

Rodrigo Augusto Gouvêa

**Análise da Viabilidade Econômica da Migração
da Universidade Federal de Viçosa - Campus
Viçosa para o Mercado Livre de Energia com
Geração Distribuída**

Viçosa, MG

2023

Rodrigo Augusto Gouvêa

**Análise da Viabilidade Econômica da Migração da
Universidade Federal de Viçosa - Campus Viçosa para o
Mercado Livre de Energia com Geração Distribuída**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 402 – Projeto de Engenharia II – e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador Prof. Mauro de Oliveira Prates

Coorientador: Heitor Sampaio Guimarães

Viçosa, MG

2023


Rodrigo Augusto Gouvêa

Análise da Viabilidade Econômica da Migração da Universidade Federal de Viçosa – Campus Viçosa para o Mercado Livre de Energia com Geração Distribuída


Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 402 – Projeto de Engenharia II – e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 14 de dezembro de 2023.


COMISSÃO EXAMINADORA

Documento assinado digitalmente
 **MAURO DE OLIVEIRA PRATES**
Data: 14/12/2023 14:18:02-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>


Mauro de Oliveira Prates, D.Sc.
Orientador

Documento assinado digitalmente
 **HEITOR SAMPAIO GUIMARAES**
Data: 14/12/2023 15:09:46-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Heitor Sampaio Guimarães, M.Sc.
Coorientador

Documento assinado digitalmente
 **VICTOR PELLANDA DARDENGO**
Data: 14/12/2023 15:04:15-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Victor Pellanda Dardengo, D.Sc.
Membro

Documento assinado digitalmente
 **LEONARDO ALVES FAGUNDES JUNIOR**
Data: 14/12/2023 16:09:04-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Leonardo Alves Fagundes, M.Sc.
Membro

Resumo

A matriz elétrica no Brasil é predominantemente abastecida por fontes renováveis proveniente das usinas hidrelétricas, usinas eólicas, usinas fotovoltaicas e dos biocombustíveis. Essas fontes renováveis trazem grande interesse às instituições públicas e privadas na questão de economia dos gastos com a energia elétrica, principalmente com a adição da geração distribuída ao Mercado Livre de Energia. A Universidade Federal de Viçosa - Campus Viçosa, situada na zona da mata em Minas Gerais, está inserida no Mercado Cativo e possui um alto consumo de energia elétrica, o que gera altos custos anuais. Como a Universidade possui projetos de usinas fotovoltaicas em andamento, a sua migração ao Mercado Livre como auto-produtor de energia é uma alternativa interessante para reduzir custos desse insumo. Dessa forma, este trabalho realiza um estudo acerca das vantagens e desvantagens da Universidade ao migrar do Mercado Cativo para o Mercado Livre como auto-produtor de energia elétrica por meio da Geração Distribuída das usinas solares. Isto é feito, utilizando as faturas de consumo de energia do ano de 2022 a fim de realizar as simulações das economias atingidas anualmente pela Universidade Federal de Viçosa, mostrando uma economia de mais de 1 milhão de reais por ano com a migração. Por fim os resultados simulados mostraram ser lucrativos para a instituição com as usinas solares projetadas, reduzindo o tempo de retorno do investimento.

Palavras-chaves: Mercado Livre de Energia, Geração Distribuída, Energia Fotovoltaica, Universidade Federal de Viçosa.

Abstract

The electrical grid in Brazil is predominantly supplied by renewable sources from hydroelectric power plants, wind farms, solar power plants, and biofuels. These renewable sources are of great interest to both public and private institutions when it comes to cost savings on electricity, especially with the addition of distributed generation to the Free Energy Market. The Federal University of Viçosa - Campus Viçosa, located in the Zona da Mata region of Minas Gerais, is part of the Captive Market and has a high electricity consumption, which generates high annual costs. Since the University has ongoing photovoltaic solar power projects, migrating to the Free Market as a self-producer of electricity is an attractive option to reduce costs for this input. Therefore, this study examines the advantages and disadvantages of the University's transition from the Captive Market to the Free Market as a self-producer of electrical energy through distributed generation from solar power plants. This is done using the electricity consumption invoices from the year 2022 to simulate the annual savings achieved by the Federal University of Viçosa, showing savings of over 1 million Brazilian reais per year with the migration. In conclusion, the simulated results have proven to be profitable for the institution with the designed solar power plants, reducing the return on investment period.

Key-words: Free Energy Market, Distributed Generation, Photovoltaic Energy, Federal University of Viçosa.

Lista de figuras

Figura 1 – Matriz Elétrica Mundial 2021. Fonte: Citaristi (2022)	11
Figura 2 – Matriz Elétrica Brasileira 2021. Fonte: EPE (2022)	12
Figura 3 – Fatores que constituem as tarifas do mercado cativo e do mercado livre. Fonte: Costa (2021), ABRACEEL (2020).	17
Figura 4 – Diagrama do Sistema de Compensação de Energia. Fonte: Adaptado de Cortez (2020).	27
Figura 5 – Mapa do potencial de geração solar fotovoltaica em termos do rendi- mento energético anual para todo o Brasil (medido em kWh/kWp.ano no perfil de cores), admitindo uma taxa de desempenho de 80% para geradores fotovoltaicos fixos e distribuição da população brasileira nas cidades. Fonte: Pereira et al. (2017).	28
Figura 6 – Perfil de consumo diário x Variação do PLDh. Fonte: Cortez (2020). .	30
Figura 7 – Irradiâncias medidas ($G_{HOR,Medida}$) e do céu claro ($G_{HOR,CéuClaro}$) para: (a) céu claro, (b) dia com nuvens esparsas e (c) dia nublado para três dias de dezembro de 2018 da estação da rede SONDA em Brasília. Fonte: Rocha et al. (2020).	30
Figura 8 – Variação do preço horário na região sudeste do Brasil, de 2018 a 2022. Fonte: CCEE (2023)	32
Figura 9 – Consumo horário e PLDh na região Sudeste/Centro-Oeste do Brasil entre 3 e 9 de agosto de 2022. Fonte: CCEE (2023).	33
Figura 10 – Potencial de geração de energia por mês com o projeto das usinas solares dentro da Universidade Federal de Viçosa - Campus Viçosa. Fonte: do autor.	34
Figura 11 – Consumo de energia elétrica mensal da Universidade Federal de Viçosa - Campus Viçosa no ano de 2022. Fonte: do autor	35

Lista de tabelas

Tabela 1 – Geração Distribuída no Brasil. Fonte: EPE (2022).	12
Tabela 2 – Datas para a implementação de novos requisitos mínimos para acesso ao ACL como consumidor livre. Fonte: Cortez (2020).	18
Tabela 3 – Energia Específica (EE) e Rendimento Global do Sistema (PR) mensais e anuais para cidades na mesoregião da Zona da Mata Mineira. Fonte: Reis e Tiba (2016).	29
Tabela 4 – Projetos de usinas fotovoltaicas em execução na UFV - Viçosa. Fonte: do autor.	34
Tabela 5 – Bandeiras tarifárias cobradas nas faturas de energia da UFV, no ano de 2022. Fonte: do autor.	35
Tabela 6 – Maior preço de energia contratada para que a migração da UFV - Viçosa se torne economicamente interessante. Fonte: Costa (2021).	38
Tabela 7 – Características de contrato do ACL. Fonte: do autor.	38
Tabela 8 – Consumo médio da UFV, geração média da 1ª usina solar, energia contratada no ACL e exposição do consumidor durante o ano de 2022. Fonte: do autor.	40
Tabela 9 – Custos mensais obtidos no mercado cativo e livre de energia. Para o ACL foi considerado a geração da 1ª usina projetada na UFV. Fonte: do autor.	40
Tabela 10 – Consumo médio da UFV, geração média da 1ª e 2ª usinas solares, energia contratada no ACL e exposição do consumidor durante o ano de 2022. Fonte: do autor.	41
Tabela 11 – Custos mensais obtidos no mercado cativo e livre de energia. Para o ACL foi considerado a geração da 1ª e da 2ª usina projetada na UFV. Fonte: do autor.	42
Tabela 12 – Consumo médio da UFV, geração média da 1ª, 2ª e 3ª usina solar, energia contratada no ACL e exposição do consumidor durante o ano de 2022. Fonte: do autor.	42
Tabela 13 – Custos mensais obtidos no mercado cativo e livre de energia. Para o ACL foi considerado a geração da 1ª, 2ª e da 3ª usina projetada na UFV. Fonte: do autor.	43
Tabela 14 – Tempo de retorno e lucro do investimento da GD com a migração da UFV no ACL convencional com 15% de flexibilidade. Fonte: do autor.	44
Tabela 15 – Tempo de retorno e lucro do investimento da GD com a migração da UFV no ACL I50 com 15% de flexibilidade. Fonte: do autor.	44

Tabela 16 – Tempo de retorno e lucro do investimento da GD com a migração da UFV no ACL I100 com 15% de flexibilidade. Fonte: do autor.	44
Tabela 17 – Estimativa de lucro do investimento da GD do cenário 3 com energia contratada de 820,12 MWh + flex 30%. Fonte: do autor.	45

