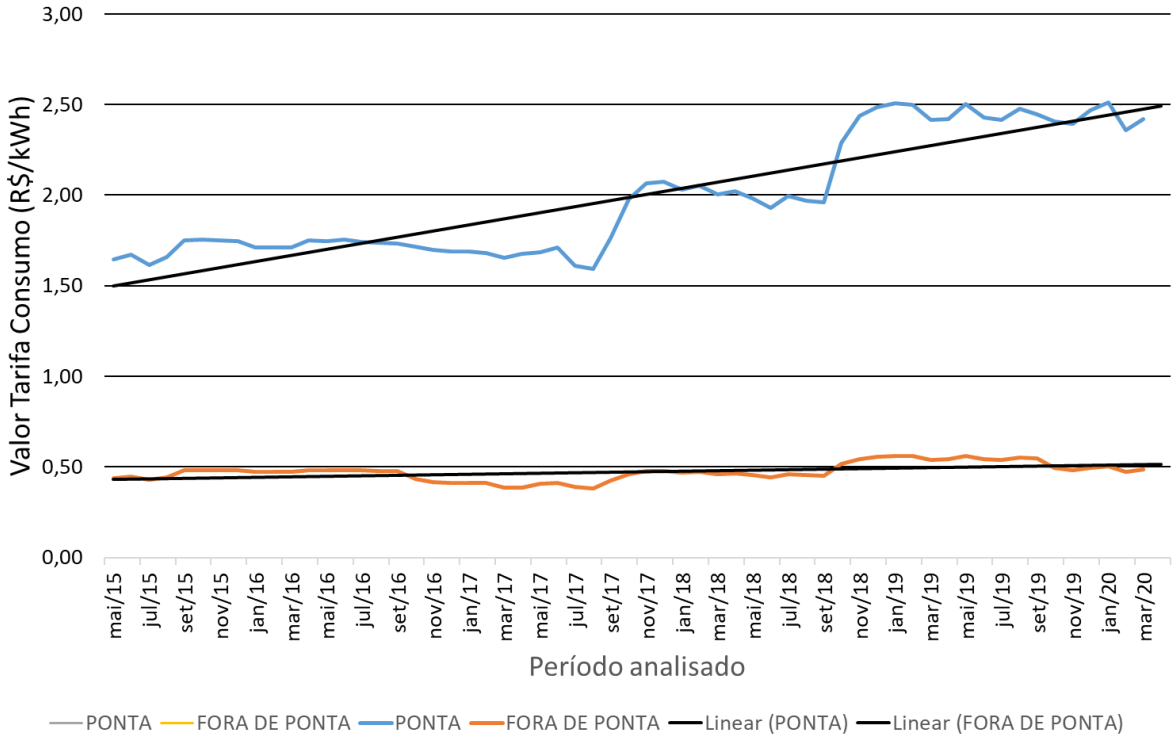


Fonte: Elaboração própria

Na figura anterior, observa-se que o valor da tarifa em reais aplicado sobre a demanda sofre um aumento significativo ao longo do intervalo de tempo analisado. Isso implica proporcionalmente no valor total da fatura de energia, uma vez que a demanda contratada é fixa e seu valor é pago integralmente.

Já a Figura 6 mostra a evolução da tarifa sobre o consumo efetivo ao longo do tempo, entre março de 2015 e março de 2020.

Figura 6 - Tarifa sobre o consumo nos horários de ponta e fora de ponta

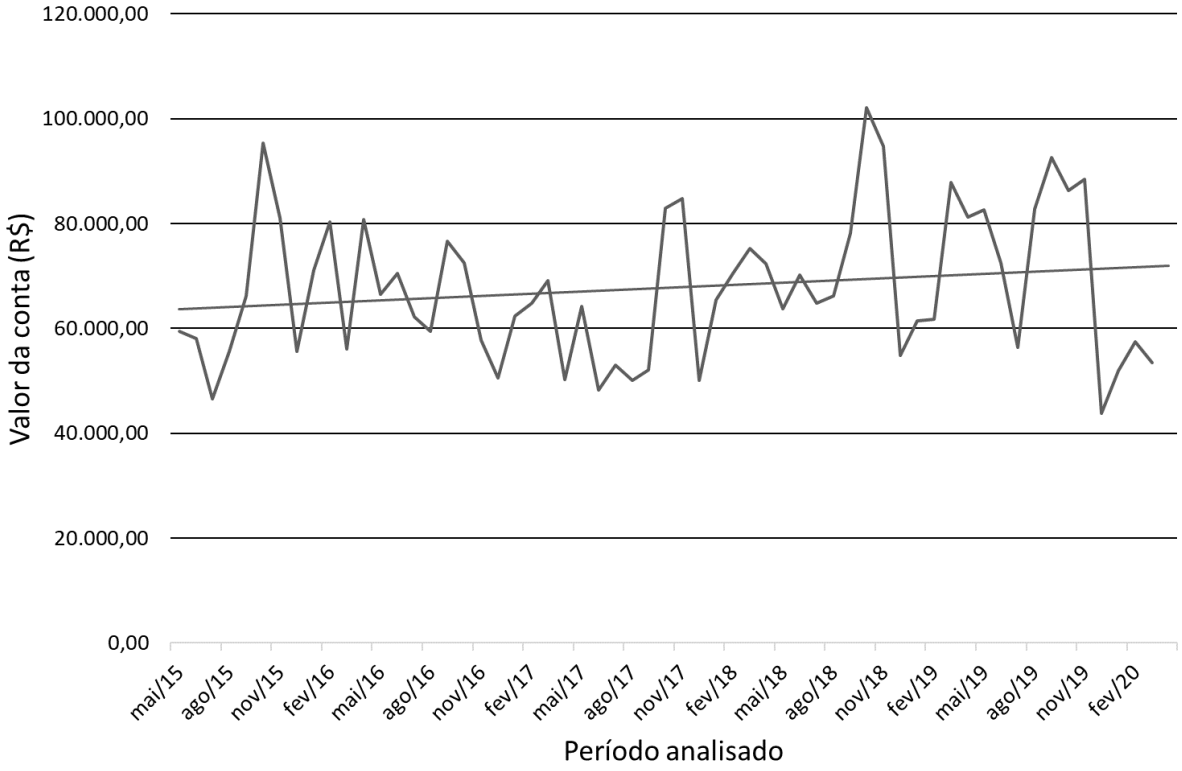


Fonte: Elaboração própria

Pela figura acima constata-se que o valor da tarifa sobre o consumo no horário de ponta, apesar de algumas variações verificadas dentro de um mesmo ano, tem uma tendência significativa de alta nas tarifações.

Diante deste cenário, o valor total gasto no Campus I da Instituição está representado pela Figura 7.

Figura 7 - Valor total da conta



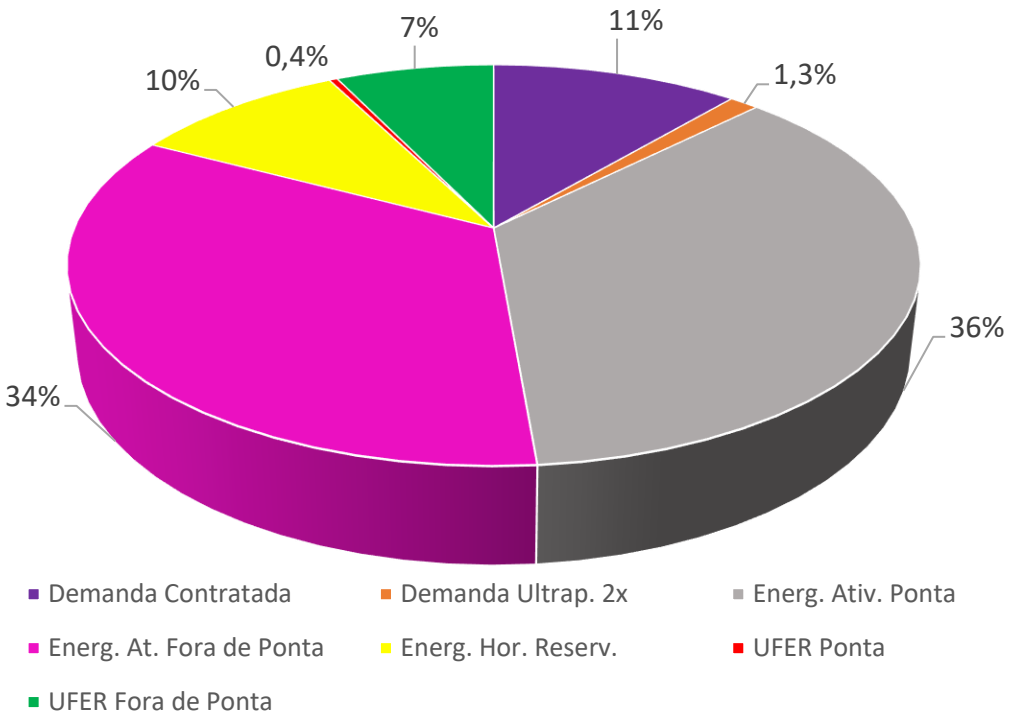
Fonte: Elaboração própria

A linha de tendência apresentada na Figura 7 demonstra que o valor total da fatura de energia no histórico abordado sofreu uma elevação de valor. Apesar de dados anteriores apresentarem uma queda no consumo ao longo do tempo, é observado a tendência de aumento nos valores totais das faturas, o que pode ser explicado pela elevação da tarifa do consumo no horário de ponta.

Ao analisar as principais variáveis que formam a tarifa de energia, têm-se: demanda contratada, demanda ultrapassagem vezes 2 (sobre o excedente), energia ativa no horário de ponta, energia ativa no horário fora de ponta, energia ativa horário reservado, unidade de faturamento de energia reativa - UFER ponta e UFER fora de ponta.

A Figura 8 evidencia a participação dessas variáveis na composição da fatura de energia.

Figura 8 - Composição, em percentual, da soma das contas de energia dos últimos doze meses



Fonte: Elaboração própria

Por meio da Figura 8 percebe-se grande contribuição da energia ativa horário de ponta na composição da fatura, com uma parcela de 36%, representando o maior percentual. Ressalta-se que este horário configura um intervalo de 3 horas consecutivas no consumo de energia da Instituição por dia, das 18:00 horas às 21:00 horas.

Visando mitigar as despesas citadas acima, a seguir serão apresentados os cenários identificados como possíveis fontes para redução no valor da fatura.

3.2 Cenários propostos

Para a realização das análises visando atingir os objetivos apresentados, o estudo será dividido em duas partes.

A primeira parte apresenta cenários com custo zero, referindo-se à avaliação de possibilidades que não incidem nenhum tipo de desembolso por parte da instituição. Dentro desta abordagem encontram-se as seguintes propostas: o ajuste na demanda contratada e a análise da melhor modalidade tarifária para o objeto do estudo.

A segunda parte abordará alternativas que requerem investimentos por parte da instituição. As propostas apresentadas para esta abordagem são: correção do fator de potência, instalação de gerador de energia à diesel para utilização no horário de ponta, uso da energia solar, migração para o mercado livre de energia.

3.2.1 Cenários que apresentam custo zero

Estes cenários requerem apenas atos administrativos, não sendo preciso intervenção técnica. O primeiro cenário analisado está voltado ao ajuste de demanda. A demanda contratada consiste em um valor fixo de potência ativa contratado junto às companhias elétricas que devem ser pagas em sua totalidade. Quando a empresa não utiliza a totalidade do valor contratado da demanda, paga-se por algo que não consumiu e, inversamente, quando a organização excede o valor estipulado, paga-se uma multa onerosa. Logo, percebe-se a necessidade do ajustamento neste parâmetro para garantir que se gaste o mínimo possível com demanda e excedente de demanda.

A análise da modalidade tarifária é o segundo cenário estudado dentro do cenário custo zero. De acordo com o enquadramento tarifário brasileiro, a instituição estudada encontra-se classificada como Grupo A4 modalidade verde. Entretanto, é necessário estudar a possibilidade de migração para a modalidade azul, fazendo jus a necessidade de estudos e análises para identificar a mais vantajosa dentre as alternativas possíveis.

3.2.1.1 Ajuste na demanda

Por demanda entende-se a potência exigida por determinada organização para atender a plena utilização de sua necessidade energética. Já a demanda contratada corresponde a quantidade de potência que a empresa adquire através de contrato com a companhia de eletricidade fornecedora de energia de seu submercado para satisfazer a máxima utilização de sua estrutura.

Um conceito de demanda contratada descrito na Resolução Normativa Aneel nº 1.000 diz que “demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora no ponto de conexão, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, em kW” (ANEEL, 2021).

Após firmado o contrato para o fornecimento da demanda contratada, a companhia de eletricidade assume a responsabilidade de proporcionar à empresa contratante a quantidade

estipulada de energia. Este valor é cobrado todos os meses, a contratante utilizando a potência contratada ou não.

Também pode ocorrer que a instituição utilize demanda além dos limites contratados, exigindo do sistema elétrico uma potência maior, o que por sua vez, gera cobrança pelo excedente de demanda contratada.

Esta exigência acontece a partir da utilização de 5% a mais da demanda contratada. Neste caso, a companhia elétrica recolhe da contratante uma parcela a mais pela sobrecarga do sistema, que é denominado na fatura de energia da instituição pesquisada como “demanda ultrapassagem 2x”, que consiste na aplicação, à parte, do valor da tarifa da demanda contratada multiplicada por dois no excedente.

Quando assistida repetidamente em faturas de meses diferentes, essa cobrança onera com relevância o valor das contas de energia, deixando o serviço mais caro. Uma possível solução para as situações onde a empresa utiliza valores inferiores ou superiores à demanda ótima é realizar o ajuste da demanda contratada.

O ajuste na demanda contratada representa um ponto ótimo que seja capaz de atender a demanda de energia para funcionamento das atividades e que, simultaneamente, diminua ou até mesmo anule a necessidade de utilização da demanda de ultrapassagem. (ELETROBRAS, 2001).

Pelas análises efetuadas nos registros das faturas de energia do intervalo de cinco anos pesquisados da instituição, observou-se uma significativa repetição no padrão de pagamento da chamada “demanda de ultrapassagem 2x”. Este período de tempo de cinco anos foi necessário para compreender a tendência de consumo e a demanda lida da instituição e a evolução das tarifas no mercado.

Entretanto, conforme já mencionado, para o estudo de viabilidade econômica, deve-se levar em conta um intervalo mais curto compreendido entre abril de 2019 e março de 2020. Este período é mais adequado do que cinco anos para realização das análises de viabilidade econômica, tendo em vista que este estudo requer um histórico de curto prazo. Neste ciclo foi registrado o pagamento de demanda de ultrapassagem em cinco meses, conforme apresentado abaixo na Tabela 5 (valores maiores que 300 kW da referida tabela).

A Tabela 5 demonstra a demanda faturada ao longo do período abordado.

Tabela 5 - Demanda faturada entre abril/2019 e março/2020

Mês e ano	**Demanda faturada (kW)**
Abril/19	347,04
Maio/19	300,00
Junho/19	311,04
Julho/19	300,00
Agosto/19	300,00
Setembro/19	331,20
Outubro/19	372,96
Novembro/19	332,64
Dezembro/19	345,60
Janeiro/20	300,00
Fevereiro/20	300,00
Março/20	300,00

Fonte: Elaboração própria

Os valores acima de 300 kW observados, como nos meses de abril/2019, onde registrou-se uma demanda utilizada de 347,04 kW, em setembro/2019, outubro/2019, novembro/2019 e dezembro/2019, com registros de 331,2 kW, 372,96 kW, 332,64 kW e 345,6 respectivamente, impactam significativamente os valores faturados com demanda.

O ajuste de demanda é uma maneira de minimizar os valores dispendidos com as contas de energia elétrica que não exige a aplicação de recursos financeiros por parte da instituição, bastando encontrar o ponto ótimo para demanda contratada.

Ressalta-se que a variação na demanda faturada é influenciada por fatores como o clima e os períodos de aulas e de férias curriculares.

Para encontrar o ponto ótimo de demanda contratada realizaram-se cálculos para chegar ao valor total deste critério para diferentes alternativas de demanda. Com base nos históricos de fatura e utilizando um *software*, a demanda contratada estimada é multiplicada pelo valor da tarifa da demanda. Em seguida, para as demandas lidas que ultrapassam o limite de 5% de 300 kW (15 kW) é aplicada a tarifa de demanda de ultrapassagem.

3.2.1.2 Verificação da tarifação mais favorável (azul ou verde)

Por meio da literatura estudada, pode-se observar a possibilidade de a instituição aderir a dois grupos de modalidades tarifárias dentro do seu enquadramento de classe de consumo A4: as modalidades verde e azul.

A diferença mais relevante entre elas é que enquanto na modalidade tarifária verde o valor da demanda é único para os postos tarifários ponta e fora de ponta, existem variações na Tarifa Uso do Sistema de Distribuição - TUSD referente ao consumo na ponta e fora de ponta.

Já na modalidade tarifária azul tem-se valores diferentes para a demanda na ponta e fora de ponta, e o consumo (TUSD) apresenta valores iguais nos postos tarifários ponta e fora de ponta. Em ambas as modalidades o valor da Tarifa de Energia - TE é o mesmo.

No período referente ao estudo das faturas de energia elétrica há variações do valor das tarifas (entre abril de 2019 e março de 2020), dentro da modalidade tarifária verde, Grupo A4.

Em abril de 2020, a demanda contratada de 300 kW tinha uma tarifa de R$ 27,272520 por kW. Isso resulta em um montante de total fixo de R$ 8.181,75 cobrado mensalmente na conta de energia elétrica. A energia ativa na ponta possui a tarifa de R$ 2,420120 por kWh e fora de ponta apresenta um valor de R$ 0,486530 por kWh, ambas cobradas por mês.

Observa-se uma diferença significativa entre os valores das tarifas na ponta e fora de ponta de aproximadamente 5 vezes maior na ponta.

Nos dias atuais, a instituição é optante pela modalidade tarifária verde, podendo requerer a migração para a modalidade azul. No entanto, esta opção deve ser analisada para avaliar se realmente serão obtidas vantagens com a mudança.

3.2.2 Cenários que necessitam investimentos

As técnicas para redução dos custos descritos a seguir dependem de investimentos realizados por parte da instituição para serem desenvolvidos e, por isso, estão dispostos separadamente nesta seção. Estas possibilidades podem representar significativo valor empenhado, necessitando de avaliação econômica para atestar a viabilidade do investimento.

O primeiro cenário citado dentro deste subitem é a correção do Fator de Potência, estudo necessário para indicar uma possível correção na energia reativa consumida pela unidade. Para isso, é necessário que o Fator de Potência fique acima do limite de 0,92 estabelecido pela concessionária.

O segundo cenário identificado refere-se à geração de energia nos horários de ponta por meio de gerador à diesel. O intuito é comparar o retorno deste investimento com o custo da energia consumida diretamente da distribuidora.

O terceiro cenário abordado diz respeito a geração de energia solar, dimensionando um sistema fotovoltaico para estimar a geração de energia que poderá ser abatida do valor total da fatura de energia.

Já o quarto cenário analisado ocupa-se dos estudos para aquisição de energia elétrica no Mercado Livre de Energia. Este cenário leva em consideração os investimentos necessários na estrutura de medição de energia por parte da instituição, contratação de empresa especialista para operar no mercado de energia, taxa para tornar-se membro da CCEE e a compra de energia.

3.2.2.1 Correção do fator de potência

Segundo a UNIFESP (2018, p.2) energia ativa é a “Quantidade de potência elétrica ativa consumida em um intervalo de tempo, expresso em quilowatt-hora (kWh)”.

Já a utilização da energia reativa é abordada pela UNIFESP (2018, p. 2) como “... necessária para magnetizar motores e geradores e carregar campos elétricos e magnéticos.”

A energia ativa provoca trabalho útil enquanto a energia reativa gera os campos magnéticos necessários para o funcionamento de motores e indutores de algumas máquinas e aparelhos.

Ainda, nas palavras de UNIFESP (2018, p. 1), Fator de Potência “... corresponde ao cosseno do ângulo entre a potência ativa que efetivamente realiza trabalho em kW e a potência total consumida em kVA.”

O fator de potência é o resultado da relação entre a potência ativa e a potência aparente. O desejado é que este valor do fator de potência se aproxime de um. Entretanto, um limite fixado para este parâmetro, segundo Resolução ANEEL nº 456 de 2000, é que este não seja inferior a 0,92 nos sistemas capacitivos e indutivos (ELETROBRÁS, 2011).

Nas situações onde o fator de potência fica abaixo do limite de 0,92, é cobrado o alto uso da energia reativa e da demanda reativa nas contas de energia elétrica. Essa multa é conhecida como UFER (Unidade para Faturamento de Energia Reativa Excedente).

Os consumidores pertencentes ao grupo A, modalidade verde, pagam o consumo da energia reativa nos horários de ponta e fora de ponta, além da demanda reativa. As Equações (6) e (7) expressam a composição da FER (Faturamento de Energia Reativa Excedente) e FDR (Faturamento para Demanda Reativa) para a modalidade verde:

$$FER = (TCon\ P\ \ x\ UFER\ P) + (TCons\ FP\ x\ UFER\ \ FP) \quad (6)$$

Equação 6 - Composição da FER modalidade verde
Fonte: Eletrobrás (2011)

Onde:

Fer = Faturamento de Energia Reativa (Reais);

TCons. P = Tarifa de consumo na ponta (Reais);

UFER P = Unidade de Faturamento de energia reativa Ponta (kVArh);

TCons FP = Tarifa de consumo Fora de Ponta (Reais);

UFER FP = Unidade de Faturamento de energia reativa fora de ponta (kVArh).

A Equação 7 expressa a forma de cálculo para a demanda reativa excedente e é descrita abaixo.

$$FDR = TDem\ x\ UFDR \quad (7)$$

Equação 7 - Composição da FDR modalidade verde
Fonte: Eletrobrás (2011)

Onde:

FDR = Faturamento Demanda Reativa Excedente (Reais);

TDem = Tarifa demanda reativa (Reais);

UFDR = Unidade de faturamento de demanda reativa (kVArh).

Uma possível alternativa para a redução do valor da fatura de energia é a realização da correção do fator de potência, tentando aproximar este índice ao valor unitário, devendo ficar, preferencialmente, acima de 0,92.

O estudo com a finalidade de corrigir o Fator de Potência teve como foco a análise do histórico das faturas de energia elétrica da instituição em um período de 12 meses, a contar de abril de 2019 a março de 2020, na ponta, fora de ponta e horário reservado.

Foram levantados os valores pagos com esta energia e os resultados estão apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Apuração dos valores pagos com energia reativa

Mês	Ponta (R$)	Fora de Ponta (R$)
Mar/20	974,88	12.384,00
Fev/20	1.235,16	12.744,00
Jan/20	1.246,68	13.572,00
Dez/19	505,80	13.572,00
Nov/19	633,24	12.600,00
Out/19	527,40	12.744,00
Set/19	623,52	12.744,00
Ago/19	1.029,96	14.940,00
Jul/19	426,60	15.444,00
Jun/19	473,40	11.916,00
Mai/19	213,12	13.140,00
Abr/19	342,00	10.152,00
Total	**8.231,76**	**155.952,00**
Total geral	**164.183,76**	

Fonte: Elaboração própria.

Após a realização dos registros dos valores pagos com energia reativa, apurou-se os montantes das somas por categoria ponta e fora de ponta e em seguida o montante geral equivalente aos 12 meses analisados, na ordem de R$ 164.183,76. Neste mesmo período, o valor total da conta de energia foi de R$ 883.603,06, com impostos. O pagamento de multas por mal uso da energia reativa equivale a 18,58% do total da fatura no intervalo de tempo estudado, índice considerado alto.

Para dimensionar o banco de capacitores ideal procedeu-se a pesquisa de mercado e o dimensionamento foi realizado mediante análise dos dados sobre a energia reativa.

A perspectiva econômica depende da vida útil desse equipamento. Veloso e De Camargo (2017, p.32), estimam que a vida útil de banco de capacitores seja em torno de cinco anos, logo o período apurado no *payback* descontado como prazo máximo de retorno para este investimento será este.

A Taxa de Mínima de Atratividade – TMA utilizada será a Selic estimada para 2022 em 11,75% a.a. (BACEN, 2022). O VPL e a TIR também serão apurados considerando esta TMA.

3.2.2.2 Geração de energia por meio de gerador à diesel

A instalação de um gerador de energia à diesel para funcionar nos horários de ponta foi avaliada como alternativa para a redução no valor da fatura de energia e é o segundo cenário analisado que depende de investimento inicial e estudo de viabilidade econômica.

Outra situação observada, na qual o gerador pode atuar é nos momentos de indisponibilidade de energia, permitindo a continuidade das atividades regulares do auditório, nos laboratórios, salas e atividades administrativas. Neste sentido, Mendes (2013) complementa afirmando que grupos geradores têm diversas aplicações que vão além do fornecimento de autônomo de energia em regiões isoladas, sem disponibilidade deste serviço, incluindo autoprodução com vistas a atendimento em situações de emergência, entre outras.

Dentro do contexto apresentado pela instituição, realizou-se pesquisa de mercado de uma especificação de grupo gerador que atenderia a demanda. A pesquisa apresenta como principais equipamentos:

a. Grupo gerador, 500 kW (625 kVA) em regime de emergência ou 455 kW (569 kVA) em regime de fonte principal, 380/220 V, tanque para 500 litros de combustível;
b. Transformador elevador.
c. Painel de média tensão.

Um exemplo de grupo gerador similar ao especificado é representado pela Figura 9.

Figura 9 - Gerador à diesel similar ao especificado na pesquisa

Fonte: Solaris Brasil (2021)

O valor estimado do investimento é de um milhão e quatrocentos e nove mil e trezentos e noventa e cinco reais (R$ 1.409.395,00), com impostos e instalação incluídos.

Também levou-se em consideração a aquisição de um tanque de combustível para o correto armazenamento do diesel. O valor foi levantado por meio de pesquisa no site de compras e licitações do governo federal que possibilita a análise de licitações e seus resultados. O valor do tanque foi estipulado mediante o pregão eletrônico 008/2018, da Companhia de Desenvolvimento de Rondonópolis - Coder da cidade de Rondonópolis. A partir de então, foi possível identificar o produto e seu respectivo custo e utilizá-lo na análise de viabilidade econômica.

O produto trata-se de um tanque de combustível com capacidade de 10.000 litros por um valor de R$ 11.750,00 (CODER, 2018). Com esta reserva é possível gerar energia por um período de 37 dias com o gerador funcionando de forma regular, de segunda a sexta, por 3 horas consecutivas.

3.2.2.3 Geração de energia por fonte solar

A geração de energia por fonte solar é uma opção levantada para a proposta de redução nas faturas de energia da instituição. Apesar do investimento inicial representar um alto desembolso, o fato do Brasil ter alta irradiância solar auxilia a criar um contexto que pode favorecer este cenário.

No presente estudo, foram realizados levantamentos que apontam o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, conectado à rede de energia, também chamados de *on-grid*, necessário para compensar a energia consumida na ponta e fora de ponta.

Algumas especificações devem ser consideradas como:

1. A geração deve respeitar o limite da demanda contratada;
2. Ser consumidor do mercado cativo;
3. Os créditos podem ser utilizados em até 60 meses (Lei 14.300, 2022)

O primeiro passo é definir o consumo de energia elétrica que o sistema deve suprir. Para tanto é necessário levantar o consumo em reais nos postos tarifários ponta, fora de ponta e horário reservado. No acumulado dos doze meses analisados, entre de março de 2019 a abril de 2020, os valores encontrados foram R$ 313.422,32; R$ 296.302,03; e R$ 88.906,44, respectivamente.

Após esta soma de acumulados, procedeu-se ao rateio da TE e da TUSD, ressaltando que este levou em consideração duas resoluções homologatórias da ANEEL que tratam dos valores das tarifas acima citadas. A primeira, a Resolução homologatória nº 2.470 de outubro de 2018, correspondente a outubro de 2018 a outubro 2019, que cuida das tarifas neste intervalo de tempo (ANEEL, 2018c). E a segunda, a Resolução homologatória nº 2.626 de outubro de 2019 (ANEEL, 2019), que estabelece as tarifas entre outubro de 2019 a outubro

de 2020. O rateio foi feito com base nos valores da TE e TUSD dentro dos postos tarifários ponta, fora de ponta e horário reservado. Conforme mostra a Tabela 7.

Tabela 7 - Valores da TE e TUSD

Postos Tarifários	**TE (RS)**	**TUSD (RS)**
2018 - 2019		
Ponta	449,43	1.149,80
Fora de Ponta	280,72	76,90
2019 - 2020		
Ponta	406,25	1.196,37
Fora de Ponta	239,98	82,21

Fonte: Elaboração própria

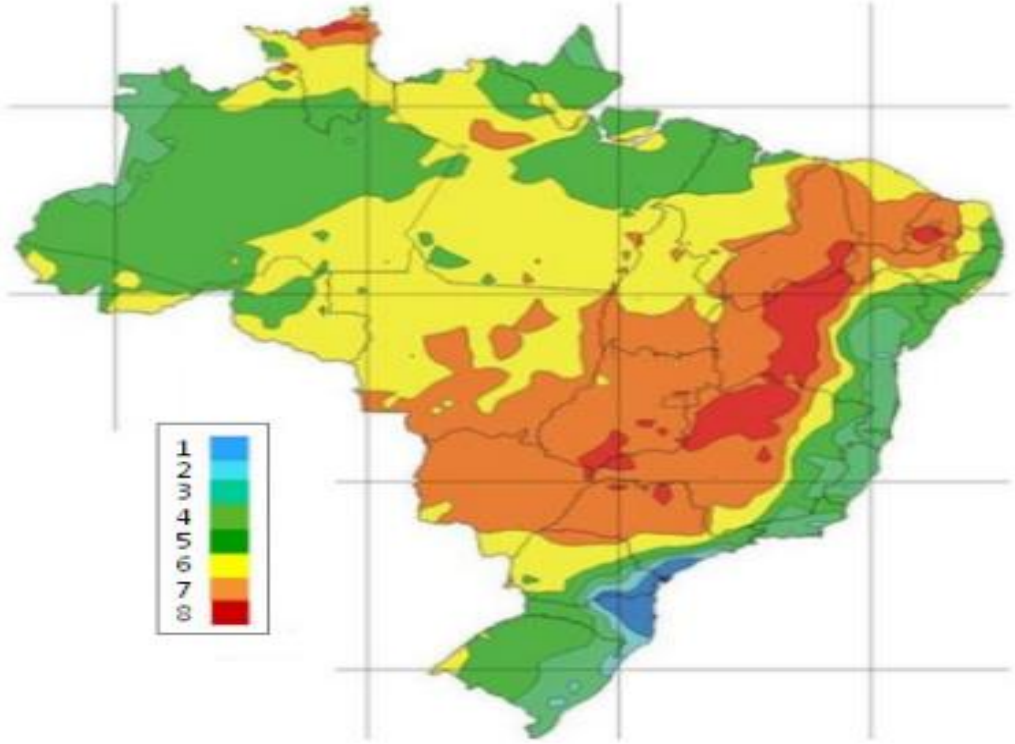
Nota-se pela tabela anterior que os valores das tarifas estão descriminados segundo tarifa e posto tarifário. Contudo, nas faturas de energia utilizadas para este estudo, não há separação nos valores das tarifas apresentados, estando TE e TUSD juntas, havendo, assim, a necessidade de rateio dos valores. O primeiro passo do rateio foi realizar a soma das tarifas (TE+TUSD) para cada um dos postos tarifários e, em seguida, dividir o valor unitário das tarifas pelo total da soma. Como trata-se de dois ciclos distintos realizou-se este procedimento para cada um deles e em seguida uma média entre os fatores encontrados.