Lista de abreviaturas e siglas

ACL	Ambiente Livre de Contratação
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AIE	Agência Internacional de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais S.A.
CMO	Custo Marginal de Operação
CP	Curto Prazo
COP21	21° Conferência das Partes
EER	Encargo de Energia de Reserva
ESS	Encargo de Serviço do Sistema
GD	Geração Distribuída
I50	Incentivada 50%
I100	Incentivada 100%
IGPM	Índice Geral de Preços do Mercado
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
MPC	Mercado de Curto Prazo
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PLD	Preço de Liquidações das Diferenças
PLDh	Preço de Liquidações das Diferenças horário
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

RE-SEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico
SIN	Sistema Interligado Nacional
T&D	Transmissão e Distribuição
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição
UFV	Universidade Federal de Viçosa
USP	Universidade de São Paulo

Sumário

1	INTRODUÇÃO	11
2	OBJETIVOS DO TRABALHO	15
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
3.1	Mercado Livre de Energia	16
3.1.1	Tipo de compra de energia	17
3.1.2	Tipo de consumidor	18
3.2	Gestão do Mercado Livre de Energia	19
3.2.1	Riscos do ambiente de contratação livre	21
3.2.2	Mercado de Curto Prazo (MCP)	22
3.2.3	Liquidação financeira na CCEE	23
3.2.4	Garantia financeira na CCEE	24
3.2.5	Encargo de energia reserva	25
3.2.6	Contribuição associativa CCEE	25
3.2.7	Encargo de Serviço do Sistema (ESS)	25
3.3	Geração Distribuída	26
3.3.1	Sistema de compensação de energia	26
3.3.2	Energia fotovoltaica	27
4	METODOLOGIAS DE PROJETO	31
4.1	Preço Horário por Energia na Região Sudeste	32
4.2	Demanda de Carga Horária	32
4.3	Dimensionamento da Geração Distribuída	33
4.4	Proposta de Contratação para o ACL	34
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO	39
5.1	Cenário 1	39
5.2	Cenário 2	41
5.3	Cenário 3	41
5.4	Avaliação Econômica	43
6	CONCLUSÃO	46
	REFERÊNCIAS	48

1 Introdução

Grande parte do consumo de energia é proveniente de fontes não renováveis, as quais agridem o meio ambiente através de gases tóxicos e acúmulo de dióxido de carbono na atmosfera, gerando problemas de saúde a população, mudanças climáticas e aquecimento global. Na 21ª Conferência das Partes (COP21), realizada em 2015, em Paris, foi adotado um novo acordo com o objetivo de fortalecer a resposta global à ameaça da mudança climática e de reforçar a capacidade dos países de lidar com os impactos decorrentes dessa mudança. Assim, o Brasil colocou a meta de reduzir 43% das emissões de gases de efeito estufa até 2030, o que amplificou a busca pela diversificação da matriz energética através das fontes renováveis (CORTEZ, 2020).

Como mostra a Figura 1, 71,4% da matriz elétrica mundial provém de fontes não renováveis, como carvão, óleo e gás natural aplicados nas termelétricas.

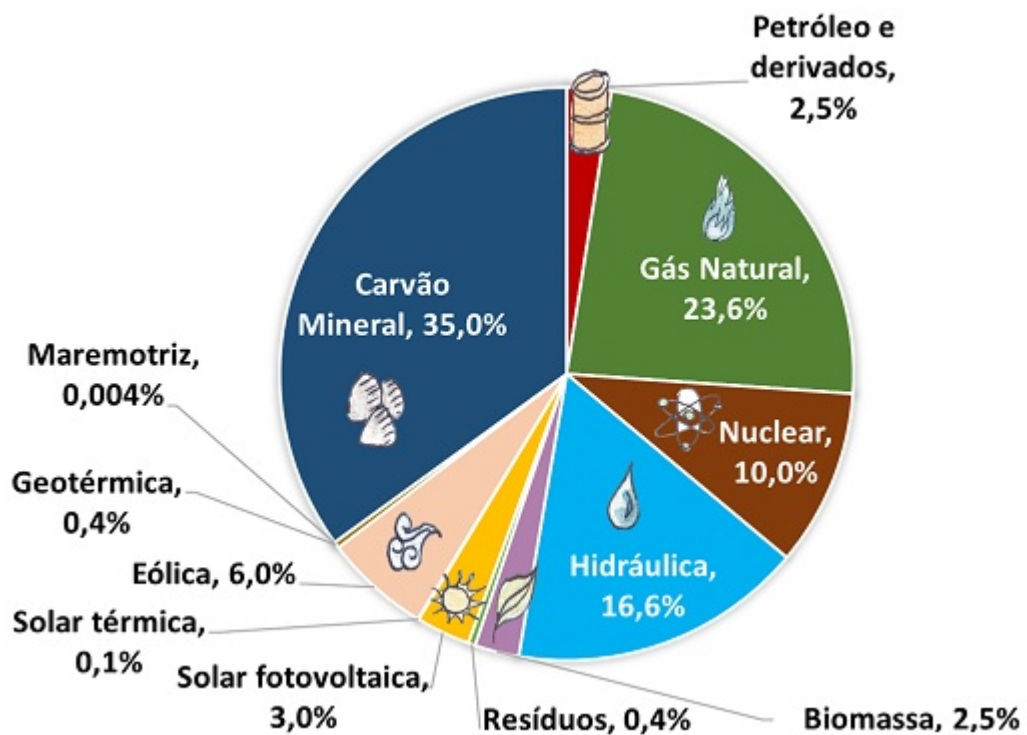


Figura 1 – Matriz Elétrica Mundial 2021. Fonte: Citaristi (2022)

No entanto, o Brasil lidera na questão do uso de fontes renováveis para abastecimento da sua rede elétrica, com sua grande parte proveniente das hidrelétricas. De acordo com os dados validados pelo Balanço Energético Nacional em EPE (2022), o Brasil oferta 78,1% de energia proveniente de fontes renováveis em sua matriz elétrica, a Figura 2 mostra os principais recursos utilizados na matriz elétrica brasileira, com grande participação da fonte hidráulica, eólica e de biomassa.

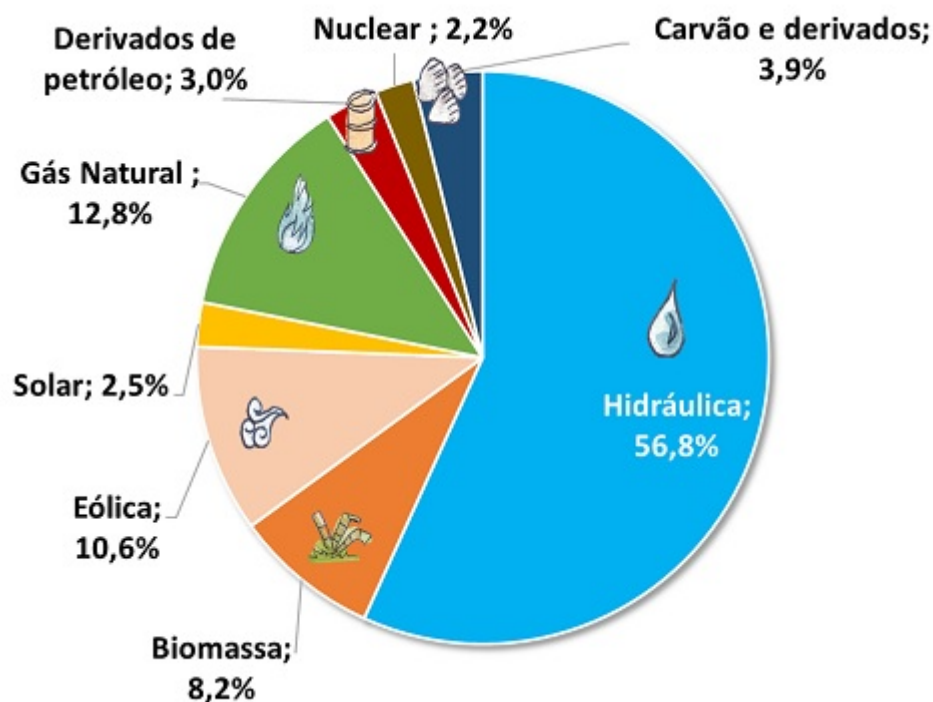


Figura 2 – Matriz Elétrica Brasileira 2021. Fonte: EPE (2022)

A participação das usinas solares também vem ganhando destaque, sendo incentivada pela geração distribuída no Brasil, haja vista que a geração distribuída no país teve uma média de aumento, entre 2017 e 2020, de 136% por ano, enquanto no ano de 2020 para 2021 esse aumento foi de 89%. Grande parte desse crescimento é proveniente das usinas ou painéis solares, como evidencia a Tabela 1.

Tabela 1 – Geração Distribuída no Brasil. Fonte: EPE (2022).

Geração	2017	2018	2019	2020	2021	Uni.
Eletricidade	359	828	2226	5269	9810	
Não Renovável	9	15	16	22	23	
Renovável	350	814	2210	5247	9787	
Lenha	-	18	27	32	32	
Bagaço de Cana	-	0	1	11	19	GWh
Lixívia	-	-	-	0	0	
Outras	82	97	185	337	469	
Eólica	16	14	28	37	41	
Solar	166	526	1659	4764	9019	
Hidráulica	84	158	310	67	207	

A adição da geração distribuída ao mercado livre de energia está entrando em pauta no Brasil e trazendo grande interesse às instituições públicas e privadas pela questão da economia dos gastos com a energia. O Mercado Livre de Energia ou Ambiente Livre de Contratação (ACL), iniciou a partir da publicação da Lei nº 9.074 em 7 de julho de 1995. Três anos depois, com a Lei nº 8.674 publicada em 28 de julho de 1998, foi criada a Agência

Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Naquela época, somente consumidores de alta tensão com alimentação maior ou igual a 69kV e com demanda contratada maior ou igual a 10MW podiam escolher o seu fornecedor de energia. Através do apoio do governo federal da época, com um projeto de incentivo a novos consumidores participantes do Mercado Livre de Contratação, o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico (RE-SEB), o governo lançou uma série de leis com o intuito de atrair o capital privado para apoiar a expansão da oferta de energia e incentivar o mercado livre, de forma a aumentar a competitividade da indústria e comércio, além de aumentar o investimento no Sistema Interligado Nacional (SIN) através da iniciativa privada das empresas e consumidores que iriam fazer parte do ACL (CORTEZ, 2020).

Historicamente as contratações públicas no Brasil, regidas pela Lei nº 8.666/1993, não apresentam flexibilidade para contratos terceirizados. No entanto, nos últimos anos vem ocorrendo uma modernização da legislação, permitindo novos modelos de contratação pública alternativos à Lei nº 8.666/1993, que contemplam a terceirização voltada para investimentos realizados por entes privados. Tal mecanismo de terceirização está contemplado nas Lei nº 11.079/2004 (Lei das PPPs) e no Regime Diferenciado de Contratação, instituído pela Lei nº 12.462/2011 (Lei do RDC), tornando viável às Universidades e outras instituições públicas a contratação por estes novos modelos (JUNIOR; MARAFÃO; GONÇALVES, 2020). Os autores em Abrucio (2007) concluíram em seus estudos que a busca constante pela modernização, redução de custos e melhor aproveitamento dos recursos alocados nunca foi tão relevante para os órgãos públicos federais brasileiros como nos tempos modernos. Para Abrucio (2007), o gestor público deve extrapolar a atuação meramente “burocrática” e almejar a atuação gerencial, como forma de prover as soluções inovadoras que os desafios da contemporaneidade exigem (AGUIAR; VIEIRA, 2023).

Como grande parte da matriz elétrica brasileira é proveniente de recursos hídricos, com cerca de 56,8% conforme a Figura 2, em períodos de escassez hídrica o país enfrenta alta nos preços de energia elétrica, uma vez que as termelétricas tendem a ter um custo de operação maior. Por esse motivo, visando manter os custos das instituições públicas nestes períodos de crise dentro do previsto, surge a inserção do consumidor no Mercado Livre de Energia. Uma vez que, através de contratos de curto ou longo prazo, é possível estimar os possíveis gastos de energia, evitando comprar energia a altos preços. Além disso, as faturas de energia deste mercado não sofrem influências de possíveis bandeiras tarifárias, que normalmente ocorrem nos períodos de crise hídrica (COSTA, 2021). No entanto, mesmo com a abertura do Mercado Livre de Energia e o aumento das gerações distribuídas, a carga aplicada ao sistema elétrico brasileiro cresce fortemente, aumentando a busca por inserção de fontes de energia renováveis a fim de suprir a demanda de energia elétrica do país (CORTEZ, 2020). Segundo os dados do EPE (2022), o consumo de energia elétrica em 2021 alcançou um total de 570,8TWh, com um aumento de 5,7% em relação

ao ano anterior, sendo que o setor industrial e residencial influenciaram, respectivamente, com 37% e 26% nesse aumento. No ano de 2021, o Brasil ofertava cerca de 679,2TWh, com a geração elétrica de fontes não renováveis participando com 22,6% dessa oferta total, com um aumento de 44% em comparação com o ano anterior (EPE, 2022; COSTA, 2021).

Portanto, considerando a necessidade de ampliar o uso das fontes renováveis de energia para atender a demanda de carga no Brasil, reduzir gastos de investimentos de novas redes e manter a qualidade da energia gerada e distribuída nessas redes (CORTEZ, 2020), este trabalho visa projetar e dimensionar uma geração distribuída na Universidade Federal de Viçosa - Campus Viçosa, em Minas Gerais, com a sua migração para o mercado livre de energia. Tendo em vista os resultados econômicos favoráveis da estrutura de comercialização livre de energia para os consumidores com demanda igual ou superior a 500kW, como é o caso dessa Instituição (COSTA, 2021).

2 Objetivos do Trabalho

O objetivo geral deste trabalho é analisar a viabilidade econômica de uma Geração Distribuída na Universidade Federal de Viçosa - Campus Viçosa, inserida ao Ambiente de Contratação Livre a longo prazo.

Com o estudo de caso feito sobre a Universidade Federal de Viçosa - Campus Viçosa, os objetivos específicos são:

- Avaliar o potencial de geração de energia com a instalação de painéis solares;
- Definir uma proposta de contratação para o Mercado Livre de Energia;
- Comparar a economia da energia obtida em relação a instituição sem geração própria;
- Validar os custos financeiros para a aquisição dos painéis solares a longo prazo.

3 Revisão Bibliográfica

Neste capítulo, fez-se uma revisão sobre o Mercado Livre de Energia, apontando suas vantagens e desvantagens ao consumidor inserido nele. Adicionalmente, foi revisado as estratégias que se devem tomar para que esse mercado entregue retorno positivo ao consumidor, por meio de uma boa gestão. Por fim, este capítulo destaca a importância do sistema solar para a prática do consumidor na Geração Distribuída, como autoprodutor de energia. Através do estudo e revisão teórica apresentado nas seções seguintes, foi possível definir a metodologia deste trabalho, que envolve utilizar a Geração Distribuída dentro do Mercado Livre de Energia para acelerar a migração do consumidor a esse mercado.

3.1 Mercado Livre de Energia

No Mercado Livre de Energia, o consumidor tem a opção de escolher a empresa fornecedora de energia através de um portfólio oferecido por comercializadores autorizados pela ANEEL, decidindo o preço que quer pagar, período de contratações, flexibilidade e sazonalidade da curva de consumo, o tipo de fonte de energia a ser consumida e diversas outras propostas (COSTA, 2021; CARDOSO; ROCHA, 2017).

A adesão a esse tipo de mercado, traz previsibilidade dos gastos com a energia visando preços mais baixos da tarifa média (em média 23% em relação ao ambiente regulado). Além disso, traz a isenção da variação dos custos relativos às bandeiras tarifárias (COSTA, 2021; ABRACEEL, 2020). A Figura 3 mostra a relação dos gastos necessários com o ambiente de contratação regulada (ACR) e o ambiente de contratação livre (ACL).

De acordo com CARDOSO e ROCHA (2017), em uma pesquisa feita em 2016, foi avaliado que mais da metade da energia consumida pelas indústrias do Brasil é adquirida no mercado livre de energia. Isso mostra como as empresas estão se satisfazendo com o ACL, buscando redução nos custos e previsibilidade na fatura de eletricidade. Estas instituições devem analisar o grau de importância da energia em seu processo produtivo, comparando o seu valor com os custos de seus insumos e com a rentabilidade do seu negócio. Dentre as vantagens observadas pela contratação livre, destacam-se (CARDOSO; ROCHA, 2017):

- Poder de escolha;
- Flexibilidade na negociação de produtos customizados com prazos, volumes, preços, formas de reajustes;



Figura 3 – Fatores que constituem as tarifas do mercado cativo e do mercado livre. Fonte: Costa (2021), ABRACEEL (2020).

- Opção por vários tipos de contrato, inclusive com margem de flutuação no consumo mensal;
- Previsibilidade futura, onde os riscos associados a mudanças repentinas na tarifa de energia não são percebidos pelos consumidores livre;
- Serviços complementares, como gerenciamento de contratos, estratégias para compras futuras, monitoramento do mercado, gestão de risco e inteligência de mercado, dentre outros e;
- Aumento da competitividade, reduzindo de maneira significativa a fatura da energia elétrica, em comparação com os valores pagos no mercado cativo.

Além disso, o consumidor inserido no ACL pode retornar para o ACR, desde que notifique a distribuidora local a qual está conectado, com antecedência mínima de cinco anos, ficando o aceite e uma possível redução no prazo de retorno a critério da distribuidora, conforme art. 52 do Decreto nº 5.163 de 2004 (CARDOSO; ROCHA, 2017).

3.1.1 Tipo de compra de energia

A compra da energia no modo ACL, pode ser realizada como energia incentivada ou convencional. A escolha dessa compra depende dos perfil do consumidor, bem como o estudo e análise do contrato em relação a sazonalidade e previsibilidade do seu consumo energético.

A compra da energia incentivada, foi estabelecida pelo Governo para estimular a expansão de geradores de fontes renováveis, limitados a 30MW de potência, como

as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), Biomassa, Eólica e Solar. Para aumentar a competitividade desses geradores, o consumidor recebe descontos de 50% a 100% da tarifa de uso no sistema de distribuição. O percentual de desconto a ser concedido à unidade consumidora, depende da data de homologação da outorga ou do registro de empreendimento de geração da ANEEL, bem como o tipo de geração (CARDOSO; ROCHA, 2017) .

A compra de energia convencional é inerente aos geradores que utilizam usinas térmicas a gás ou grandes hidroelétricas. Apesar do consumidor não obter desconto nas tarifas de distribuição ou transmissão nessa compra, são bastante competitivas e atrativas no mercado de energia (CORTEZ, 2020).