O fator encontrado foi de 0,2672 para TE ponta e 0,7649 para a TE fora de ponta. E após a aplicação dos fatores sobre os valores do acumulado dos doze meses, foi encontrado o montante total de R$ 378.412,63 para os postos tarifários ponta, fora de ponta e horário reservado. Este valor será a base de cálculo para o dimensionamento do sistema fotovoltaico.

O próximo passo foi definir o nível de irradiância solar, que é diferente em cada região do país. O dimensionamento do sistema depende muito deste dado já que, segundo o EPE (2012, .28) “a produtividade, expressa em Wh/Wp/ano, resulta em um fator de capacidade que é parâmetro básico para análise da competitividade da geração solar fotovoltaica”. A irradiância solar no ponto onde o sistema solar será introduzido pode ser obtido pelo CRESESB – Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito - e pelo Atlas Solarimétrico. Faz-se necessário estipular a quantidade de horas de sol pleno (tempo equivalente para radiação de 1.000 W/m²) para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico (Queiroz, 2014). No estudo, optou-se por utilizar os dados fornecidos pelo programa *online* do CRESESB para determinação da quantidade de horas de sol pleno.

A Figura 10 demonstra a incidência de irradiação solar no Brasil.

Figura 10 - Incidência de Irradiação Solar do Brasil



Fonte: EPE (2012)

No estudo foi utilizada a cidade de Catalão-GO como localidade para pesquisa da irradiância solar. Tal localidade encontra-se, sob as coordenadas geográficas latitude 18,170255 Sul e longitude 47, 944708 Oeste. O *software online SunData* v 3.0 da CRESESB e o valor obtido foi de 5,33 kWh/m²/dia (CRESESB, 2021). A Figura 11 ilustra o nível de irradiância solar da região no plano horizontal.

Figura 11 - Níveis de irradiância solar na cidade de Catalão – Go

Latitude: 18,165833° S
Longitude: 47,946389° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m².dia]																
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
☑	Catalao	Catalao	GO	BRASIL	18,201° S	47,949° O	3,9	5,65	5,88	5,15	5,09	4,67	4,43	4,71	5,63	5,52	5,65	5,52	5,72	5,30	1,45
☑	Catalao	Catalao	GO	BRASIL	18,101° S	47,949° O	7,2	5,68	5,91	5,18	5,13	4,70	4,47	4,73	5,64	5,56	5,68	5,52	5,74	5,33	1,45
☑	Ouvidor	Ouvidor	GO	BRASIL	18,201° S	47,849° O	11,0	5,64	5,90	5,16	5,12	4,68	4,45	4,72	5,64	5,53	5,65	5,51	5,69	5,31	1,45

Fonte: Adaptado CRESESB (2021)

Após as determinações dos valores que serão utilizados nos cálculos, procedeu-se o desenvolvimento de cálculos para estimar o ponto ótimo que supre a necessidade de geração de energia solar da instituição e compense, simultaneamente, o aumento da demanda

contratada. Ressalta-se que a geração fotovoltaica está limitada a demanda contratada que, atualmente, é de 300 kW. Caso haja necessidade de elevar a demanda contratada para aumentar a geração de energia solar, faz-se imprescindível considerar este aumento na análise de viabilidade.

A tabela elaborada e apresentada no próximo capítulo (Discussão de Resultados) é composta dos seguintes itens:

1. Geração (potência comercial – kW): critério definido para estabelecer uma escala de desenvolvimento do dimensionamento. Neste caso optou-se por utilizar uma escala de potência comercial para os inversores de geração de energia fotovoltaica de 50 kW. Os cálculos realizam estimativas com faixas entre 0 e 1.000 kW em uma escala de 50 kW.
2. Geração Efetivo (kW/ano): geração efetiva de energia solar referente ao nível estabelecido em sua escala (de 0 a 1.000 kW, em uma escala de 50 kW). Para elaboração desta etapa multiplicou-se o kW correspondente de cada faixa da escala pelo número de horas de sol pleno da região, que é de 5,33 horas e pela quantidade de dias equivalentes a um ano, ou seja, 365 dias.
3. Créditos gerados (R$): os créditos gerados correspondem a multiplicação do resultado do valor efetivo e a tarifa de energia fora de ponta. O valor de tarifa considerado foi o do mês de setembro de 2021, que corresponde a 0,458530 centavos de reais.
4. Créditos vendido (R$): total de créditos que serão de fato utilizados para abatimento na fatura de energia até o limite da geração produzida, de acordo com a demanda contratada. No trabalho compreendeu-se a melhor relação entre demanda contratada e geração solar é na faixa de 450 kW, o que diz respeito a um limite de R$ 378.412,64.

A demanda contratada é fator limitante na geração de energia solar, como já mencionado. Caso uma organização deseje aumentar a sua capacidade de geração de energia solar, além dos investimentos em ativos geradores, é necessário que também seja aumentada a demanda contratada. Logo, a de ser avaliado o impacto financeiro causado dentro da perspectiva aumento de demanda contratada *versus* aumento de geração de energia solar, pois a demanda contratada representa um custo fixo mensal.

Dessa forma, registra-se que para o desenvolvimento dos cálculos considerou-se a demanda atual contratada de 300 kW, sendo que o valor por kW de demanda é de R$ 30,75983, o que resulta em um total de fixo mensal de R$ 9.227,95.

Também foi considerado o valor que corresponde ao aumento da demanda contratada, que atualmente é de 300 kW. Logo, dentro do intervalo analisado de 0 a 1.000 kW, a partir da

escala 350 kW foi acrescentado a demanda extra a ser contratada, que no item em questão seria de 50 kW, e assim sucessivamente.

5. Custos com aumento de demanda (R$): corresponde apenas a faixa de aumento da demanda contratada para os diferentes cenários, a partir de 300 kW. É obtido através da multiplicação da faixa a ser aumentada pela tarifa de demanda contratada.
6. Demanda excedente medida (R$): Nas análises referentes à demanda contratada, notou-se que em alguns meses havia a cobrança por excedente de demanda. Este valor também foi considerado nas faixas testadas entre 50 e 350 kW. Uma vez que acima desses patamares, no período testado entre 2019-2020, a demanda não superou 350 kW.
7. Valor final pago pela energia (R$): corresponde ao total a ser pago na fatura de energia para cada potência instalada.

Para fins de estudos sob a perspectiva econômica do projeto, o investimento em geração de energia solar foi submetido as análises de *payback* descontado, VPL e TIR. Como critério de vida do equipamento para cálculo dos critérios acima foram considerados 25 anos, conforme Tagliaferro (2019, p.37).

A TMA utilizada foi a do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – Selic, estimada para 2022 em 11,75% a.a. (BACEN, 2022).

Para valorar o investimento nos cálculos, foram realizadas pesquisas no site de compras do governo federal, buscando licitações que englobassem o processo completo de uma usina fotovoltaica, incluindo a compra dos equipamentos e os serviços de instalação.
Na sequência, calculou-se a média paga por kW adquirido por estas instituições e esta média foi utilizada na estimativa da viabilidade econômica. Os valores de manutenção foram adquiridos via pesquisa de mercado.

3.2.2.4 Aquisição de energia no mercado livre

Para deixar de ser um consumidor cativo e migrar para o Mercado Livre de Energia é preciso seguir alguns passos. A Figura 12 apresenta as etapas deste processo.

Figura 12 - Etapas do processo de migração do mercado cativo para o livre de energia

Fonte: ABRACEEL (2019)

Detalhando os passos apresentados na Figura 12, tem-se:

1. Avaliar os requisitos de demanda: demanda contratada de, no mínimo, 500 kW para se tornar especial e 2.000 kW para migrar para consumidor livre.
2. Analisar os contratos vigentes com a distribuidora: Normalmente, o contrato com a concessionária de energia tem vigência de 12 meses. Ao migrar para o mercado livre este contrato regulado precisa der rescindido com 6 meses de antecedência.
3. Realizar estudo de viabilidade econômica: a fim de comparar as previsões de gastos com energia elétrica no mercado livre e no mercado cativo.
4. Enviar carta de denúncia do contrato à distribuidora: Caso a decisão seja a migração para o mercado livre, o cliente cativo deve enviar carta à concessionária distribuidora comunicando o encerramento do contrato.
5. Comprar energia no ACL: Por meio da transação de compra de energia no ambiente livre de contratação e/ou através de contratos de compra de energia de fontes incentivadas.

6. Adequar-se ao Sistema de Medição para Faturamento – SMF: Reestruturar o sistema de medição para acompanhamento da CCEE.
7. Realizar adesão à CCEE e fazer a modelagem dos contratos: ser membro da CCEE e estabelecer os parâmetros contratuais (ABRACEEL, 2019).

O foco do estudo é a etapa 3, pois entende-se que a razão de explorar as outras etapas é comprovando que existe viabilidade econômica que atenta a esta alternativa.

A estimativa desenvolvida para aquisição de energia no mercado livre foi realizada compreendendo dos dados do período entre abril de 2019 e março de 2020.

No primeiro momento, considerou-se o consumo total em kW lido, que resultou em 907,70 MW. Em seguida, foi feita uma proporção entre a TUSD e a TE seguindo as Resoluções Homologatórias nº. 2.470 de 2018 e nº. 2.626 de 2019 (ANEEL, 2018c; ANEEL, 2019). Os valores do rateio realizado no passo anterior foram aplicados nas tarifas da ANEEL para separar o equivalente a TUSD e a TE.

A importância de segregar a TUSD e a TE se dá porque a TUSD, que é a tarifa pelo uso do sistema de distribuição, é comum aos dois ambientes de contratação, o regulado e o livre. O que muda na estimativa, em relação a estas tarifas, são os valores que correspondem a TE, que é a tarifa cobrada pela energia consumida. No mercado livre, compra-se um determinado montante antecipadamente para o consumo posterior.

A próxima etapa foi dedicada aos estudos da demanda, uma vez que, a instituição tem demanda contratada junto à concessionária de 300 kW e para entrar no mercado livre o mínimo exigido é de 500 kW. Logo, o acréscimo de 200 kW deve ser analisado dentro da avaliação econômica.

Estes dados foram organizados em forma de tabela na qual a primeira coluna aborda o período analisado. A segunda coluna diz respeito ao valor da tarifa de demanda contratada. Já na terceira coluna é o valor fixo pago atualmente pela instituição pela demanda contratada de 300 kW. Como um dos requisitos para entrar no mercado livre é uma demanda contratada mínima de 500 kW, a quarta coluna destaca o valor a ser pago para aumentar mais 200 kW na demanda. E por fim, a quinta coluna traz o valor total para a contratação de 500 kW de demanda.

Outro valor levantado e que traz impacto para o estudo é o das Bandeiras Tarifárias. Uma vez que no ACR tem-se quatro patamares de bandeiras: verde, amarela, vermelha patamar 1 e vermelha patamar 2, no ACL não existe a cobrança por estes adicionais onerosos. No período entre abril de 2019 e março de 2020 o valor desembolsado com Bandeiras Tarifárias foi na ordem de R$ 22.458, 55.

Após a análise da demanda, procedeu-se a formação do cenário atual, ambiente de contratação regulado *versus* ambiente de contração livre.

Assim, após descrever os métodos utilizados no desenvolvimento da pesquisa, deve-se apresentar os resultados obtidos por meio destes. O próximo capítulo abordará os resultados levantados por meio das análises ora realizadas.

CAPÍTULO 4

RESULTADOS OBTIDOS

Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos com os estudos realizados partindo do contexto atual, no qual encontra-se a instituição, conforme descrito no Capítulo 3. Por meio do levantamento do histórico de consumo obtido das faturas de energia elétrica, assim como o desenvolvimento de cálculos utilizando as equações apresentadas na Fundamentação Teórica, foi possível chegar aos dados ora apresentados.

Os resultados advindos dos diferentes cenários apontados devem auxiliar os gestores na tomada de decisão e planejamento estratégico da instituição. Para melhor organização os cenários foram divididos em duas categorias: os que podem ser concretizados a custo zero e os que necessitam de investimento e, portanto, de análise de viabilidade econômica para sua implantação.

4.1 Cenários que apresentam custo zero

O conjunto dos resultados dos cenários que representam custo zero é formado pelas análises competentes ao ajuste de demanda e ao enquadramento de modalidade tarifária. O primeiro resultado está relacionado ao ajuste da demanda contratada, onde foram observadas possibilidades de novos valores de demanda contratada que melhor se enquadram na realidade assistida, permitindo uma economia nos valores futuros das faturas de energia elétrica.

O segundo estudo aborda o melhor enquadramento dentro das modalidades tarifárias verde, que é a praticada atualmente, e a azul, que é a alternativa de possível migração.

Os resultados para cada critério serão apresentados a seguir.

4.1.1 Ajuste na demanda

De posse dos dados relativos à demanda, é possível otimizá-los de forma a culminar no menor gasto possível referente a demanda contratada e ultrapassagem da demanda contratada (somadas).

Desta maneira, variando a demanda em torno do ponto ótimo e incluindo o ponto da demanda contratada atualmente, obtém-se os valores referentes à demanda apresentados a seguir. O resultado está em reais e é referente ao valor total que seria gasto com demanda no período entre abril de 2019 e março de 2020, ou seja, em um total de doze meses.

A Tabela 8 evidencia os valores encontrados para as demandas testadas.

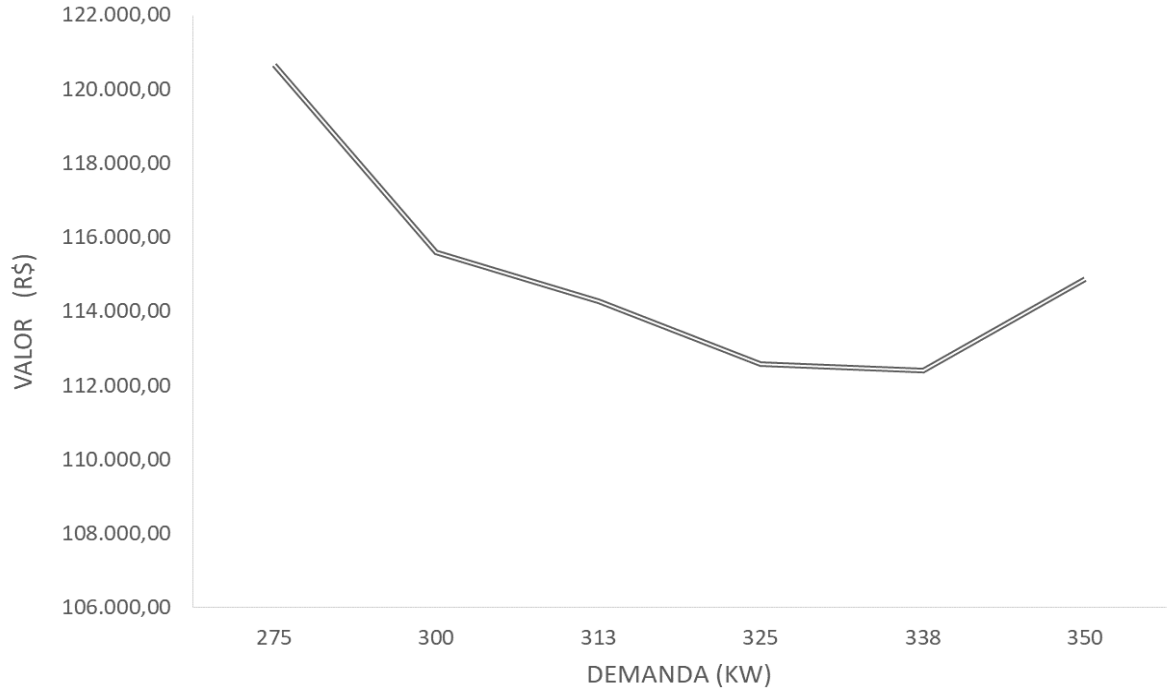
Tabela 8 - Ajuste na demanda contratada

Demandas testadas (kW)	**Valor total encontrado (R$)**
275	120.660,42
300	115.589,44
313	114.266,65
325	112.577,47
338	112.399,47
350	114.872,59

Fonte: Elaboração própria

Sendo assim, a Figura 13, a seguir, mostra graficamente o valor total que seria gasto com demanda contratada em 275, 300, 313, 325, 338 e 350 kW.