3.1.2 Tipo de consumidor

Existem dois tipos de consumidores dentro do Mercado Livre de Energia, o consumidor livre e o especial. O consumidor livre possui a liberdade de contratar energia proveniente de qualquer tipo de gerador, independente da sua fonte de geração, cuja a demanda contratada deve ser igual ou superior a 500 kW atendidos em média e alta tensão, de acordo com a Minuta de Portaria 314/2019, publicada pelo Ministério de Minas e Energia no Diário Oficial em 28 de dezembro de 2018, diminuindo os requisitos para acesso de consumidores ao mercado livre de energia voltadas apenas para a compra de energia convencional (CORTEZ, 2020). A Tabela 2 mostra os anos que sofreram a redução dos limites mínimos de potência demandada, com evidência na data de 1º de janeiro de 2023, quando entrou em vigor o limite mínimo de 500 kW de demanda de potência.

Tabela 2 – Datas para a implementação de novos requisitos mínimos para acesso ao ACL como consumidor livre. Fonte: Cortez (2020).

A partir de	Consumidores com demanda igual ou superior a
1º de julho de 2019	2500 kW
1º de janeiro de 2018	2000 kW
1º de janeiro de 2021	1500 kW
1º de janeiro de 2022	1000 kW
1º de janeiro de 2023	500 kW

Atendidos em média e alta tensão

Os consumidores especiais, assim como os consumidores livres, possuem demanda de potência contratada igual ou superior a 500 kW. No entanto, devem comprar somente energia proveniente de fontes renováveis ou incentivadas, de usinas solares, eólicas, biomassa e hidráulicas, de empreendimentos com potência inferior ou igual a 50 MW. Esse tipo de consumidor pode integrar matriz e filiais, de mesmo CNPJ, localizadas em áreas contíguas para atingir a demanda de potência mínima de 500 kW e efetuarem o contrato (CORTEZ,

2020). Assim, para qualquer consumidor livre ou especial, é direito e dever (CARDOSO; ROCHA, 2017):

- Ter garantia do fornecimento de energia vinculado ao contrato estabelecido;
- Acesso ao sistema de distribuição e transmissão, devendo para tanto formalizar sua intenção junto ao concessionário local;
- Ser agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- Contratação total da energia consumida através de um ou mais fornecedores para garantir o atendimento total a sua carga e;
- Encargos setoriais: O consumidor livre estará sujeito ao pagamento dos encargos como perdas não técnicas, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), Contribuição para Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) para Eficiência Energética, entre outros.

3.2 Gestão do Mercado Livre de Energia

Após a inserção do consumidor no ACL, o comercializador passa a ser o responsável para gerir o portfólio dos seus fornecedores de energia, podendo optar por contratar algum prestador de serviços (gestor de energia). O papel do gestor de energia é importante, pois ele possui o “*know-how*” das empresas envolvidas no portfólio, o que pode tornar o fornecimento de energia aos consumidores mais eficiente, através do estudo da viabilidade econômica, otimização do processo de migração e aprimoramento da estratégia a ser tomada pelo consumidor (COSTA, 2021).

No ACL, CARDOSO e ROCHA (2017) afirma que o consumidor proveniente da instituição privada é quem define a sua estratégia de contratação de energia e toma as próprias decisões de compra, e é fundamental que ele tenha uma estratégia de longo prazo. Apenas a energia contratada protege o consumidor das variações de preços, que são muito voláteis no setor elétrico brasileiro. Essa volatilidade, segundo CARDOSO e ROCHA (2017), se deve principalmente à predominância da rede hidroelétrica no país, a qual é dependente do regime de chuvas. As estratégias sugeridas aos consumidores, têm como base as peculiaridades de cada cliente, as principais são listadas a seguir (CARDOSO; ROCHA, 2017):

- Perfil conservador: Recomenda-se contratos a longo prazo, que dão alta previsibilidade à empresa, com custos previamente negociados e conhecidos durante todo o período contratado;

- Perfil arrojado: é possível se obter maiores vantagens econômicas através da contratação de volumes inferiores à necessidade, no longo prazo, e o complemento do montante total em contratos de curto prazo e;
- Consumo flexível: o contrato pode prever um consumo flexível (por exemplo, 10% acima ou abaixo do total contratado), reduzindo o risco de déficits ou superávits.

Para o consumidor proveniente da instituição pública, todas as obras, serviços, compras e alienações promovidas pelo Poder Público devem ser precedidas de licitação, que assegure igualdade de condições a todos os concorrentes (art. 37, inciso XXI, da Constituição Federal). O procedimento licitatório, regido pela Lei de Licitações (Lei nº 8.666/1993 e Lei nº 14.133/2021), deve escolher a proposta comercial mais vantajosa aos interesses da Administração (AGUIAR; VIEIRA, 2023). É imprescindível expor a complexidade de licitar e contratar serviços. Em princípio, essa dificuldade enfrentada pelo gestor público reduz-se quando a busca pela gestão eficiente passa a ser o eixo de sua atuação, buscando garantir os princípios da isonomia, a impessoalidade, a moralidade e a transparência nos negócios públicos. (FERNANDES, 2019; TEROÇO, 2020).

A Lei nº 9.648/98, que deu nova redação ao inc. XXII do art. 24 da Lei 8.666/93, tratou como dispensa de licitação a contratação para fornecimento ou suprimento de gás natural e energia elétrica. Dessa forma, fomentou-se dúvida sobre o enquadramento em dispensa ou inexigibilidade de licitação por ocasião da contratação de fornecimento de energia elétrica pela Administração Pública. Na lei, aparentemente há possibilidade de escolha de quaisquer uma das vias, que têm pressupostos diferentes: na inexigibilidade, a competição é impossível, ao passo que, na dispensa, ela não é desejável (MELLO; ANTÔNIO, 1996). Por conseguinte, os órgãos da Administração Pública direta podem comprar energia por inexigibilidade de licitação, quando for atendido como consumidor cativo no ambiente regulado, ou pode comprar energia, mediante dispensa de licitação, no ambiente de contratação livre quando enquadrar-se como consumidor livre (AGUIAR; VIEIRA, 2023). Dessa forma, as estratégias sugeridas aos entes públicos, como é o caso das Universidades públicas, pode ser listada como planejado pelas empresas do setor (Prime Energy, Elétron Energy, 2Wenergia e Tendencia Energia) e pelo gestor de energia da Organização Militar da Força Aérea de Recife (AGUIAR; VIEIRA, 2023):

- Contrato realizado através de dispensa de licitação sem prazo para encerramento da prestação de serviço;
- É necessário um estudo detalhado com relação à energia consumida pela Instituição, que leva em conta os horários de consumo. Isso porque existem diferenças significativas quanto aos valores cobrados pela concessionária do serviço de energia elétrica;

- É necessário levantar preliminarmente o perfil de consumo enquanto consumidor cativo e escolher a melhor categoria de tarifa, assim como as demandas a serem contratadas, para possibilitar a realização de simulações prospectivas;
- O consumidor deve ter conhecimentos dos seguintes parâmetros: a) categoria de tarifa: convencional; horo-sazonal verde; horo-sazonal azul; e b) demandas a serem contratadas: ponta; fora de ponta;
- Para simulação mais assertiva, é necessário que o consumidor tenha em poder os seguintes dados, no mínimo: a) faturas de energia dos últimos doze meses; e b) novas demandas a serem contratadas, no caso de necessidade de aumento de contratação e;
- A assessoria poderá realizar as seguintes atividades: análise de enquadramento tarifário, contratação de demanda e energia reativa; análise das tarifas aplicadas pela distribuidora; análise para projeto de autoprodução ou híbrido; análise de viabilidade para migração ao mercado livre de energia; – suporte completo nas questões regulatórias, técnicas, comerciais e administrativas; – assessoria em todas as tratativas perante as distribuidoras de energia elétrica (Enel, EDP, CPFL etc. . .); – assessoria junto a Agentes do Mercado Livre (Comercializadores, Geradores de Energia e – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); e – representação do cliente junto a CCEE a fim de assegurar o cumprimento de prazos e obrigações inerentes a atuação no mercado livre de suporte técnico, regulatório e operacional para execução dos itens avaliados.

3.2.1 Riscos do ambiente de contratação livre

Ao estar inserido no ACL, o consumidor deve se atentar aos riscos existentes nesse tipo de contrato, entre eles (CORTEZ, 2020; AGUIAR; VIEIRA, 2023):

- Imprevisibilidade do mercado no momento de renovação da contratos;
- Prazo mínimo para a nova negociação contratual;
- Exigência de acompanhamento constante da gestão de energia de acordo com as premissas contratuais;
- Situação da carga e geração do SIN para que se possa obter uma maior economia e aproveitamento da energia contratada;
- Exposição negativa ao Mercado de Curto Prazo.
- Necessidade de conhecimento aprofundado da legislação e;
- Aumento da intervenção estatal (com possibilidade de tributação inopinada, por exemplo)

De acordo com as consultas feitas pelas empresas do setor (Prime Energy, Elétron Energy, 2Wenergia e Tendencia Energia), para o consumidor potencialmente livre, a decisão de migração é uma opção para o exercício da qual detém a prerrogativa, mas, para isso, devem ser levados em conta diversos fatores, tais como a influência da energia na composição do seu custo de produção, o dimensionamento preciso da vantagem econômica em relação à permanência no ACR, capacidade de redução ou aumento de consumo quando necessário, adequação às sazonalidades do ano de modo a que, em uma média móvel de 12 meses, nunca apresente *déficit* de energia contratada. A possível ocorrência de sobras não é penalizada diretamente pela CCEE / ANEEL, mas a penalização pode ser financeira, através da liquidação dessa sobra ao Preço de Liquidações das Diferenças (PLD), eventualmente muito inferior ao preço de compra. Dessa forma, se mal assessorado, o Consumidor Livre pode acabar não realizando uma boa gestão dos seus contratos de energia e não aproveitar as janelas de oportunidade de contratação de energia, correndo o risco de ter que contratar energia mais cara do que ele pagaria no Mercado Cativo (AGUIAR; VIEIRA, 2023).