Figura 13 - Valor total gasto com demanda nos meses entre abril de 2019 e março de 2020 considerando variações na demanda contratada



Fonte: Elaboração própria

Pode-se perceber que o valor mínimo se dá no ponto de 338 kW. Este ponto seria o ideal para minimizar a despesa com ultrapassagem de demanda contratada.

4.1.2 Verificação da tarifação mais favorável (azul ou verde)

De acordo com as análises levantadas nas faturas de energia ao longo do período de abril de 2019 a março de 2020, sob a ótica da modalidade tarifária verde (atual), e mantida a demanda contratada de 300 kW, foram alcançados os seguintes valores apresentados na Tabela 9, considerando a tarifa com impostos.

Tabela 9 - Custos obtidos para modalidade tarifária verde

Mês/ano	**Valores (R$)**
Abril/2019	87.789,64
Maio/2019	81.200,85
Junho/2019	82.544,92
Julho/2019	72.537,35
Agosto/2019	56.349,82
Setembro/2019	82.681,48
Outubro/2019	92.635,82
Novembro/2019	86.307,65
Dezembro/2019	88.436,26
Janeiro/2020	43.801,36
Fevereiro/2020	51.920,74
Março/2020	57.397,17
Total	**883.603,64**

Fonte: Elaboração própria

Nota-se um acumulado de R$ 883.603,64 na modalidade tarifária verde com o total de faturas de energia elétrica.

Como na modalidade azul há dois valores para demanda, um para o posto tarifário ponta e outro para posto tarifário fora de ponta, determinou-se os valores das demandas para o período em análise mediante resoluções homologatórias da ANEEL (ANEEL, 2019; ANEEL, 2018c). A Tabela 10 retrata a estimativa dos valores da tarifa de demanda na modalidade azul e corresponde a demanda no posto tarifário ponta e fora de ponta acrescidos de impostos.

Tabela 10 - Estimativa do valor da tarifa de demanda modalidade azul

Mês/ano	**Demanda ponta (R$)**	**Demanda fora de ponta (R$)**
Abril/2019	66,85401	26,33368
Maio/2019	66,94402	26,36897
Junho/2019	69,23582	27,27204
Julho/2019	67,46846	26,46434
Agosto/2019	67,08219	26,30455
Setembro/2019	68,79239	26,97528
Outubro/2019	67,97134	26,65333
Novembro/2019	68,93036	26,93607
Dezembro/2019	68,4126	26,95313
Janeiro/2020	70,6254	27,82494
Fevereiro/2020	71,87093	28,31426
Março/2020	67,4184	26,56144

Fonte: Elaboração Própria

A estimativa desenvolvida para o valor das faturas de energia na modalidade tarifária azul apresentou os termos retratados na Tabela 11 observando o mesmo período.

Tabela 11 - Valores estimados para as faturas de energia na modalidade azul

Mês/ano	**Valores (R$)**
Abril/2019	84.242,44
Maio/2019	79.288,74
Junho/2019	80.485,18
Julho/2019	74.293,84
Agosto/2019	64.771,70
Setembro/2019	91.295,09
Outubro/2019	97.253,52
Novembro/2019	82.939,50
Dezembro/2019	91.386,72
Janeiro/2020	56.378,93
Fevereiro/2020	62.372,66
Março/2020	62.100,67
Total	**926.808,98**

Fonte: Elaboração própria

Nota-se um resultado obtido correspondente a R$ 926.808,98 na modalidade tarifária azul, dentro do Grupo A4.

A seguir serão apresentados os cenários que, para sua execução, exigem investimentos financeiros e, portanto, análises técnico-econômicas para atestarem a viabilidade de cada uma destas alternativas.

4.2 Cenários que requerem investimentos

Os cenários descritos nesta seção requerem investimento financeiro para sua execução, portanto, é preciso realizar estudos de viabilidade econômica que atestem sua vantagem econômico-financeira.

A primeira alternativa estudada para estes cenários refere-se à correção do fator de potência, cenário este que apresenta perspectivas de economia.

A segunda abordagem diz respeito à implantação de um gerador de energia elétrica à diesel para geração de energia no horário de ponta, quando a energia apresenta um custo de aproximadamente cinco vezes a energia do horário fora de ponta.

A geração de energia solar foi o terceiro cenário abordado. A aquisição de energia no mercado livre foi analisada no quarto cenário.

Os resultados das análises dos cenários que requerem investimentos serão apresentados a seguir.

4.2.1 Correção fator de potência

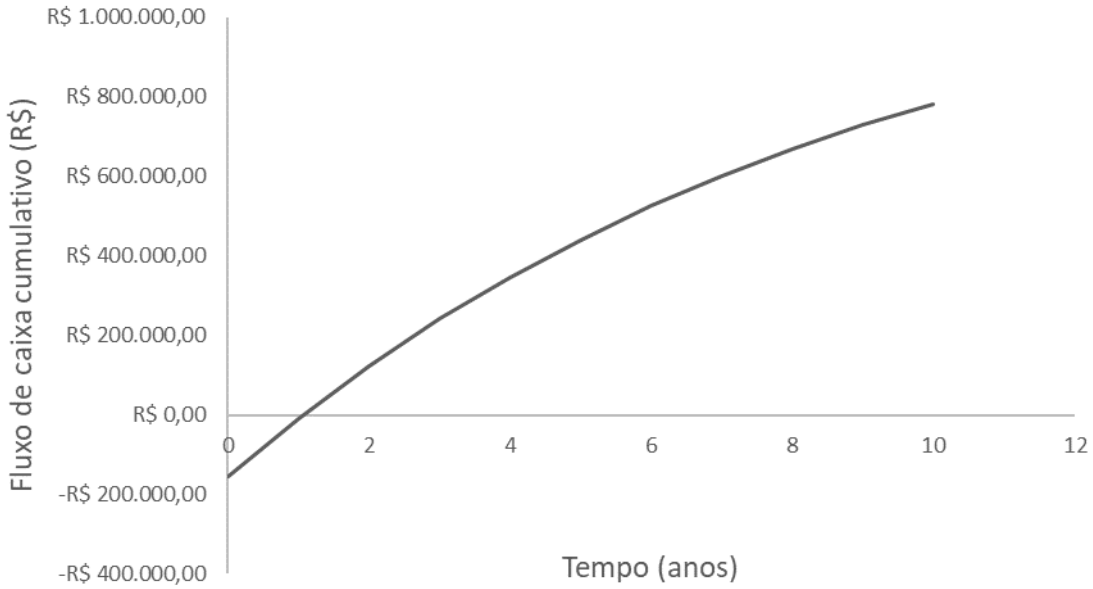
De acordo com os apontamentos realizados, a instituição paga um total de R$ 164.183,76 por ano relativo ao excedente no consumo de energia reativa. Isto sugere fortes indícios de geração de economia a partir do ajuste do fator de potência, para que este fique dentro do limite estabelecido pela ANEEL, maior que 0,92.

A potência do banco de capacitores a ser utilizado foi especificada em 150 kVAr, obtida através de pesquisa de mercado especializada, compreende a um banco de capacitores automático. Além do banco de capacitores, a pesquisa engloba equipamentos acessórios como para-raios, placa de identificação, conjunto de montagem e interligações, chave de manobra, sensor de corrente, transformador de corrente, dentre outros que completam a solução. O valor do investimento é de R$ 155.000 para toda a estrutura com instalação, segundo valores obtidos no mercado regional.

A verificação econômica para efeitos de atestar a viabilidade do investimento de uma solução completa para a instalação de um banco de capacitores de 150 kVAr, que custa R$ 155.000 passou pela análise dos critérios do *payback* descontado, do VPL, TIR, considerando a TMA de 11,75%.

Em relação ao *payback* descontado o investimento mostrou-se viável pois existe retorno em curto prazo, especificamente em 1,06 anos. A Figura 14 representa o saldo do fluxo de caixa para o investimento em banco de capacitores.

Figura 14 - Parâmetros do fluxo acumulado - saldo do projeto banco de capacitores



Fonte: Elaboração própria

Observa-se um tempo de retorno rápido em relação ao investimento a ser feito, constatando que, sob este critério, o projeto para instalação de banco de capacitores para compensação da energia reativa é favorável. A figura anterior também demonstra que a possível aquisição deste ativo apresenta tendência de retorno financeiro mesmo após o período considerado no *payback*.

O VPL resultou em R$ 782.245,91, índice positivo. Referente a TIR, o valor encontrado foi de 106%.

4.2.2 Geração de energia por meio de gerador à diesel

O valor estimado do investimento com o gerador e o tanque de combustível é na ordem de R$ 1.421.145,00, conforme detalhado na Tabela 12.

Tabela 12 - Investimento inicial Gerador à diesel

Produto	**Investimento (R$)**
Gerador	1.409.395,00
Tanque de combustível	11.750,00
Total	**1.421.145,00**

Fonte: Elaboração própria

Após levantamento dos valores com o investimento inicial, foram desenvolvidos os cálculos para determinação do consumo de combustível por kWh. Os resultados são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 - Consumo Ponta Gerador x Concessionária de energia

Alternativa	**Insumo**	**Quantidade**	**Valor Unit.**	**Adicionais**	**Total**
Gerador	Diesel (litros)	270	R$ 4,84	189 dias/ano	**R$ 246.985,20**
Concessionária energia	Energia (kWh)	136.784,88	R$ 2,46	R$ 11.373,66 Bandeiras	**R$ 347.980,73**

Fonte: Elaboração própria

A tabela acima evidencia que o gerador movido à diesel consume 270 litros nas 3 horas de funcionamento na ponta. Em consulta ao manual de um dos fabricantes, foi possível verificar que para a carga necessária ao funcionamento da instituição, o consumo é de aproximadamente 90 litros por hora (CUMMINS, 2011).

Levando em consideração o preço do litro do diesel no dia das análises, 03 de setembro de 2021, na ordem de R$ 4,84 na cidade onde encontra-se a instituição e o funcionamento do equipamento cerca de 189 dias por ano, tem-se um resultado de consumo anual de R$ 246.985,20 com o diesel.

Já a energia fornecida pela concessionária, representa um consumo anual de 136.784,88 kWh de energia elétrica no horário de ponta (referência ano de 2019), a uma tarifa de R$ 2,46/kWh na ponta (valor atualizado 2021), acrescida do adicional das bandeiras correspondentes a seus períodos. Isto totaliza um dispêndio financeiro na ordem de R$ 347.980,73 por ano.

Além do consumo com combustível, o gerador apresenta outros custos, como manutenção e depreciação, que podem ser visualizados na Tabela 14.

Tabela 14 - Demais custos do gerador e custo total

Custos	**Valores (R$)**	**Valor anual (R$)**
Manutenção	R$ 5.923,20	17.769,60
Depreciação	R$ 1.409.395,00	39.956,35
Combustível		246.985,20
Total		**304.711,15**

Fonte: Elaboração Própria

Destaca-se que a manutenção do gerador, nesta condição de funcionamento, apenas em horário de ponta, deve ser feita a cada 4 meses, de acordo com o fabricante. Dentro da manutenção estão incluídos serviços de manutenção, troca de óleo lubrificante e filtros.

A depreciação foi estimada considerando a vida útil do equipamento que, segundo Mota (2011) é de 20.000 horas. Ao distribuir essas horas no período de ponta e nos dias de funcionamento do gerador, tem-se 35 anos.

A diferença entre o custo da energia oriunda do gerador e da energia fornecida pela concessionária representaria uma economia anual de R$ 100.995,53.

Para a análise de viabilidade econômica foram utilizados como índices o *Payback* descontado, o VPL e a TIR.

O *payback* é um indicador de tempo de retorno de um investimento, que no caso do gerador à diesel deste estudo de caso, foi definido como 35 anos. Também considerou-se o custo do capital ao longo deste período, colocando a futura economia feita no tempo presente.

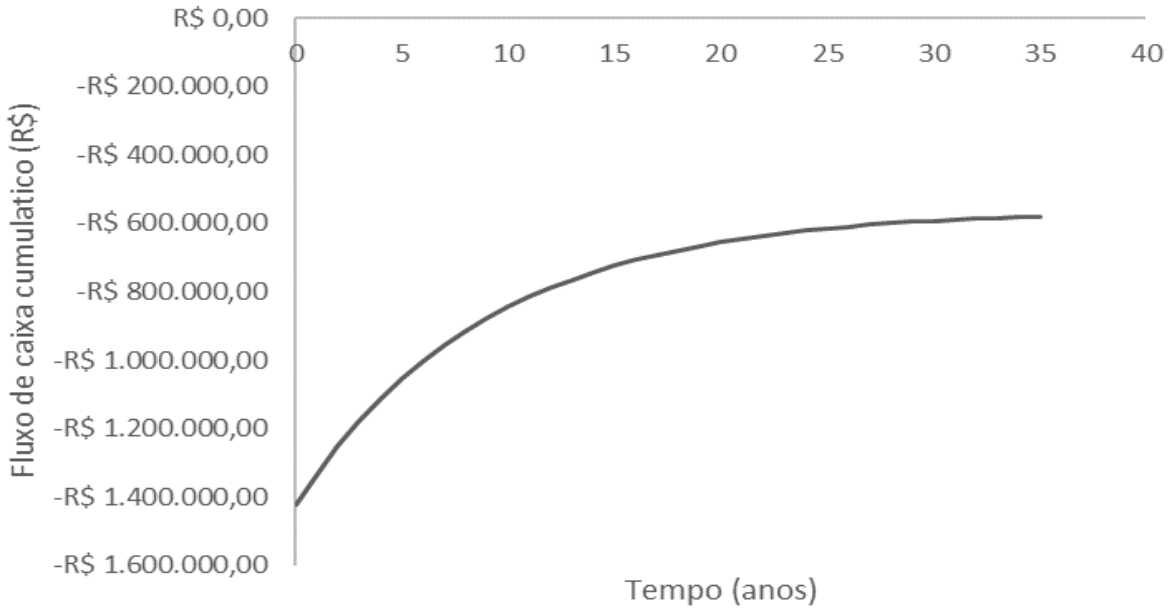
Optou-se pela taxa Selic como referência para a análise de *payback* descontado do grupo gerador à diesel a uma taxa de 11,75% a.a. (BACEN, 2022).

O VPL foi outra métrica utilizada para a análise de viabilidade econômica. Seu objetivo também é trazer ao valor presente uma série de pagamento futuros, porém, somado ao valor do investimento inicial. A taxa de juros utilizada para este estudo foi a Selic em 11,75%.

Outro parâmetro usado para este estudo de viabilidade econômica foi a TIR. Este tem uma forte relação com a TMA pois serve de comparação com outros investimentos realizados pelas empresas. Como este estudo trata-se de uma instituição pública que não há outros investimentos no mercado para comparação, será usada a taxa Selic para este fim, na ordem de 11,75%.