Os consultores salientaram que o Consumidor Livre também corre o risco de exposição ao Mercado de Curto Prazo, quando precisa cobrir a sua insuficiência de lastro de contratação no curto prazo, pois poderá pagar um preço elevado pela energia necessária para cobrir suas necessidades, ao buscar contrato em momento de PLD apreciado, ou então liquidando posição no “spot” (quando além do pagamento do PLD, ainda estará sujeito ao pagamento de penalidade). Outro risco de preço associado à falta de lastro, ocorre quando da renovação de contrato de fornecimento de energia, em situação em que o Consumidor Livre busca obter contrato de médio / longo prazo e o sistema está em situação de preços elevados no mercado de curto prazo (AGUIAR; VIEIRA, 2023).

3.2.2 Mercado de Curto Prazo (MCP)

O Mercado de Curto Prazo, tem como objetivo liquidar as diferenças entre o montante contratado e o montante consumido (NASCIMENTO et al., 2022). Tais diferenças são precificadas através do PLD, sendo que este preço é baseado em diversos fatores, como Custo Marginal de Operação (CMO), condições de chuva, comportamento dos consumidores e hidrologia fluente. É importante frisar que o PLD possui um piso (limite mínimo) e um teto (limite máximo) que são ajustados pela ANEEL (COSTA, 2021).

Considerando o mês de entrada no ACL como mês M, a partir do mês subsequente M+1, o agente deverá realizar o balanço de sua energia, para apurar se o consumo do mês anterior (mês M) é atendido pelos contratos que possui. Isto é, verificar o “montante de energia consumida versus montante de energia contratada”. Esta operação é denominada no mercado livre de “Balanço Energético”. Tal balanço, é analisado por horário e submercado. Após o agente responsável verificar a contabilização de energia, ele tem como objetivo

montar uma estratégia de curto prazo (CP), com o intuito de melhorar lucro do contrato (COSTA, 2021).

Essa estratégia de CP leva em conta o Lastro de Energia do cliente, referente ao acumulado de energia contratada (recurso) versus consumo (requisito), dos últimos 12 meses. Esta média móvel deverá ser sempre positiva, e serve como um mecanismo que tem como objetivo a segurança do mercado (COSTA, 2021).

Em caso de o contrato de energia não suprir o consumo de energia do agente, é interessante que ele realize uma compra de energia no CP, para que não fique exposto. Pois quando a soma do consumo de energia maior que a soma da energia contratada nos últimos 12 meses o agente pode ser multado e acabar sendo desligado do ACL (COSTA, 2021).

Caso o contrato atenda às necessidades de consumo do agente, este fica livre de realizar operações de compra ou de cessão de energia durante o CP (COSTA, 2021).

Por fim, em caso de o contrato não ultrapassar a necessidade de consumo do agente, ele pode optar por vender ou não este excesso de energia. Tal decisão deverá ser tomada com base no histórico do seu consumo de acordo com a movimentação do mercado. Caso os preços de energia praticados pelo mercado sejam favoráveis (maior do que o PLD), é interessante que o agente venda o excedente de energia. Caso o Lastro de energia seja negativo, é aconselhável que o agente permaneça com esse excesso, para recompor esta diferença, sendo que esta diferença será liquidada pelo valor do PLD pelo mercado de curto prazo (COSTA, 2021).

Com o balanço realizado e a estratégia tomada, o agente ou gestor poderá ter de lidar com fornecedores de energia (comercializadoras ou outros agentes que comprem ou vendam energia) para efetuar este processo. Além disso, esta operação deverá possuir um contrato de curto prazo que deve ser registrado e validado no CCEE (COSTA, 2021).

3.2.3 Liquidação financeira na CCEE

A comercialização das sobras ou déficits de energia calculada por patamar de carga e valorada ao PLD e o Encargo de Serviço do Sistema (ESS) e eventuais ajustes financeiros, são liquidados na “Liquidação Financeira” da CCEE e é divulgado no 22^o dia útil (du) do mês subsequente ao mês de consumo (mês M+1). Em caso do agente que esteja em uma posição devedora ele deverá realizar um depósito na conta do Bradesco (Agência MASP-Trianon) e caso a posição seja credora o saldo ficará disponível nesta mesma conta (COSTA, 2021).

De acordo com as normas regulamentadoras, verifica-se que o banco Bradesco foi eleito pela CCEE como o Agente de Liquidação e Custódia exclusivo. Embora o Banco do Brasil seja considerado pela maior parte do Brasil como agente financeiro associado às

instituições públicas, o Banco do Brasil não presta o serviço de liquidação financeira na CCEE. Portanto, em razão da exclusividade prevista ao Banco Bradesco, não há qualquer óbice legal à contratação pretendida. No mais, ainda que não questionada diretamente, essa contratação seria efetivada por inexigibilidade de licitação, com fundamento no artigo 25, caput, da Lei federal no 8.666/1993 (inviabilidade de competição) (RODRIGUES, 2018).

3.2.4 Garantia financeira na CCEE

É um mecanismo para mitigação de risco de inadimplência financeira. É baseada na apuração das exposições do agente (pré-liquidação). Tal garantia é cobrada apenas se a exposição do agente for negativa, acrescentada de 5%. O valor que é liquidado na Liquidação Financeira da CCEE, é retirado deste montante de garantia e como foi informado no item anterior, ele deve ser depositado na agente MASP-Trianon do Bradesco em uma data estabelecida. Caso o valor não esteja na conta na abertura do dia bancário da data do aporte, o consumidor ficara inadimplente e entrará em processo de desligamento da CCEE (COSTA, 2021).

As garantias financeiras prestadas à CCEE, obrigatórias, decorrem de imposição legal, nos termos da Lei federal no 10.848/2004 (RODRIGUES, 2018):

“Art. 1o A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, deverá dispor sobre: (...) § 6o A comercialização de que trata este artigo será realizada nos termos da Convenção de Comercialização, a ser instituída pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, que deverá prever:

- I as obrigações e os direitos dos agentes do setor elétrico;
- II as garantias financeiras;
- III as penalidades; e
- IV as regras e procedimentos de comercialização, inclusive os relativos ao intercâmbio internacional de energia elétrica.”

No Ambiente de Contratação Regulado o consumidor contrata diretamente com a distribuidora e paga conjuntamente pela energia, transmissão e distribuição, enquanto no Ambiente de Contratação Livre as faturas são separadas em duas “contas”: do pagamento da distribuidora, e do pagamento da fornecedora. Assim, o fornecedor de energia elétrica

não possui poder para efetuar a “prerrogativa de corte de energia elétrica”. Por esta razão, deve ele se proteger para o caso de eventuais inadimplementos. Por esse motivo, surgem dúvidas sobre a possibilidade do setor público de constituir o processo de garantia financeira, tendo em vista a inexistência de uma norma expressa autorizativa. Pois bem, cabe retomar ao processo de dispensa de licitação disciplinada pelo artigo 24, inciso XXII da Lei federal no 8.666/1993, que evidencia a essência da previsão de garantia: assegurar a participação em um mercado já regulado (pela ANEEL), cujos pressupostos da lei geral de contratos administrativos não seriam integralmente transpostos para as relações muito peculiares do setor de energia elétrica. A própria estrutura do setor elétrico, em conjunto com o arcabouço regulatório nele incidente, bastariam para garantir a participação legítima da Administração Pública. Assim, viável extrair do ordenamento jurídico autorização para a constituição de garantia (RODRIGUES, 2018).

3.2.5 Encargo de energia reserva

Para maior segurança do SIN, o país mantém algumas usinas geradoras de energia, que estão fora da ordem de mérito ativas (as usinas com menor custo de energia entram em funcionamento antes da com maior custo de energia), sendo elas normalmente termo elétricas. Entretanto, há uma diferença entre o preço de energia destas usinas e das que estão na ordem de mérito, e, para obter essa segurança é cobrado o valor do Encargo de Energia de Reserva (EER). Tal valor é divulgado pela CCEE no 8^o dia útil do mês e deverá ser depositado até a data informada pela CCEE na conta MASP-Trianon, caso o valor não esteja na conta na abertura do dia bancário da data do aporte, o consumidor ficara inadimplente e entrará em processo de desligamento da CCEE (COSTA, 2021).

3.2.6 Contribuição associativa CCEE

A contribuição associativa é cobrada de todos os agentes que fazem parte da CCEE, ela é proporcional ao número de votos que cada agente tem direito nas assembleias da CCEE, que por sua vez, é proporcional à quantidade de energia transacionada pelo agente nos últimos 12 meses. O boleto é disponibilizado pela CCEE no 5^o dia útil de cada mês e com vencimento sempre no 20^o dia útil. No caso de atraso ou não pagamento da contribuição associativa é iniciado o processo de desligamento do agente na CCEE (COSTA, 2021).