O *payback* descontado foi analisado até o limite de 35 anos. E dentro do cenário observado não houve retorno do investimento, ficando o saldo negativo. A Figura 15 ilustra a configuração do saldo do fluxo de caixa acumulado para a instalação do gerador de energia à diesel.

Figura 15 - Parâmetros do fluxo acumulado - saldo do projeto Gerador à diesel



Fonte: Elaboração própria

A Figura 15 demonstra que, além de não haver um retorno econômico-financeiro para o investimento no gerador à diesel dentro do prazo estipulado de 35 anos, ainda há uma estagnação em valores negativos no retorno do projeto ao longo do tempo. Ou seja, o investimento não se paga dentro do período determinado e apresenta tendência a se manter negativo.

Na mesma direção, o VPL resultou em um número negativo, sendo – R$ 561.621,41. E a TIR ficou em 7,10%, abaixo da TMA. Desta forma, há uma indicação de inviabilidade destes critérios para este investimento.

4.2.3 Geração de energia solar

A energia gerada por meio solar é uma opção que deve ser analisada quando espera-se buscar alternativas para economia com despesas e custos com energia, principalmente em regiões de alta incidência solar.

No trabalho, buscou-se avaliar esta opção realizando um dimensionamento do sistema fotovoltaico necessário para atender a compensação de energia consumida na ponta e fora de ponta. Após esta etapa, procedeu-se a análise de viabilidade econômica deste investimento. Os resultados serão apresentados a seguir.

Dentro dos dados analisados, foi possível desenvolver uma tabela que representa uma estimativa para 21 diferentes faixas de potência comercial para geração de energia solar. Essas faixas variaram em intervalos de 50 kW, iniciando em 0 e indo até 1.000 kW.

Dentre os critérios utilizados, foram considerados além da potência comercial, referências como a quantidade de horas de sol pleno para a região onde encontra-se a instituição, créditos gerados e vendidos, bem como a demanda contratada e a partir da faixa de 300 kW, o aumento na contratação da demanda. A análise foi realizada compreendendo 365 dias.

O resultado demonstra o valor total da fatura de energia com impostos e encargos, subtraindo a geração vendida e somando as variações de demanda contratada. O limite de geração solar foi estabelecido em R$ 378.412,64. Este montante simboliza o máximo de economia possível por meio da geração solar, pois este é o valor que a instituição paga pela energia ativa (TE) nos diferentes postos tarifários para manter suas atividades. Ou seja, gerar créditos além disso acarretará em investimento que não será recuperado, haja visto que com o atual consumo estes créditos não seriam consumidos antes de expirar. Dessa forma, conclui-se que não compensa financeiramente gerar créditos excedentes para serem disponibilizados na rede da concessionária além do que é consumido e pago pela instituição.

A Tabela 15, descriminada no capítulo anterior (Metodologia), apresenta a análise econômico-financeira para o investimento analisado e é correspondente a um ano. Utilizou-se como referência para os cálculos as faturas de energia da instituição entre abril de 2019 e março de 2020.

Tabela 15 – Análise econômico financeira para o sistema fotovoltaico

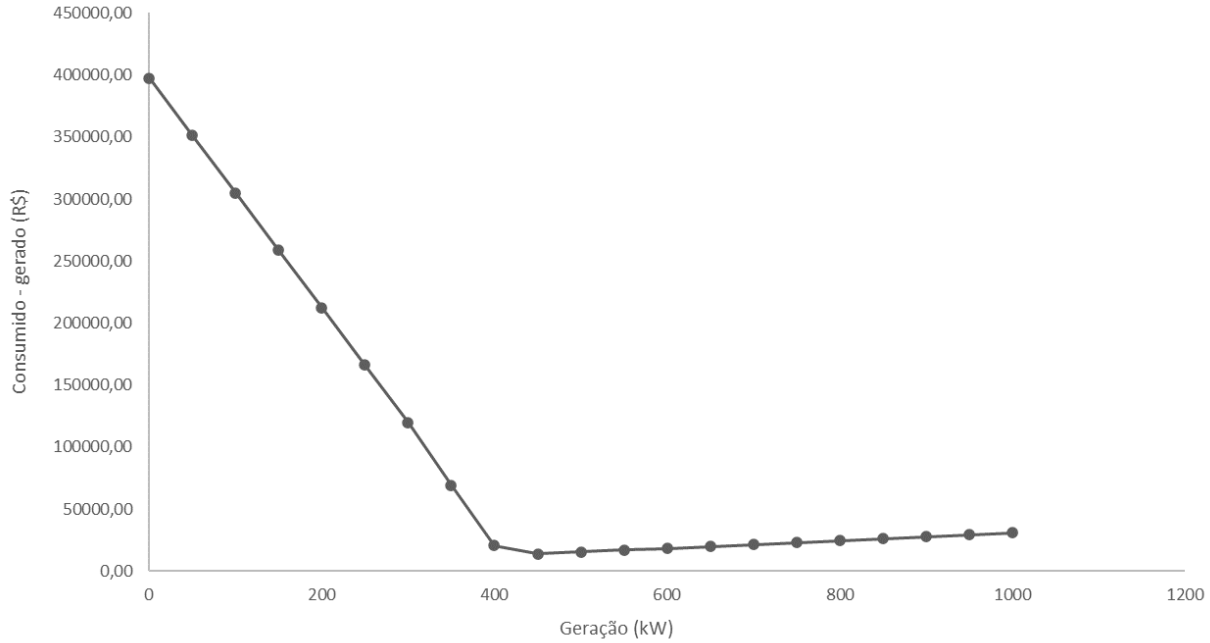
Geração – Potência comercial (kW)	Geração Efetiva/mês (kW)	Créditos Gerados (R$)	Créditos Vendido (R$)	Custo com aumento de demanda (R$)	Demanda excedente medida (R$)	Valor final pago pela energia (R$)
0	0,00	0,00	0,00	0,00	9789,02	397.429,61
50	100.922,50	46.275,99	46.275,99	0,00	9789,02	351.153,62
100	201.845,00	92.551,99	92.551,99	0,00	9789,02	304.877,62
150	302.767,50	138.827,98	138.827,98	0,00	9789,02	258.601,63
200	403.690,00	185.103,98	185.103,98	0,00	9789,02	212.325,63
250	504.612,50	231.379,97	231.379,97	0,00	9789,02	166.049,64
300	605.535,00	277.655,96	277.655,96	0,00	9789,02	119.773,65
350	706.457,50	323.931,96	323.931,96	1.537,99	3889,25	69.135,87
400	807.380,00	370.207,95	370.207,95	3.075,98	0,00	20.508,62
450	908.302,50	416.483,95	378.412,64	4.613,97	0,00	13.841,92
500	1.009.225,00	462.759,94	378.412,64	6.151,97	0,00	15.379,92
550	1.110.147,50	509.035,93	378.412,64	7.689,96	0,00	16.917,91
600	1.211.070,00	555.311,93	378.412,64	9.227,95	0,00	18.455,90
650	1.311.992,50	601.587,92	378.412,64	10.765,94	0,00	19.993,89
700	1.412.915,00	647.863,91	378.412,64	12.303,93	0,00	21.531,88
750	1.513.837,50	694.139,91	378.412,64	13.841,92	0,00	23.069,87
800	1.614.760,00	740.415,90	378.412,64	15.379,92	0,00	24.607,86
850	1.715.682,50	786.691,90	378.412,64	16.917,91	0,00	26.145,86
900	1.816.605,00	832.967,89	378.412,64	18.455,90	0,00	27.683,85
950	1.917.527,50	879.243,88	378.412,64	19.993,89	0,00	29.221,84
1.000	2.018.450,00	925.519,88	378.412,64	21.531,88	0,00	30.759,83

Fonte: Elaboração própria

Assim, observa-se por meio da Tabela 15 que o ponto de 450 kW representa a faixa na qual há o melhor aproveitamento da energia produzida.

A Figura 16 representa a relação entre a geração de energia solar e a demanda contratada que representam o ponto ótimo onde existe uma real vantagem financeira.

Figura 16 – Análise econômico financeira para o sistema fotovoltaico



Fonte: Elaboração Própria

O ponto em torno de 450 kW representa a faixa onde há o melhor retorno financeiro na geração de energia solar e o custo com aumento da demanda contratada, pois a produção fotovoltaica neste ponto compensa com relevante benefício a elevação no custo fixo da demanda contratada. Este é o ponto considerado mais interessante. A partir dele observa-se que o aumento gradual no intervalo testado para a geração solar também eleva o valor a ser pago na fatura, ou seja, não é vantajoso pois não gera economia analisando todo o contexto.

Para análise de viabilidade econômica da geração solar foram utilizados como índices o *Payback* descontado, o VPL e a TIR.

Foram pesquisadas licitações de compras de usinas fotovoltaicas no site de compras do governo federal para encontrar uma média paga por kW nestas instituições por estas aquisições. Este valor médio foi usado nos cálculos para valorar o retorno dos investimentos.

A Tabela 16 demonstra os valores encontrados e a média calculada.

Tabela 16 – Média paga por kW de geração fotovoltaica

Unidades	**Valores (R$)**
Universidade Federal de Pelotas	964/kW
Universidade do Triângulo Mineiro	4.588/kW
Universidade Federal do Cariri	2.990/kW
Universidade Federal de Santa Maria	3.599/kW
Universidade Federal do Semi-árido	3.100/kW
Universidade Federal do Semi-árido	3.100/kW
Universidade Federal do Maranhão	3.025/kW
Universidade Federal do Maranhão	2.788/kW
Média paga por kW	**3.019/kW**

Fonte: Ministério da Economia (2022)

O valor encontrado de R$ 3.019/kW será utilizado nas estimativas de viabilidade econômica para monetizar o investimento.

A Tabela 17 mostra os valores previstos para o cálculo do investimento, considerando as faixas testadas.

Tabela 17 – Valores para investimento solar

Faixas (kW)	Valores (R$)
50	150.962,50
100	301.925,00
150	452.887,50
200	603.850,00
250	754.812,50
300	905.775,00
350	1.056.737,50
400	1.207.700,00
450	1.358.662,50
500	1.509.625,00
550	1.660.587,50
600	1.811.550,00
650	1.962.512,50
700	2.113.475,00
750	2.264.437,50
800	2.415.400,00
850	2.566.362,50
900	2.717.325,00
950	2.868.287,50
1.000	3.019.250,00

Fonte: Elaboração própria

O valor referente a manutenção do sistema solar é de R$ 20 por painel. No caso da geração de 450 kW o resultado do custo com manutenção é de R$ 32.820 por semestre e de R$ 65.640 por ano. Para as potências testadas foram encontrados os seguintes resultados para o *Payback* descontado até o limite de 700 kW, apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 – *Payback* descontado para geração solar

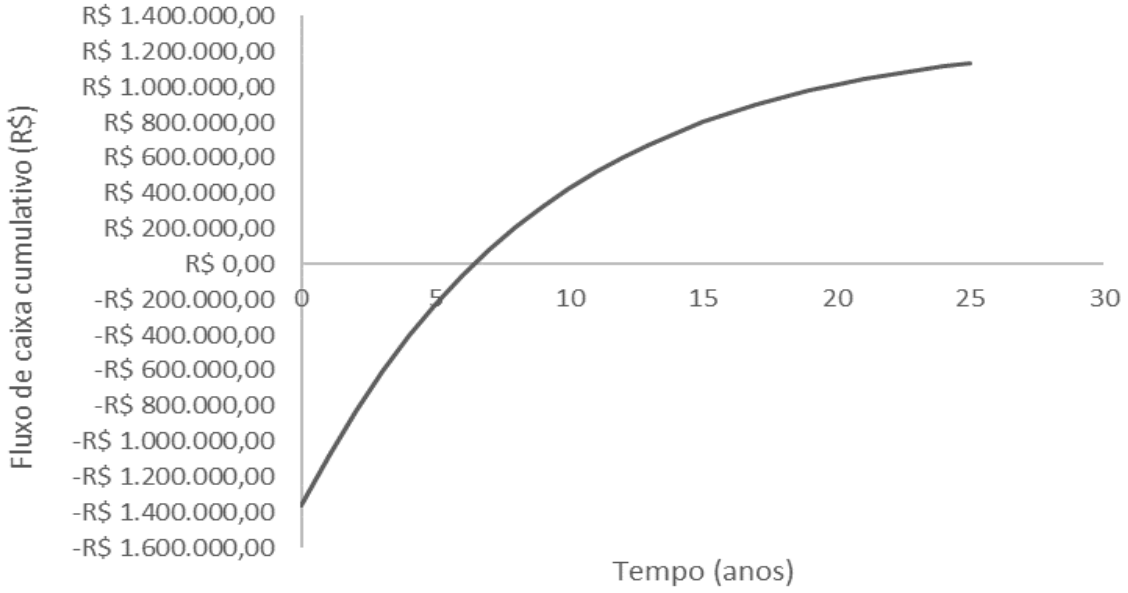
Faixas (kW)	***Payback* descontado (ano)**
50	5,5
100	5,5
150	5,5
200	5,5
250	5,5
300	5,5
350	5,5
400	5,5
450	6,4
500	7,8
550	9,6
600	11,9
650	15,1
700	20,2

Fonte: Elaboração Própria

Até a geração instalada na ordem de 400 kW percebe-se que o *payback* mantem-se estável em 5,5 anos. Para a geração solar de 450 kW tem-se um *payback* de 6,4 anos. E, a partir daí, há uma evolução nos valores encontrados até a última faixa de 1.000 kW cujo *payback* é de 25 anos. Entretanto, esta evolução é contínua até o ponto de geração de 700 kW, pois a partir deste, o projeto não demonstra retorno econômico, tornando-se inviável.

A Figura 17 mostra o saldo para fluxo de caixa acumulado para o projeto de geração solar no ponto de 450 kW.

Figura 17 - Parâmetros do fluxo acumulado – saldo do projeto geração solar para 450 kW



Fonte: Elaboração própria

O *payback* descontado para a geração de 450 kW demonstra condições favoráveis par este investimento, sob a perspectiva deste critério econômico. Por meio da figura anterior percebe-se que esta possível aquisição se paga no período de tempo considerado mas após este período há uma estagnação na geração de economia proporcionada por esta alternativa.

Outro índice analisado foi o VPL. Um VPL considerado viável é acima de zero. A Tabela 19 demonstra os VPL´s encontrados para as potências instaladas avaliadas.

Tabela 19 - VPL Geração Solar

Faixas (kW)	VPL (R$)
50	34.309,94
100	436.755,61
150	655.133,41
200	873.511,22
250	1.091.889,02
300	1.310.266,83
350	1.528.644,63
400	1.747.022,44
450	1.661.543,58
500	1.510.581,08
550	1.359.618,58
600	1.208.656,08
650	1.057.693,58
700	906.731,08
750	755.768,58
800	604.806,08
850	453.843,58
900	302.881,08
950	151.918,58
1.000	956,08

Fonte: Elaboração Própria

Observa-se que o VPL apresentou-se acima de zero em todas as faixas estimadas, mostrando viabilidade econômica positiva neste critério.

O último índice estudado foi a TIR e este item apresenta viabilidade positiva quando apresenta-se acima da TMA, que neste caso é de 11,75% a.a. A Tabela 20 demonstra os valores.

Tabela 20 - TIR Geração Solar

Faixas (kW)	TIR
50	31%
100	31%
150	31%
200	31%
250	31%
300	31%
350	31%
400	31%
450	28%
500	25%
550	25%
600	21%
650	19%
700	18%
750	16%
800	15%
850	14%
900	13%
950	12%
1.000	12%

Fonte: Elaboração Própria.

Nas situações onde a TIR fica acima da TMA tem-se uma indicação positiva deste índice. Nota-se que em todas as faixas estudadas os valores TIR estão acima da TMA que é de 11,75%. Especial atenção para as faixas de 950 e 1.000 kW com TIR de 12%, ou seja, estão próximas do limite de 11,75%.