3.2.7 Encargo de Serviço do Sistema (ESS)

De acordo com o descrito pela ANEEL o ESS corresponde aos “Valores monetários destinados à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN, que compreendem os custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro

de cada submercado, a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma, a reserva de capacidade, em MVar, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede, necessária para a operação do sistema de transmissão, a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.” (LOPES, 2011).

3.3 Geração Distribuída

Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es) independente da tecnologia e fonte de energia (WAENGA; PINTO, 2016).

A GD pode ser proveniente de várias fontes alternativas. Destas, a energia solar pode ser citada como uma das mais limpas e de fácil instalação, além disto, diminui a dependência do mercado de petróleo, reduz a emissão de gases poluentes na atmosfera e torna o país menos vulnerável à instabilidade dos recursos hídricos (HOSENUZZAMAN et al., 2015). Com a queda do preço dos equipamentos (painéis fotovoltaicos e inversores), tem ocorrido uma forte tendência à adoção da geração distribuída fotovoltaica (WAENGA; PINTO, 2016).

Com o intuito de incentivar a implementação, padronizar e definir diretrizes para a utilização de GD no Brasil, no dia 17 de abril de 2012, a ANEEL estabeleceu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, em que todo consumidor brasileiro pode gerar e fornecer sua própria energia elétrica, e, havendo excedentes na geração, pode-se distribuir na rede local (CORTEZ, 2020).

As GDs são classificadas pela capacidade de geração: a microgeração distribuída, que se apresenta com capacidade instalada menor ou igual a 100 quilowatts (kW) e utilizando fontes baseadas em hidrelétricas, energia solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada; e a minigeração distribuída, que incorpora sistemas com potência instalada entre 100kW a 1MW (para fontes renováveis) ou 5MW para as demais fontes (SOUSA et al., 2020).

3.3.1 Sistema de compensação de energia

O chamado “Sistema de Compensação de Energia Elétrica” (Figura 4), semelhante à mundialmente conhecida “Medição de Rede”, permite que os consumidores que geram própria eletricidade, usem essa eletricidade como créditos de energia. Em tempos de superprodução, a energia elétrica é injetada na rede, transformando-se em créditos de energia elétrica. No entanto, quando o consumo de eletricidade é superior à produção, a

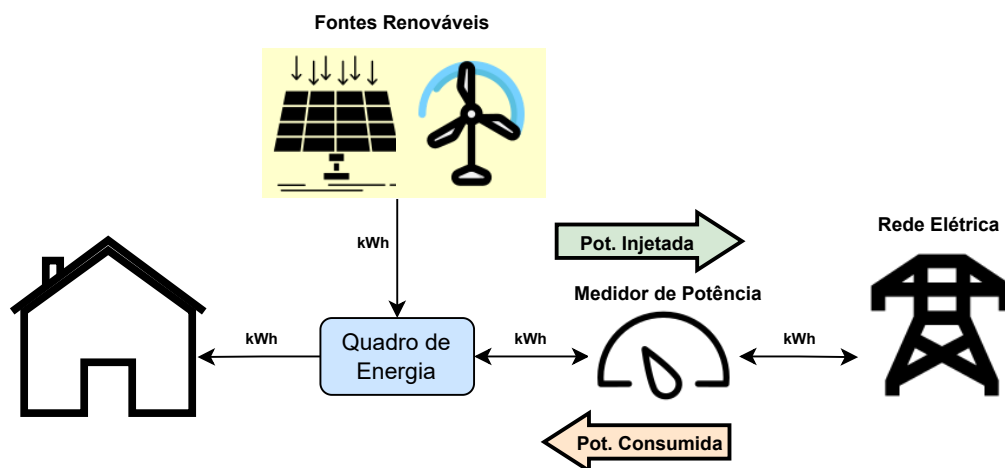


Figura 4 – Diagrama do Sistema de Compensação de Energia. Fonte: Adaptado de Cortez (2020).

unidade consumidora pode usar seus créditos de energia elétrica para debitar esse excedente (HOLDERMANN; KISSEL; BEIGEL, 2014; SOUSA et al., 2020).

De acordo com este regulamento, os créditos de geração (em kWh) permanecem válidos por 36 meses, o que equilibra a sazonalidade das fontes de energia. Além disso, o consumidor também pode usar os créditos em outra unidade consumidora, do mesmo detentor e da mesma área de concessão, uma vez que, como visto anteriormente, as concessionárias de serviços públicos possuem concessões para operar em uma área delimitada. As informações de crédito foram incluídas na fatura para os consumidores, para esclarecer o balanço de energia e facilitar o gerenciamento da conta de luz (SOUSA et al., 2020).

3.3.2 Energia fotovoltaica

Desde o início de sua comercialização, a energia elétrica tem sido fornecida a consumidores residenciais, comerciais, industriais e públicos por meio de geração centralizada e complexos sistemas de transmissão e distribuição (T&D). Sem peças móveis, de manutenção mínima, sem produzir ruído ou qualquer tipo de poluição e utilizando a energia praticamente inesgotável do Sol, geradores solares fotovoltaicos integrados às edificações e conectados à rede elétrica pública vêm crescendo em importância e aplicação em todo o mundo. Os assim chamados Edifícios Solares Fotovoltaicos integram à sua fachada ou cobertura painéis solares que geram, de forma descentralizada e junto ao ponto de consumo, energia elétrica pela conversão direta da luz do Sol. Geradores deste tipo injetam na rede elétrica pública qualquer excedente de energia gerado (para consumo futuro) e, por outro lado, utilizam a rede elétrica como uma imensa bateria de *backup* em períodos noturnos, ou quando a quantidade de energia fotogerada não é suficiente para atender a instalação consumidora.

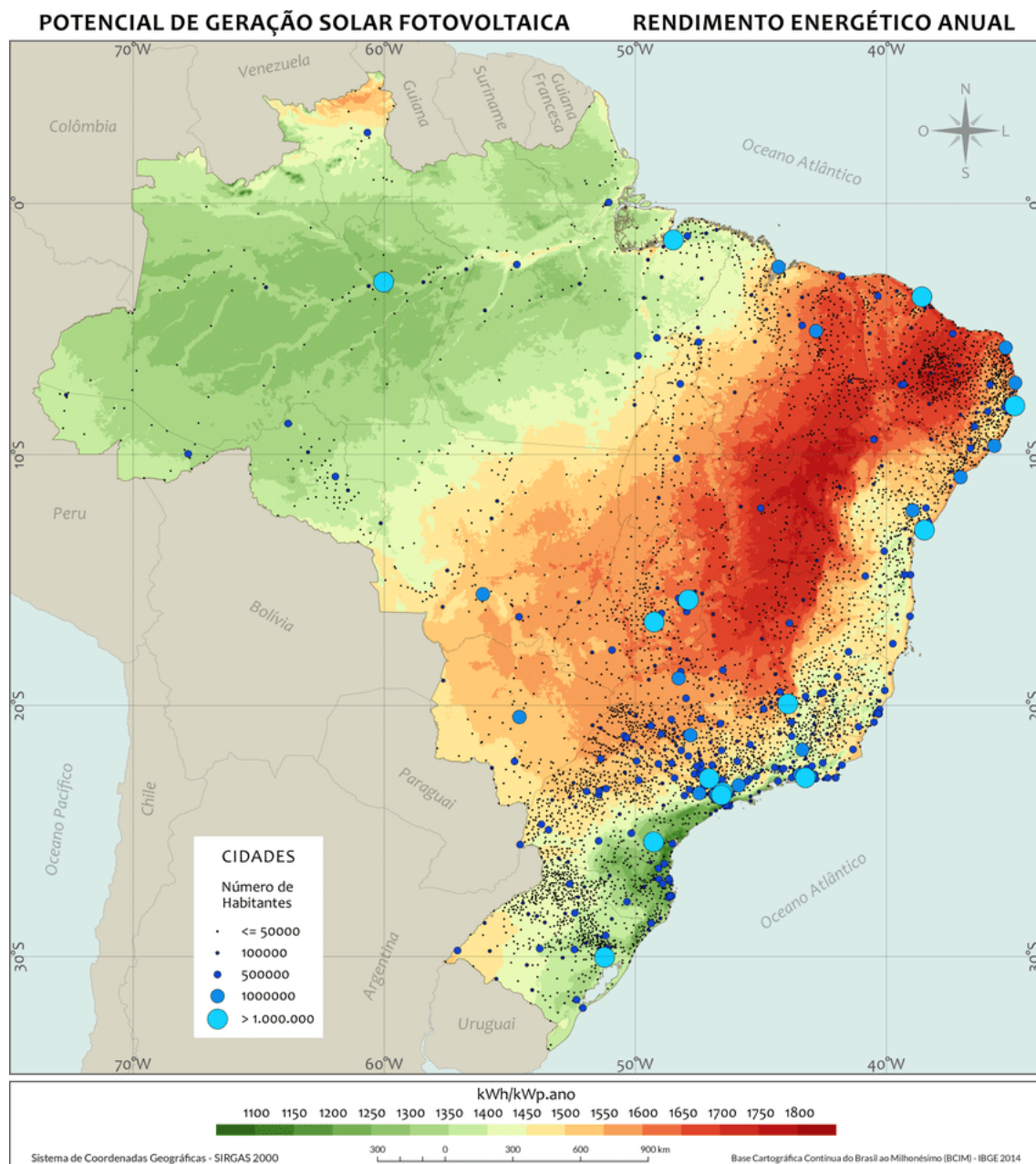


Figura 5 – Mapa do potencial de geração solar fotovoltaica em termos do rendimento energético anual para todo o Brasil (medido em kWh/kWp.ano no perfil de cores), admitindo uma taxa de desempenho de 80% para geradores fotovoltaicos fixos e distribuição da população brasileira nas cidades. Fonte: Pereira et al. (2017).