4.2.4 Aquisição de energia no mercado livre

Para iniciar os estudos de viabilidade de migração para o mercado livre de energia, procedeu-se ao cálculo da proporção entre TUSD e TE. A Tabela 21 apresenta os resultados do rateio.

Tabela 21 - Proporção TUDS e TE - Mercado Livre

Ano	**Tarifas ANEEL**			
2018-2019	**TUSD (R$)**	**TE (R$)**	**TUSD %**	**TE %**
Ponta	1.149,8	449,43	71,9	28,1
Fora de Ponta	76,9	280,72	21,5	78,5
2019-2020	**TUSD (R$)**	**TE (R$)**	**TUSD %**	**TE %**
Ponta	1.196,37	406,25	74,7	25,3
Fora de Ponta	82,21	239,98	25,5	74,5

Fonte: Adaptado de ANEEL (ANEEL, 2018c; ANEEL, 2019)

Ao aplicar os índices encontrados na tabela anteriores, tem-se o valor separado entre as tarifas TUSD e TE. A Tabela 22 mostra os resultados que compreendem a TUSD.

Tabela 22 - Resultado rateio TUSD - Mercado Livre

Mês/ano	**Ponta (R$)**	**Fora de ponta (R$)**	**Horário reservado (R$)**
Abril/2019	35.900,70	34.018,82	7.546,77
Maio/2019	31.015,61	31.162,18	8.394,31
Junho/2019	34.170,43	30.235,84	8.339,53
Julho/2019	28.400,50	25.371,90	8.053,33
Agosto/2019	17.443,96	18.165,97	7.149,81
Setembro/2019	35.191,08	30.205,63	8.388,24
Outubro/2019	33.855,48	32.581,32	8.425,86
Novembro/2019	34.597,41	30.284,45	7.316,21
Dezembro/2019	34.899,56	30.517,95	7.599,20
Janeiro/2020	12.925,36	13.331,05	6.004,33
Fevereiro/2020	15.980,18	18.038,49	6.473,49
Março/2020	18.850,03	20.521,06	6.123,91
Total	**240.898,00**	**71.655,42**	**71.655,42**
Total Geral			**384.208,83**

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 23 evidencia os valores encontrados para a TE nas estimativas de cálculos para o Mercado Livre de energia.

Tabela 23 - Resultado rateio TE - Mercado Livre

Rateio TE			
Mês/ano	**Ponta (R$)**	**Fora de ponta (R$)**	**Horário reservado (R$)**
Abril/2019	10.089,14	26.703,66	26.703,66
Maio/2019	8.716,29	24.461,29	24.461,29
Junho/2019	9.602,88	23.734,15	23.734,15
Julho/2019	7.981,36	19.916,11	19.916,11
Agosto/2019	4.902,26	14.259,69	14.259,69
Setembro/2019	9.889,71	23.710,43	23.710,43
Outubro/2019	9.514,37	25.575,27	25.575,27
Novembro/2019	9.722,88	23.772,30	23.772,30
Dezembro/2019	9.807,79	23.955,59	23.955,59
Janeiro/2020	3.276,46	3.379,30	3.379,30
Fevereiro/2020	4.050,84	4.572,60	4.572,60
Março/2020	4.778,32	5.201,91	5.201,91
Total	**92.332,29**	**219.242,31**	**219.242,31**
Total Geral		**530.816,91**	

Fonte: Elaboração própria

O próximo passo foi a análise da demanda contratada. Considerou-se o valor da tarifa de R$ 30,75983/kW. Para o total contrato de 300 kW de demanda, o resultado em 12 meses, referente a abril de 2019 a março de 2020 foi de R$ 110.735,39. Enquanto, para o mesmo valor de tarifa e o mesmo período correspondente, a estimativa para o aumento no valor da demanda contratada em um total de 500 kW é de R$ 184.558,98.

Após levantar os custos para a aquisição de energia no mercado livre, procedeu-se a fase de confronto entre o ambiente de contratação livre e o ambiente de contratação regulado.

Os custos com a contratação de energia no ambiente regulado são apresentados na Tabela 24.

Tabela 24 - Custos anuais com energia no ACR (R$)

Demanda 300 kW	Demanda ultrapassag.	TUSD	Energia TE	Bandeiras	Total
110.735,39	9.789,02	384.208,83	530.816,91	22.458,55	**1.058.008,71**

Fonte: Elaboração própria.

Foram considerados na tabela anterior, os elementos que formam a base de custos das faturas de energia. O primeiro elemento é a demanda contratada de 300 kW. A demanda de ultrapassagem também foi considerada ao longo de 12 meses. A TUSD e a TE correspondem às tarifas de distribuição e de energia, respectivamente. Por fim, as bandeiras tarifárias aplicadas em 12 meses foram pontuadas.

Para a formação do custo da energia no ACL, foram realizadas pesquisas de mercado para levantamento destes investimentos, o Anexo A ajuda a ilustrar esta composição. Estes custos anuais (fixos e variáveis) são demonstrados na Tabela 25.

Tabela 25 - Custos anuais do ACL

Especificação	Valor unitário (R$)	Valor para 12 meses (RS)
Gestão do contrato	1.500,00	18.000,00
Valor do MW	304,50	276.394,77
CCEE	--------	14.503,66

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 26 apresenta os custos apurados para o ACL no prazo de 12 meses.

Tabela 26 - Estimativas de custos no ACL 12 meses (R$)

Demanda 500 kW	TUSD	Energia TE	Gestão	CCEE	Total
184.558,98	384.208,83	276.394,77	18.000,00	14.503,66	**877.666,25**

Fonte: Elaboração própria.

Os custos destacados na Tabela 26 refletem o desembolso com o acréscimo de 500 kW. Na segunda coluna tem-se o valor correspondente a TUSD pelo uso do sistema de distribuição. A terceira coluna representa a aquisição de energia no mercado livre. Já a quarta coluna a despesa com a empresa comercializadora de energia que tem por objetivo auxiliar na migração para o mercado livre, viabilizar a compra da energia neste ambiente, acompanhar o consumo e o saldo de energia, negociar junto preços para compra de energia, caso precise além do adquirido nos leilões ou venda deste insumo em caso de sobra, no mercado de curto

prazo, dentre outras finalidades. A quinta coluna diz respeito a uma estimativa de valor a ser paga para a CCEE para ser membro e, por fim, na sexta e última coluna, o valor total para adquirir a energia necessária ao funcionamento da instituição no mercado livre.

O investimento inicial para a migração para o mercado livre é retratado na Tabela 27.

Tabela 27 - Investimento Inicial para o ACL

Especificação	**Valor unitário (R$)**
Adesão CCEE	7.394,00
Infraestrutura medição	15.000,00
Total	**22.394,00**

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 27 traz a descriminação dos itens do investimento inicial para a migração para o mercado livre. A adesão à CCEE corresponde aos emolumentos desembolsados para início de processo junto a esta organização. A adequação a infraestrutura de medição diz respeito a troca de medidores necessária para que a CCEE acompanhe o consumo de energia das instituições integrantes do ACL. Este valor é uma média cobrada pela concessionária de energia da região.

A viabilidade econômica dentro para migração para o mercado livre será analisada sob o prisma dos critérios *payback* descontado, TMA, VPL e TIR. Ressaltando que a TMA dentro do estudo é a taxa Selic de 11,75% a.a.

A Tabela 28 confronta os custos levantados para a aquisição de energia no mercado regulado e no mercado livre.

Tabela 28 - Comparativo de custos anuais entre ACR x ACL

Ambientes	**Valor unitário (R$)**
ACR	1.058.088,71
ACL	877.666,25
Total	**180.342,46**

Fonte: Elaboração Própria.

Diante dos dados levantados no recorte de tempo estudado, entre abril de 2019 e março de 2020, há um apontamento para uma possível viabilidade econômica para o mercado livre em relação ao mercado regulado, uma vez que, o mercado livre apresentou-se menos oneroso financeiramente, conforme a Tabela 28, evidenciando uma economia de R$ 180.342,46 por ano.

A Tabela 29 destaca os resultados para os critérios de viabilidade econômica para a migração para o mercado livre.

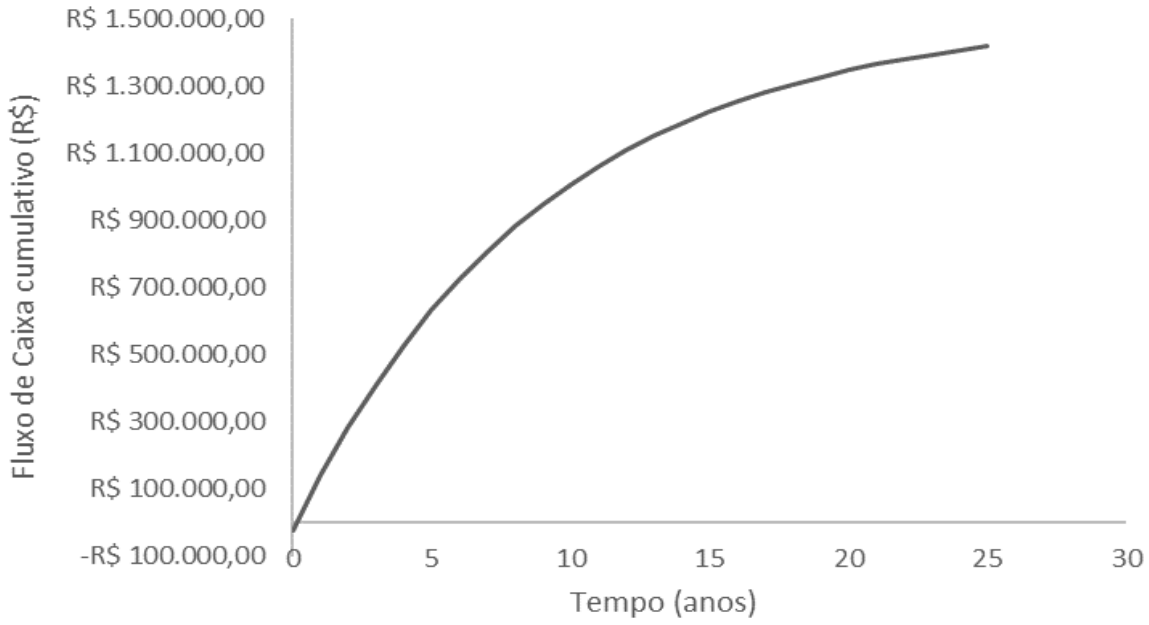
Tabela 29 - Resultado da viabilidade econômica para o ACL

Critério	**Resultados**
Payback descontado	0,14 ano
VPL	R$ 1.033.407,61
TIR	1.300%

Fonte: Elaboração própria

A Figura 18 apresenta o saldo do fluxo de caixa cumulativo do projeto migração para o mercado livre.

Figura 18 - Parâmetros do fluxo acumulado - saldo do projeto migração para o mercado livre



Fonte: Elaboração Própria

O *payback* descontado para o cenário de migração para o ambiente livre, mostra uma condição bastante favorável, segundo este índice econômico. Entretanto, mesmo apresentando uma ótima condição econômica, pela figura anterior nota-se que com o decorrer dos anos há uma tendência de estagnação da econômica promovida por este investimento neste cenário. Isso pode ser efeito das altas taxas de juros praticadas no momento das análises econômicas (ano de 2022).

Como considerações finais deste Capítulo, pode-se notar que a demanda contratada da instituição deve ser aumentada junto à concessionária de energia para reduzir o pagamento de multas no excedente deste recurso. As análises também indicaram que a modalidade tarifária verde ainda é a melhor opção dentro do enquadramento disponível.

A instalação de banco de capacitores admite boa margem de economia nas faturas de energia. Os resultados foram positivos em todos os critérios de análise de viabilidade econômica.

Por outro lado, devido ao atual momento econômico do país e do mundo, o preço do dólar e o valor das taxas de juros, o investimento no gerador de energia à diesel não representa uma alternativa promissora. Este investimento apresentou dados negativos em todos os critérios de viabilidade econômica realizados.

A geração de energia solar, até o ponto de 700 kW apresentou bons resultados em todos os índices de viabilidade econômica estudados. A partir deste ponto, o *payback* demostrou-se inviável entre 750 kW e 1.000 kW. Observou-se no decorrer dos estudos que seria mais relevante estabelecer um limite em reais para o dimensionamento fotovoltaico dentro do sistema de compensação de créditos de energia.

Esta estratégia foi escolhida para relacionar a economia fomentada com a geração solar e o aumento de demanda contratada para as faixas acima de 300 kW, uma vez que, a potência máxima de produção de energia solar é limitada a demanda contratada. O limite projetado de R$ 378.412,64 foi definido pois é o ponto onde há o aproveitamento de energia na geração que compense o aumento da demanda contratada e não gera créditos futuros que não serão utilizados. Não se visualiza vantagem para esta instituição dimensionar um sistema fotovoltaico que além de compensar a energia consumida gere créditos futuros porque isso implica em um sistema de geração de energia solar maior, ou seja, um investimento inicial mais alto e um maior aumento da demanda contratada.

O mercado livre de energia representa uma alternativa aceitável nos critérios econômicos analisados e dentro do contexto estudado. A entrada para o mercado livre de energia apesar de não representar um alto investimento inicial necessita de verificação precisa pois implica em uma modificação na estratégia energética da instituição pois culmina em sua saída do mercado cativo, amplo conhecimento da dinâmica do consumo de energia, planejamento minucioso das necessidades energéticas futuras, dentre outros.

Além do exposto, destaca-se que depois da migração para o mercado livre, a organização que desejar retornar ao mercado cativo precisa aguardar um prazo de 5 anos. Dessa forma, apesar da migração representar dentro da perspectiva econômica uma vantagem satisfatória há outros fatores que merecem ser considerados para uma decisão assertiva.

CAPÍTULO 5

DISCUSSÕES DOS RESULTADOS

Esta seção visa apresentar os principais resultados obtidos com suas respectivas discussões na mitigação de gastos com energia elétrica.

O estudo dividiu as possibilidades de alternativas que podem ser adotadas para mitigar as despesas com energia elétrica em dois grupos de cenários, um grupo que não necessita de análise econômica e outro grupo que exige estudos econômicos. Logo, faz-se necessário observar as principais diferenças de resultados alcançados para cada grupo.

5.1 Cenários que apresentam custo zero

Dentro dos cenários sem custos analisados, observou-se que há a possibilidade de redução no valor das faturas de energia elétrica em ambos. Embora, isoladamente, estes métodos não provoquem relevante redução, eles se tornam atrativos uma vez que não exigem investimentos.

Dentro das análises do ajuste da demanda a partir dos resultados assistidos, pode-se perceber uma possibilidade de redução no valor das faturas com aumento da demanda contratada.

Referente as modalidades tarifárias verde e azul, contatou-se que a mudança na modalidade acarretará um aumento no valor das faturas.

5.1.1 Ajuste na demanda

Dentro das estimativas realizadas, é possível perceber que o valor mínimo para os dispêndios com a demanda será obtido em torno de 338 kW de demanda contratada. Nesta

condição, a instituição diminuiria o pagamento da demanda de ultrapassagem e isto representaria o menor desembolso no intervalo de tempo estudado, considerando a soma da demanda contratada e da demanda de ultrapassagem.

Outro ponto a ser considerado é que esta mudança não acarreta nenhum sacrifício financeiro por parte da instituição, uma vez que, no período de 12 meses, esta pode solicitar a mudança na demanda contratada visando atender melhor suas necessidades energéticas.

Comparado o acumulado dos valores nos 12 meses, entre as demandas de 300 e 338 kW, tem-se a diferença de valores de R$ 3.189,97. Mesmo que representando na sua totalidade uma tímida diferença, quando avaliado que não envolve nenhum desembolso para sua implementação, torna-se viável. Está solução está disponível apenas com uma tomada de decisão por parte da gestão, não exigindo nenhum tipo de desembolso financeiro.