O mapa do potencial mostrado na Figura 5 revela uma ótima coincidência entre a concentração de municípios e população brasileira e a distribuição da disponibilidade de irradiação anual. Com a queda acentuada dos preços dos geradores solares fotovoltaicos nos últimos anos, sua adoção por todo o território brasileiro é crescente e atingiu crescimento exponencial a partir do final de 2016.

A variabilidade do recurso solar pode ser verificada em diversas escalas temporais, sejam elas de longo, médio ou curto prazos, e pode provocar efeitos indesejáveis em sistemas

elétricos com alta penetração de geração fotovoltaica. A variabilidade de longo prazo, em escala anual, está associada à irradiação solar e pode ser explicada pela sazonalidade do recurso devido à excentricidade da órbita de translação da Terra e à inclinação do eixo de rotação terrestre em relação ao mesmo plano de translação. Esse tipo de variabilidade, pode influenciar o planejamento da operação e da expansão do sistema elétrico (ROCHA et al., 2020).

A Tabela 3 apresenta a Energia Específica (EE), e o Rendimento Global do Sistema Solar (PR) das cidades de Visconde do Rio Branco (VRB), Viçosa, Juiz de Fora e Ponte Nova, localizadas na Zona da Mata, em Minas Gerais. Para a extração dos dados, foi dimensionado um sistema fotovoltaico com capacidade instalada de 500 kWp, constituído de 1960 módulos fotovoltaicos de silício cristalino (c-Si), acoplados a um inversor central de 570 kW de potência nominal, retirado do Atlas (REIS; TIBA, 2016)

Tabela 3 – Energia Específica (EE) e Rendimento Global do Sistema (PR) mensais e anuais para cidades na mesoregião da Zona da Mata Mineira. Fonte: Reis e Tiba (2016).

VRB - MG		Viçosa - MG		Juiz de Fora - MG		Ponte Nova - MG	
Meses	kWh/kWp	Meses	kWh/kWp	Meses	kWh/kWp	Meses	kWh/kWp
JAN	158,4	JAN	161,83	JAN	152,54	JAN	170,93
FEV	111,3	FEV	121,43	FEV	105,96	FEV	121,85
MAR	105,95	MAR	107,69	MAR	105,96	MAR	109,36
ABR	88,29	ABR	88,97	ABR	86,86	ABR	91,8
MAI	69,28	MAI	69,28	MAI	67,48	MAI	71,43
JUN	56,3	JUN	57,15	JUN	54,29	JUN	58,03
JUL	62,13	JUL	63,57	JUL	59,99	JUL	65,56
AGO	82,77	AGO	84,92	AGO	78,15	AGO	85,59
SET	98,5	SET	99,54	SET	91,86	SET	97,42
OUT	143,83	OUT	139,42	OUT	137,83	OUT	143,38
NOV	125,36	NOV	124,09	NOV	120,08	NOV	118,95
DEZ	151,87	DEZ	152,92	DEZ	147,95	DEZ	148,59
Anual	1254	Anual	1271	Anual	1209	Anual	1283
PR	0,78	PR	0,785	PR	0,79	PR	0,78

Já a variabilidade de médio prazo, em escala diária, é decorrente do movimento de rotação da Terra em torno do seu próprio eixo, ou, equivalentemente, do movimento aparente do Sol em relação à Terra. Pode estar relacionada à irradiação diária ou aos níveis máximos de irradiância diária e pode causar impacto no balanço entre geração e demanda de energia no sistema elétrico (ROCHA et al., 2020). Na Figura 6, é apresentado o impacto no balanço energético entre o consumo horário médio e as variações do PLD durante o dia 11 de outubro de 2019 de uma indústria produtora de refrigerantes, inserida no ACL com filiais distribuídas no estado do Rio Grande do Sul (CORTEZ, 2020).

Por fim, no caso da variabilidade de curto prazo, em escala horária ou sub-horária, essa se caracteriza por apresentar valores de irradiância na maior parte das vezes menores

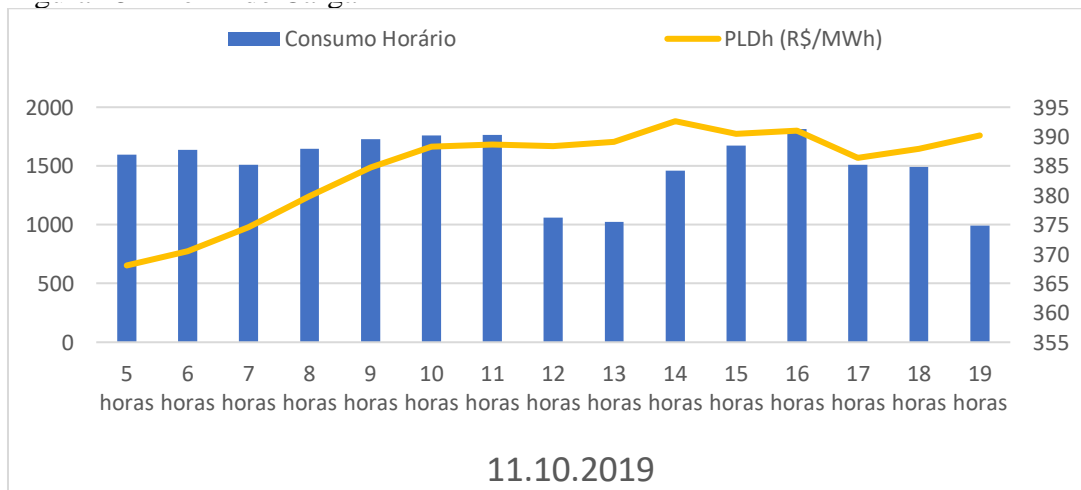


Figura 6 – Perfil de consumo diário x Variação do PLDh. Fonte: Cortez (2020).

que a esperada em dias de céu claro, mas, às vezes, podem ser maiores. As diferenças observadas em relação aos valores medidos e de céu claro são decorrentes de fenômenos atmosféricos, como passagem de nuvens, ocorrência de chuvas e aerossóis (naturais ou antropogênicos). Nessa escala temporal, os efeitos no sistema elétrico podem ser provocados em religadores, *taps* de transformadores, controladores de tensão, e no sistema de proteção (ROCHA et al., 2020).

Na Figura 7, são mostradas curvas de irradiâncias medidas e de céu claro para a estação de Brasília, com fotos que ilustram as condições médias de céu para três condições típicas: dia claro, dia com nuvens esparsas e dia nublado (ROCHA et al., 2020).

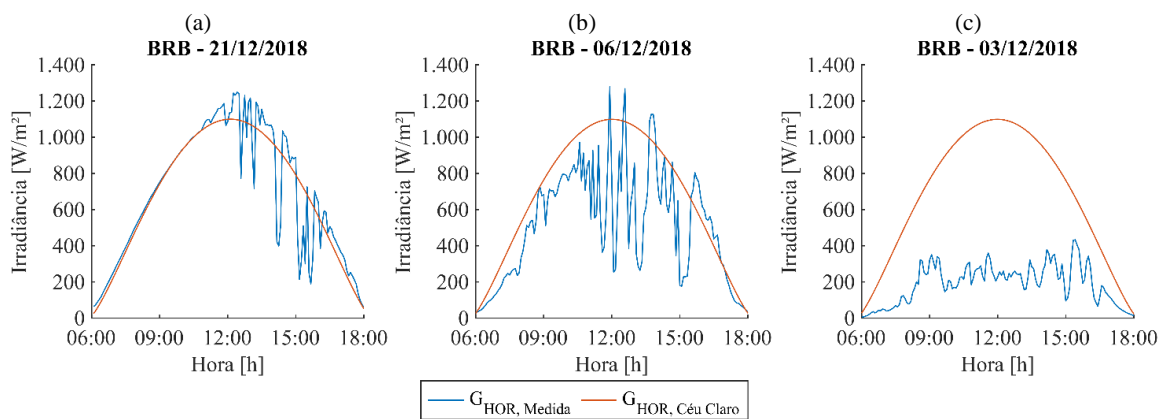


Figura 7 – Irradiâncias medidas ($G_{HOR,Medida}$) e do céu claro ($G_{HOR,CéuClaro}$) para: (a) céu claro, (b) dia com nuvens esparsas e (c) dia nublado para três dias de dezembro de 2018 da estação da rede SONDA em Brasília. Fonte: Rocha et al. (2020).

4 Metodologias de Projeto

Este trabalho consiste avaliar o lucro obtido de uma geração distribuída para a Universidade Federal de Viçosa (UFV) - Campus Viçosa, inserida no ACL na modalidade de autoprodutor, considerando a precificação horária no mercado de curto prazo. A metodologia desse trabalho se faz a partir das condições de contrato do consumidor em pauta, averiguando a economia obtida durante as férias e durante o andamento das aulas presenciais na Universidade. O período analisado é referente ao ano de 2022, com a Universidade se reestabelecendo com as disciplinas presenciais após a pandemia do COVID19.