5.1.2 Verificação da modalidade tarifária mais favorável (azul ou verde)

No desenvolvimento dos cálculos, onde levou-se em consideração o valor das tarifas acrescidas de impostos, a migração da modalidade tarifária verde para a azul representaria um aumento entre abril de 2019 e março de 2020. Esta mudança elevaria os valores dispendidos de R$ 883.603,06 para R$ 926.808,98, uma diferença de R$ 43.205,92 no período estudado. Em termos tarifários, isoladamente, é uma elevação de 4,89% da modalidade verde para azul.

Para a realização dos estudos manteve-se a demanda contratada em 300 kW.

Diante do cenário verificado na instituição, permanecer na modalidade tarifária verde continua sendo a alternativa de melhor aproveitamento para a redução dos gastos com energia elétrica diante do atual contexto.

Mais uma vez, para a execução desta possibilidade cabe apenas a tomada de decisão, não implicando em investimentos financeiros para a sua implementação.

5.2 Cenários que apresentam investimentos

A partir dos resultados das análises realizadas nos cenários que apresentam a aplicação de investimentos observou-se que o primeiro cenário, a correção do fator de potência, apresenta boas perspectivas de geração de economia a partir da instalação de um banco de capacitores para compensar o uso da energia reativa.

Os resultados acerca da implantação do gerador de energia apontam para inviabilidade econômica desta alternativa caso seja observado apenas o aspecto de geração de energia no horário de ponta.

Para o sistema de geração de energia por fonte solar compreendeu-se que em todas as faixas de potência testadas o estudo de viabilidade apresentou resultados positivos.

A migração para o mercado livre aponta para viabilidade em todos os critérios estudados, mas carece de visão global pensada estrategicamente.

5.2.1 Correção do fator de potência

Revelado um total de R$ 164.183,76 desembolsados com energia reativa no período entre abril de 2019 a março de 2020, percebe-se uma promissora oportunidade para a redução dos gastos com energia elétrica na instituição. A instalação de um banco de capacitores permitirá que a instituição fique dentro do limite de 0,92 estabelecido pela ANEEL para uso da energia reativa.

Mediante as análises do *payback*, o tempo de retorno é de 1,06 anos. Como o prazo considerado para tratar esta alternativa como positiva era de cinco anos, diante disso, o investimento é viável. O VPL ficou acima de 1, o que é considerado positivo, apresentando aceitação favorável para este critério.

A TIR também se mostrou viável com resultado de 106%, ficando acima da TMA, que é de 11,75%.

Ao analisar os critérios estabelecidos para a viabilidade econômica, a instalação de um banco de capacitores representa uma alternativa para a promoção da economia com energia elétrica na instituição.

5.2.2 Geração de energia no horário de ponta por meio de gerador à diesel

A aquisição e a manutenção de um gerador de energia à diesel simboliza um alto investimento para a instituição. No caso estudado, foram realizadas análises econômicas para compreender se este alto investimento é vantajoso. Mesmo com a economia estimada na ordem de R$ 100.995,53 por ano, no estudo dos critérios econômicos percebeu-se que o investimento é inviável, quando a análise é realizada sob estes aspectos exclusivamente.

Ao ser analisado sob o ponto de vista do *payback* descontado, onde foi definido que o tempo de retorno considerado seria de 35 anos, que coincide com a vida estimada do

equipamento, pode-se notar que o investimento não se paga neste prazo, mostrando-se inviável sob este critério.

Outro ponto abordado foi o VPL. Analisando este indicador o projeto do gerador à diesel resultou em um VPL negativo. Como o resultado está abaixo de zero, o projeto é considerado inviável, se analisado do ponto de vista meramente econômico.

Em relação à TIR, esta ficou abaixo da taxa de juros Selic nas análises. Neste critério, o projeto pode ser considerado reprovado.

Diante do cenário analisado, o projeto do gerador apresenta-se inviável sob o ponto de vista redução de despesas com energia elétrica. Vale ressaltar que estes resultados se mostraram negativos devido à alta taxa da Selic praticada em 2022. Uma vez que, em outro contexto econômico do país, esta alternativa merece ser analisada novamente.

Também é interessante perceber os benefícios da aquisição do gerador por parte de organizações que oferecem grande número de serviços, já que este supre a energia em um momento de interrupção do fornecimento desta por parte da concessionária garantindo a continuidade das atividades.

5.2.3 Geração de energia por meio de fonte solar

A geração solar é uma alternativa para a redução nas faturas de energia. No dimensionamento realizado considerou-se 21 faixas de potência comercial mensuradas em intervalos de 50 kW.

Dentre as faixas de potências testadas, a de 450 kW tem-se a melhor alternativa para a geração fotovoltaica, com um crédito correspondente a R$ 378.412,64 anual. Isso deve-se ao fato de neste ponto o valor da fatura de energia ter a maior redução possível com a geração solar com esta demanda contratada.

A partir das análises de viabilidade econômica o *payback* se manteve constante até a faixa de 400 kW, na ordem de 5,5 anos. A partir desta faixa houve aumento gradual no tempo de retorno do investimento. Como no caso da geração solar a potência instalada foi considerada proporcional ao investimento a ser realizado, mesmo obtendo-se um único valor de *payback* para qualquer potência instalada até 400 kW, quanto maior for a potência a se instalar próximo a esta faixa, maior será o retorno financeiro. Por isso, na faixa de 450 kW tem-se a melhor alternativa para a geração fotovoltaica com o atual consumo da instituição, apresentando um *payback* de 6,4 anos. Contudo, a partir do ponto de 700 kW o *payback* não apresentou retorno, apontando para inviabilidade após esta faixa.

Notou-se em todas as faixas calculadas que o VPL fica acima de 1, demonstrando viabilidade do ponto de vista deste critério.

A TIR também foi considerada vantajosa. Até a faixa de 400 kW observou-se que a TIR manteve-se em 31%. Na faixa de 450 kW a TIR foi de 28% e a partir desta faixa há uma redução gradual deste índice, porém, mantendo-se acima dos 11.75% da Selic. Observa-se, entretanto, que na faixa de 900 kW a TIR é de 13% e nas faixas entre 950 e 1.000 kW é 12%, ou seja, bem próxima da taxa Selic.

5.2.4 Aquisição de energia no mercado livre

A aquisição de energia no mercado livre é marcada por um rompimento com o atual sistema de compra de energia e abre perspectivas para um modelo mais estrategista de aquisição deste insumo.

Pelos levantamentos realizados por meio dos estudos de viabilidade econômica, tem-se que o *payback* descontado apresentou recuperação do investimento em 0,14 ano. Faz-se importante ressaltar que este critério levou em consideração como tempo máximo para o retorno do investimento um prazo de 5 anos, uma vez que, este é o período que a instituição deve permanecer neste modelo de negócio antes de retornar para o ambiente regulado.

O VPL foi outro critério onde notou-se viabilidade econômica para a migração. O VPL encontrado foi de R$ 1.033.407,51, e a orientação para aceitabilidade em relação a este índice é que seu resultado seja acima de 1.

A TIR também mostrou-se positiva pois, seu resultado foi de 1.300%, e a conduta defendida por este critério é que eu resultado seja maior que a TMA, que neste caso é de 11,75%.

Vale destacar que a compra de energia no mercado livre está diretamente ligada a um forte e estruturado conhecimento do contexto energético da instituição, já que a principal estratégia vinculada a este ambiente de contratação é comprar a quantidade de energia correta diante de preços vantajosos, tentar não adquirir energia no mercado de curto prazo e se houver excedente, vender em um momento interessante.

Outro ponto relevante é que a energia é comprada primeiro, para depois, ser consumida. Isso significa que é necessário realizar um planejamento bem delimitado, pois, haverá a necessidade de comprar a energia a ser consumida meses ou até mesmo anos antes do uso e isso pode impactar o orçamento da instituição.

5.3 Análise da relação entre os cenários

Os cenários propostos neste trabalho podem, ou não, se relacionar entre si. Desta maneira, caso a solução proposta em um cenário seja adotada, é necessário que se faça uma nova análise de viabilidade econômica, haja visto que as condições iniciais da nova análise restam impactadas pelos resultados advindos das decisões tomadas. Para auxiliar estas decisões, a seguir são analisadas algumas possíveis relações entre os cenários, de forma a auxiliar o entendimento dessas relações.

5.3.1 Ajuste de demanda contratada

Ao considerar o ajuste na demanda para o valor ótimo obtido neste cenário, de 338 kW, esta análise torna-se independente da possível aplicação futura de outros cenários. Isso porque ela não causaria interferência na Modalidade Tarifária, uma vez que esta trata de valor da tarifa de demanda contratada e não da quantidade de demanda contratada. Também não se relaciona com o banco de capacitores pois um trata de potência ativa e o outro de potência reativa. Já a geração solar, para suprir o proposto, necessita de um aumento na demanda contratada para 450 kW. A Migração para o mercado livre segue a mesma linha de raciocínio, já que o aumento da demanda contratada nesta alternativa deve ser para 500 kW.

5.3.2 Modalidade tarifária

A mudança de modalidade tarifária dentro do atual contexto da instituição, Grupo A4 Tarifa Verde, não será avaliada do ponto de vista da sua relação com os demais cenários pois essa não se mostrou vantajosa em nenhuma situação dentro dos cenários propostos.

5.3.3 Banco de capacitores

Esta alternativa deve ser tratada de forma independente, uma vez que sua implantação não interfere nos resultados das demais análises de viabilidade (dos demais cenários). Isso quer dizer que a adoção da correção do Fator de Potência, independente das futuras soluções que possam ser adotadas, se mostra vantajosa.

5.3.4 Gerador de energia à diesel

A instalação de geração solar torna a instalação de um gerador de energia à diesel ainda menos atrativa, já que a instituição disporia de energia gerada por outra fonte. Já optando pela aquisição da energia no Mercado Livre, a opção de utilização do gerador também se torna menos atrativa, uma vez que o valor da energia dentro deste cenário não há distinção em postos tarifários, ponta e fora de ponta, apenas no uso da quantidade de MW contratada.

5.3.5 Solar

Além do exposto acima na análise deste cenário com os demais, a energia gerada por fonte solar se relacionaria com o Mercado Livre apenas, caso a instituição, após migrar para o ambiente de contratação livre, opte por tornar-se autoprodutora de energia, figura esta que se caracteriza por produzir sua própria energia, podendo o seu excedente ser vendido. Para tal, é necessário que a Unidade Consumidora tenha demanda contratada de, no mínimo, 3 MW. Fora destas condições, de autoprodutor, a instituição não pode vender a energia solar gerada no Mercado Livre.

O Capítulo 5 trouxe os principais resultados do projeto, enfatizando os dados mais representativos. O ajuste na demanda contratada para 338 kW representa uma economia de R$ 3.189,97 por ano e não necessita de investimento inicial. A modalidade tarifária verde é a melhor alternativa.

No que diz respeito aos aspectos econômicos analisados nos cenários que necessitam de investimento, o *payback* descontado para o banco de capacitores para a correção do fator de potência é de 1,06 anos.

O *payback* descontado para o gerador apesar de ser estimado em 35 anos, foi desenvolvido para até 100 anos e ainda assim não houve retorno. Para a geração solar o *payback* para a faixa de 450 kW, escolhida como a melhor alternativa, é de 6,4 anos. Já no mercado livre o *payback* descontado é de 0,14 ano.

O VPL para o banco de capacitores é de R$ 782.245,9. No entanto, para o gerador à diesel nas análises do VPL, mostrou-se negativo, com resultado final de R$ -561.621,41. Na geração solar na faixa de 450 kW o VPL é de R$ 1.661.543,58. Na migração para o mercado livre o VPL R$ 1.033.407,61. Estes últimos estando acima de 1, portanto, aceitáveis.

A TIR para a instalação de banco de capacitores é de 106%. A TIR do gerador à diesel é de 7,10% e na geração solar na faixa de 450 kW é de 28%. O mercado livre de energia apresenta uma TIR de 1.300%. Como a taxa de 11,75% foi utilizada para parametrizar este

critério, o gerador à diesel foi o único que ficou abaixo deste índice, portanto, diante deste critério, inviável.

CAPÍTULO 6

CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Após a apresentação dos capítulos anteriores, a seguir serão demonstrados os resultados alcançados na pesquisa e as suas principais contribuições, bem como as sugestões para trabalhos futuros.

6.1 Considerações finais

Mediante o que foi apresentado nos capítulos anteriores, esta pesquisa alcançou os seus objetivos, conforme relatado a seguir.

Até o momento, a pesquisa aponta para fontes promissoras de redução no valor das faturas de energia. O resultado obtido para o ajuste da demanda de 300 kW para 338 kW apresenta redução anual de cerca de R$ 3.189,97, minimizando a soma da demanda contratada e da multa de demanda de ultrapassagem 2x.

Outro ponto merecedor de destaque diz respeito a modalidade tarifária. A modalidade verde mostrou-se mais vantajosa do ponto de vista econômico, devendo permanecer.

A instalação de um banco de capacitores de 150 kVAr abre caminho para a economia com o uso da energia reativa, permitindo uma redução significativa nas faturas de energia.

O gerador de energia à diesel não apresentou viabilidade econômica nos índices analisados. Entretanto, cabe a gestão da instituição tomar a decisão em relação a aquisição deste ativo uma vez que ele tem outras finalidades além do auxílio na redução de despesas com energia elétrica, como o fornecimento de energia em momentos de indisponibilidade por parte da concessionária, favorecendo a continuidade das operações.

A geração solar demonstrou resultados satisfatórios em todos os índices econômicos verificados, contudo, a potência instalada de 450 kW de geração apresentou o melhor resultado pois permite o abatimento integral dos débitos com energia consumida com os

créditos gerados através da energia solar. A partir deste ponto, a geração solar irá produzir créditos que, dadas as atuais condições, inclusive de consumo, não serão utilizados dentro do período de seis meses, conforme traz a Lei 14.300 de 2022.

A migração para o mercado livre tem um grande potencial para a promoção de economia de energia. Esta decisão compromete o fornecimento deste insumo com este ambiente de contratação por 5 anos. Ressalta-se que esta alternativa envolve um processo diferente de compra, uma vez que, no mercado livre primeiramente adquire-se a energia e depois que ocorre o seu consumo. Isto pode afetar o orçamento anual da instituição uma vez que, a energia é comprada para meses subsequentes antecipadamente. Também dada a natureza pública da instituição, outro desafio encontrado nesta modalidade é a dificuldade desta de concretizar o pagamento de algo que não será consumido imediatamente e nem irá compor estoque. Contudo, dentro dos dados estudados, direcionou-se para aceitável este cenário pois todos os índices são positivos.

6.2 Sugestões para trabalhos futuros

A seguir serão apresentadas sugestões para continuidade da pesquisa que podem auxiliar em outros projetos de mitigação de despesas com energia elétrica.

O primeiro ponto seria o levantamento do consumo de energia em cada bloco da instituição. Através desta análise detalhada seria possível compreender o consumo real por bloco, dias e horários de maior uso de energia, direcionar políticas de combate ao desperdício deste insumo, entre outras.

Outro ponto relevante é, diante de um novo contexto energético, realizar a viabilidade econômica para adquirir créditos de energia através de consórcios de usinas fotovoltaicas.

Além disto, não foi estudada a combinação entre os diferentes cenários propostos, situação em que se pode obter resultados ainda melhores em trabalhos futuros.

Há, também, a possibilidade de avaliação da instituição tornar-se autoprodutora de energia no mercado livre produzindo sua própria energia por geração solar, atendendo a critérios específicos.

Por fim, após a aplicação de um destes cenários, na prática, sugere-se a reavaliação econômica partindo de uma nova condição, após a implantação das mudanças.

A utilização de outros índices para Taxas Mínima de Atratividade pode levar a resultados diferentes. Tendo em vista o fato de se tratar de uma instituição pública de prestação de serviços à comunidade, nem sempre os critérios puramente econômicos devem ser analisados, podendo-se adotar outras TMAs ao interesse da gestão da instituição em trabalhos futuros.

REFERÊNCIAS

ABRACEEL. **Como funciona o mercado livre**. Disponível em: <https://abraceel.com.br/mercado-livre/>. Acesso em: 24 de maio de 2021.

ABRACEEL. **Mercado Livre de energia elétrica**. 2019. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/2019/05/ABRACEEL_process_230519.pdf>. Acesso em: 27 de jan. de 2022.

ANEEL. **Geração Distribuída**. 2018a. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>. Acesso em 09 de fev. de 2022.

ANEEL. **Modalidades Tarifárias**. 2015. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/alta-tensao-itens/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/modalidade/654800?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Falta-tensao-itens%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_zNaRBjCLDgbE%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D2%26p_p_col_count%3D3>. Acesso em: 08 de jun. de 2019.

ANEEL. **Por dentro da conta de luz: informação de utilidade pública**. 7.ed. – Brasília, 2016b.

ANEEL. **Regulação dos Serviços de Distribuição**. 2022. Disponível em: <**Erro! A referência de hiperlink não é válida.**https://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao>. Acesso em 10 de fev. de 2022.

ANEEL. **Resolução Homologatória nº 2.626, de 22 outubro de 2019**. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20192626ti.pdf>. Acesso em: 24 de out. de 2021.

ANEEL. **Resolução Homologatória nº 2.470, de 16 de outubro de 2018c**. Disponível em: <https://www.eneldistribuicao.com.br/go/taxasetarifascorporativo.aspx>. Acesso em: 24 de out. de 2021.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>. Acesso em 24 de maio de 2022.

ANEEL. **O que é o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (Geração Distribuída**). 2018b. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao/-/asset_publisher/nHNpDfkNeRpN/content/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao/656827?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fregulacao-da-distribuicao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_nHNpDfkNeRpN%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_count%3D4>. Acesso em 21 de fev. 2022.

ANEEL. **Tarifas Consumidores**. 2016a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores>. Acesso em: 08 de jun. de 2019.

ASSAF, A. N. **Matemática Financeira e suas Aplicações**. 11. ed. São Paulo: Atlas, 2009.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Relatório Focus**. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>. Acesso em 02 de fev. de 2022.

BOTELHO, D. F. et al. Prosumer integration into the Brazilian energy sector: An overview of innovative business models and regulatory challenges. **Energy Policy**, v. 161, p. 112735, 2022.

BRASIL. **Lei n.º 14.300, de 06 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). Brasília, Diário Oficial da União ed. 5, seção 1, p.4, 2022.

CASAROTTO, F. N.; KOPITTKE, B. H. **Análise de Investimentos**. 11.ed. São Paulo: Atlas, 2010.

CCEE**. Ambiente Livre e Ambiente Regulado.** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado?_adf.ctrl-state=5o0eaoo0r_424&_afrLoop=301077097557286#!>. Acesso em: 08 de fev. de 2020c.

CCEE. **Com quem se relaciona.** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/com_quem_se_relaciona?_adf.ctrl-state=10grimnuzk_5&_afrLoop=293609585826010#!>. Acesso em: 18 de jul. de 2021a.

CCEE**. Comercialização.** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_adf.ctrl-state=qsqmihoo2_9&_afrLoop=243528739354473#!>. Acesso em: 18 de jul. de 2021e.

CCEE. **Como Participar?** Disponível em: <www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/participe/entenda_mercado?_afrLoop=300171415269485&_adf.ctrl-state=5o0eaoo0r_218#!%40%40%3F_afrLoop%3D300171415269485%26_adf.ctrl-state%3D5o0eaoo0r_222>. Acesso em 08 de fev. 2020b.

CCEE**. Como se dividem?** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-participa/como_se_dividem?_adf.ctrl-state=5o0eaoo0r_18&_afrLoop=299955034405120#!> Acesso em: 18 de jul. de 2021c.

CCEE**. Fontes**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/fontes?_adf.ctrl-state=5o0eaoo0r_1&_afrLoop=299426043830621#!%40%40%3F_afrLoop%3D299426043830621%26_adf.ctrl-state%3D5o0eaoo0r_5>. Acesso em: 08 de fev. de 2020a.

CCEE**. Leilões.** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_adf.ctrl-state=mp14tzslx_146&_afrLoop=310681148794101#!> . Acesso em: 08 de jun. de 2020d.

CCEE**. Quais são os tipos de comunhão e quando devo fazer?** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/acesso_rapido_header_publico_nao_logado/faq/faq_detalhe?categoriaFaqId=CCEE_383107&contentId=CCEE_386128&assuntoFaqId=CCEE_383105&_adf.ctrl-state=rdbl5zswe_1&_afrLoop=620817454512702#!%40%40%3FcategoriaFaqId%3DCCEE_383107%26_afrLoop%3D620817454512702%26contentId%3DCCEE_386128%26assuntoFaqId%3DCCEE_383105%26_adf.ctrl-state%3Drdbl5zswe_5>. Acesso em: 18 de jul. de 2021d.

CCEE**. Veja se sua empresa se enquadra** - Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/participe/veja_se_enquadra_consumidor?_adf.ctrl-state=9e2e08o2l_1&_afrLoop=616003733446668#!%40%40%3F_afrLoop%3D616003733446668%26_adf.ctrl-state%3D9e2e08o2l_5> . Acesso em: 18 de jul. de 2021b.

CELG D. **Norma Técnica CELG D Requisitos para Conexão de Microgeradores e Minigeradores ao Sistema de Distribuição da CELG D. NTC-71**. Revisão 2. Eng. Fabrício Luis Silva. Fev/2016.

CODER. Companhia de desenvolvimento de Rondonópolis. **Pregão eletrônico nº 008/2018.** Disponível em: <https://www.coderroo.com.br/Transparencia/fotos_licitacao/1012.pdf>. Acesso em 03 de set. de 2021.

COSTA, L.N. **O comportamento do mercado a termo de energia elétrica no Brasil** / Dissertação de mestrado – Pontifícia Universidade Católica. Rio de Janeiro, 2018.

CRESESB. **Potencial Solar – SunData v 3.0**. Disponível em: <**Erro! A referência de hiperlink não é válida.**http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>. Acesso em: 24 de out de 2021.
CUMMINS. Grupos Geradores acionados por Motor Diesel. **Manual do Gerador modelo C500D6.** São Paulo, 2011.

DAGLISH, T., de Bragança, G. G. F., Owen, S., & Romano, T. Pricing effects of the electricity market reform in Brazil. **Energy Economics**, v. 97, p. 105197, 2021.

DA ROCHA, J. E. N.; PACHECO, M. A C. Energy efficiency risk analysis and policy in Brazil. **Energy Efficiency**, v. 12, n. 8, p. 2227-2239, 2019.

ELETROBRAS. **Manual de tarifação de energia elétrica**. PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, 2001.

ELETROBRAS. **Manual de Tarifação da Energia Elétrica.** PROCEL. Rio de Janeiro, 2011.

ENEL. **Bandeira Tarifária**. 2020. Disponível em: <https://www.enel.com.br/pt-goias/Para_Voce/Bandeira_Tarifaria.html>. Acesso em: 30 de maio de 2021.

ENEL. **Orientações aos consumidores de energia elétrica**. 2021. Disponível em: < https://www.eneldistribuicao.com.br/rj/documentos/Cartilha-Grandes-Clientes-v2.pdf>. Acesso em 31 de maio de 2022.

EPE. **BEN – Balanço Energético Nacional 2021: Ano base 2020**. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf>. Acesso em: 19 de fev. de 2022.

EPE. **Norma Técnica: Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Energética Brasileira.** Rio de Janeiro, 2012.

FIRJAN (Rio de Janeiro) (Org.). **Quanto custa a energia elétrica para a pequena e média indústria no Brasil?**. 2017. Disponível em:<https://sistema-firjan-quanto-custa-energia-eletrica-pequena-media-industria-brasil-fevereiro-2017.pdf>. Acesso em: 18 de out. de 2020.

GITMAN, L. J.**Princípios de Administração Financeira**. 12. Ed. São Paulo: Pearson, 2012.

MARTINS, V.A.; BRANCO, D. A. C.; HALLACK, M. C. M. Economic Effects of Micro- aration for tnd Mini-Distributed Photovoltaic Genehe Brazilian Distribution System. **Energies**. v. 15, n. 3, pág. 737, 2022.

MENDES. A. A. J. O. **Avaliação da utilização de grupos geradores no segmento de serviços: estudo de caso em um hotel no Nordest**e. Dissertação de mestrado. Universidade Federal da Bahia, 2013.

MINISTÉRIO DA ECONOMIA**. Pregão Eletrônico.** Hospital Escola da Universidade Federal de Pelotas. Disponível em: <http://comprasnet.gov.br/livre/Pregao/FornecedorResultadoDecreto.asp?prgcod=894076&f_lstSrp=T&f_Uf=&f_numPrp=0&f_coduasg=155901&f_tpPregao=E&f_lstICMS=T&f_dtAberturaIni=&f_dtAberturaFim=#>. Acesso em: 07 de fev. de 2022.

MINISTÉRIO DA ECONOMIA**. Pregão Eletrônico.** Universidade Federal do Cariri. Disponível em: <**Erro! A referência de hiperlink não é válida.**http://comprasnet.gov.br/livre/pregao/AtaEletronico.asp?co_no_uasg=158719&&uasg=158719&numprp=392020&Seq=1&f_lstSrp=T&f_Uf=&f_numPrp=392020&f_coduasg=&f_tpPregao=E&f_lstICMS=T&f_dtAberturaIni=&f_dtAberturaFim=>. Acesso em: 07 de fev. de 2022.

MINISTÉRIO DA ECONOMIA**. Pregão Eletrônico.** Universidade Federal do Maranhão. Disponível em: < http://comprasnet.gov.br/livre/pregao/AtaEletronico.asp?co_no_uasg=154041&&uasg=154041&numprp=202021&Seq=1&f_lstSrp=T&f_Uf=&f_numPrp=0&f_coduasg=154041&f_tpPregao=E&f_lstICMS=T&f_dtAberturaIni=&f_dtAberturaFim= >. Acesso em: 07 de fev. de 2022.

MINISTÉRIO DA ECONOMIA**. Pregão Eletrônico.** Universidade Federal de Santa Maria. Disponível em: < http://comprasnet.gov.br/livre/pregao/AtaEletronico.asp?co_no_uasg=153164&&uasg=153164&numprp=1372020&Seq=1&f_lstSrp=T&f_Uf=&f_numPrp=0&f_coduasg=153164&f_tpPregao=E&f_lstICMS=T&f_dtAberturaIni=&f_dtAberturaFim=&idLetra=8RBA4j&idSom=&Submit=Confirmar>. Acesso em: 07 de fev. de 2022.

MINISTÉRIO DA ECONOMIA**. Pregão Eletrônico.** Universidade Federal Rural do Semi-árido. Disponível em: < http://comprasnet.gov.br/livre/pregao/AtaEletronico.asp?co_no_uasg=153033&&uasg=153033&numprp=382020&Seq=1&f_lstSrp=T&f_Uf=&f_numPrp=0&f_coduasg=153033&f_tpPregao=E&f_lstICMS=T&f_dtAberturaIni=&f_dtAberturaFim=&idLetra=vmLdAu&idSom=&Submit=Confirmar >. Acesso em: 07 de fev. de 2022.

MINISTÉRIO DA ECONOMIA**. Pregão Eletrônico.** Universidade Federal do Triângulo Mineiro. Disponível em: < http://comprasnet.gov.br/livre/pregao/AtaEletronico.asp?co_no_uasg=153035&&uasg=153035&numprp=542021&Seq=1&f_lstSrp=T&f_Uf=&f_numPrp=0&f_coduasg=153035&f_tpPregao=E&f_lstICMS=T&f_dtAberturaIni=&f_dtAberturaFim= >. Acesso em: 07 de fev. de 2022.

MOREIRA. L. C. M. **Um novo Mercado de Energia Elétrica para o Brasil**. Dissertação de Mestrado. Universidade de Brasília: Brasília, 2016.

MOTA. H.S. **Análise técnico econômica de unidades geradoras de energia distribuída**. Dissertação de mestrado. Instituto de Pesquisas Energéticas e nucleares – Universidade de São Paulo, 2011.

QUEIROZ, L.L.G. **Sistema Fotovoltaico Aplicado ao Centro de Ensino Médio 417 do DF - Um Estudo de Caso.** Trabalho de Conclusão de Curso. – Universidade de Brasília, 2014.
SIMÕES, L.S. **Esquemas associativos para geração para geração compartilhada de energia elétrica: uma experiência em construção no Semiárido Mineiro**. Dissertação mestrado Universidade dos Vales do Jequitinhonha e Mucuri, 2020.

SOARES, A.S.R., ANDRADE, A.T., NASCIMENTO E SILVA, D. **Sistemas de energia solar e seus componentes**. 1.ed. Manaus: D. N. Silva Editor, 2020.

Solaris Brasil. **SOLARIS BRASIL**. 2021. CUMMINS C500 D6 4 (625KVA). Disponível em: <http://www.solarisbrasil.com.br/equipamentos-detalhes?id=106/>. Acesso em: 20 de jul. de 2021.

SOUZA, M.P. **Análise da viabilidade de utilização da energia solar como fonte de alternativa de geração de energia na cidade de Manaus**. Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Amazonas, 2016.

SPINATO, F. **Determinação do tempo de retorno de investimento em sistema fotovoltaico conectados à rede em Curitiba** – PR. Trabalho de Conclusão de Curso Especialização em Energias Renováveis. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2016

TAGLIAFERRO, M. E. **Análise de retorno de investimento e viabilidade econômica em projetos de eficiência energética aplicadas à reitoria do Instituto Federal do Triângulo Mineiro**. Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Triângulo Mineiro, 2019. 88 f.

UNIFESP. **Manual para análise de faturas de energia elétrica (média/alta tensão)**. Ministério da Educação. Universidade Federal de São Paulo. 2018. Disponível em: <https://www.unifesp.br/reitoria/dga/principal/93-documentos/192-faturas-de-energia-eletrica-media-alta-tensao>. Acesso em: 20 de jul. de 2021.

VELOSO, G.; DE CAMARGO, M. P. **Viabilidade econômica da implantação de um banco de capacitores em unidade armazenadora de grãos**. Revista IPecege, v. 3, n. 3, p. 28-39, 2017.

ANEXO A

Um dos custos que fazem parte do ACL é a mensalidade paga à CCEE. A Figura 19 mostra o resultado dos custos relacionados a mensalidade devida à CCEE no prazo de 12 meses.

Figura 19 - Custos com mensalidade da CCEE no ACL em 12 meses

3. CCEE					
Contribuição Associativa	(R$)	350,00	350,00	350,00	350,00
Encargo de Serviço de Sistema	(R$)	468,36	468,36	468,36	468,36
Encargo de Energia de Reserva - EER	(R$)	390,30	390,30	390,30	390,30
Total CCEE	**(R$)**	**14.503,86**	**14.503,86**	**14.503,86**	**14.503,86**

Outro elemento que faz parte dos custos referentes ao ACL é a contribuição paga à empresa comercializadora de energia elétrica no mercado livre. A Figura 20 evidencia o valor pago à comercializadora de energia no prazo de 12 meses. Estes valores estão inseridos na Tabela 25.

Figura 20 - Custo com mensalidade da comercializadora de energia no ACL em 12 meses

4. GESTÃO					
Remuneração Fixa	(R$)	18.000,00	18.000,00	18.000,00	18.000,00