A fonte de energia solar foi escolhida neste estudo pelo fato de ser considerada a fonte mais barata para uma GD, segundo a Agência Internacional de Energia (AIE). O regime de operação dessas fontes ocorrem durante os horários comerciais, assim como a Universidade Federal de Viçosa tem suas atividades acadêmicas ocorrendo nesse horário. Além disso, há o fato de que o pico de carga do SIN acontece também em horário comercial, o que afeta o valor do preço horário por energia no mercado de curto prazo.

O dimensionamento da usina fotovoltaica foi realizada com base na área disponível para instalação dentro da UFV - Campus Viçosa. Para simular a geração de energia obtida pela GD, foi utilizado informações dos dados da Tabela 3 referente a localidade de Viçosa - MG. Assim, foi analisado três cenários distintos, de acordo com o dimensionamento da GD e o consumo mensal da Universidade, de acordo com as seguintes premissas:

- Para os cálculos, foram utilizadas as faturas de energia no ano de 2022 com as tarifas disponibilizadas pela resolução da ANEEL em 25/05/2021, referente às tarifas da CEMIG (ANEEL, 2023).
- Os custos do mercado livre foram baseados em um consumidor com perfil semelhante ao da Universidade Federal de Viçosa. Os encargos referentes à maior confiabilidade do sistema (ESS e EER) não foram considerados.
- Como a universidade é isenta de cobranças de impostos, o valor de base das tarifas foi baseado na resolução homologatória ANEEL (sem impostos) determinado nas faturas mensais da CEMIG.
- Foi mantido a mesma modalidade tarifária do campus, visto que isto tende a diminuir os possíveis gastos com adequação da rede da Subestação de energia.
- Não foram consideradas multas, juros, correções monetárias, custos de gestor, nem isenções de encargos setoriais pela autoprodução através de fonte renovável.

4.1 Preço Horário por Energia na Região Sudeste

O mercado brasileiro de energia elétrica tem grande parte do preço da energia valorado de acordo com as condições hídricas do país. Dado a maneira de formação do PLD, nota-se que este é fortemente ligado ao nível dos reservatórios, gerando, assim, uma certa volatilidade (CORTEZ, 2020). A Figura 8 apresenta a alta volatilidade do preço nos anos de 2018 a 2021, devido aos períodos de baixa precipitação ocorridos. No ano de 2022 em diante, não houve altas variações do preço horário por energia, reduzindo o impacto do PLD no mercado de curto prazo nesse período. Isso ocorreu pelo fato dos reservatórios estarem abastecidos, confirmando a dependência dos recursos hídricos no custo da energia.

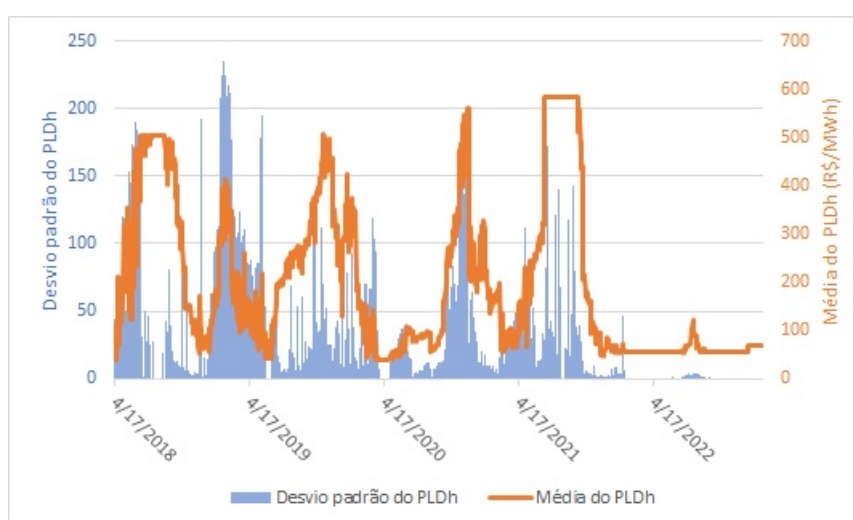


Figura 8 – Variação do preço horário na região sudeste do Brasil, de 2018 a 2022. Fonte: CCEE (2023) .

No ano de 2022, o preço horário se estabilizou em um piso de R\$ 58,44/MWh, com pequenas variações em julho e agosto. A projeção do preço horário de energia para o ano de 2023 tende se manter estável no piso de R\$ 69,04/MWh, com precipitações suficientes para suprimir os reservatórios. Dessa forma, é possível estimar, para o ano de 2023, um comportamento do PLD e do mercado de curto prazo similar ao do ano de 2022.

4.2 Demanda de Carga Horária

Com o a precificação horária, as oportunidades de negociações no mercado de curto prazo se tornam mais vantajosas, com maior poder de decisão nas mãos dos agentes. Em contrapartida, o PLD mais detalhado apresenta maiores oscilações no preço da energia elétrica durante o dia, o que pode causar exposição negativa aos consumidores, de acordo com o consumo de carga do SIN. A Figura 9 apresenta os dados extraídos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) do consumo horário no mês de agosto de 2022, na região sudeste e centro-oeste. Nesse período, houve variação na precificação horária ao

longo dos dias, com destaque entre os dias 5 e 6 de agosto, quando o PLDh diminuiu de R\$ 125,00/MWh para R\$ 87,00/MWh. Ademais, é possível perceber, ao longo dos dias, que a demanda de energia elétrica atinge o seu pico nos horários entre 9h e 18h, provocando pequenas oscilações no PLDh.

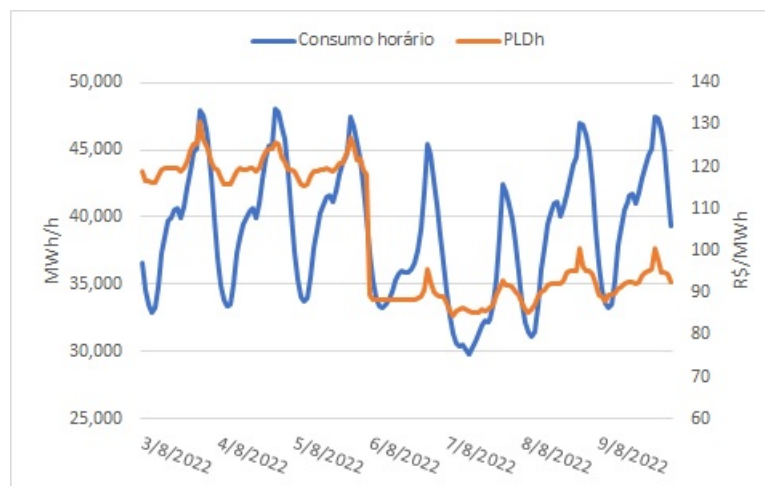


Figura 9 – Consumo horário e PLDh na região Sudeste/Centro-Oeste do Brasil entre 3 e 9 de agosto de 2022. Fonte: CCEE (2023).

Apesar das variações do PLDh ocorridas no final de julho e no início de agosto de 2022, o seu valor se manteve na média de R\$ 62,32/MWh e com baixo desvio padrão. Portanto, foi considerado neste estudo o valor médio no período de 2022 para os cálculos do PLD no mercado de curto prazo, visto que as faturas de energia elétrica fornecidas pela UFV apresentam valores mensais, o que dificulta a sua avaliação mais detalhada ao longo dos dias. Conseqüentemente, a avaliação do lucro do consumidor nos anos anteriores ao de 2022 se torna inviável, devido ao alto desvio padrão na precificação horária e a falta de informação detalhada do consumo de energia elétrica na UFV.

4.3 Dimensionamento da Geração Distribuída

Para este trabalho, foram avaliados três projetos de usinas fotovoltaicas em execução na UFV - Viçosa descritos na Tabela 4. Assim, através das combinações das usinas em operação, foi analisado três cenários: com apenas a 1ª usina operando, com a 1ª e a 2ª usina operando e com a 1ª, 2ª e 3ª usina operando. Baseado na Tabela 3, a Figura 10 apresenta as gerações médias mensais para os três cenários avaliados neste trabalho. Nota-se que nos meses de verão ocorre maior geração de energia, enquanto os meses de inverno a estimativa indica baixo fornecimento, o que deve ser levado em conta nos cálculos para a venda ou compra no mercado de curto prazo no ACL.

Assim, para avaliar o lucro obtido com a GD em operação, a geração média mensal das usinas foi somada à energia mensal consumida, determinando o valor da energia final

Tabela 4 – Projetos de usinas fotovoltaicas em execução na UFV - Viçosa. Fonte: do autor.

Usina	Local	Início de operação	Nº de painéis	Nº de inversores	Potência de pico	Investimento
1º	Viçosa	10/08/2021	952 de 405 Wp	2 de 175 kW	385 kWp	R\$ 2731407,13
2º	Viçosa	Não finalizada	564 de 665 Wp	3 de 125 kW	374 kWp	R\$ 3091112,21
3º	Em planejamento, com estimativa de ampliar 2000,00 kWp e gerar 2294917 kWh anualmente					≈R\$ 12768592,80

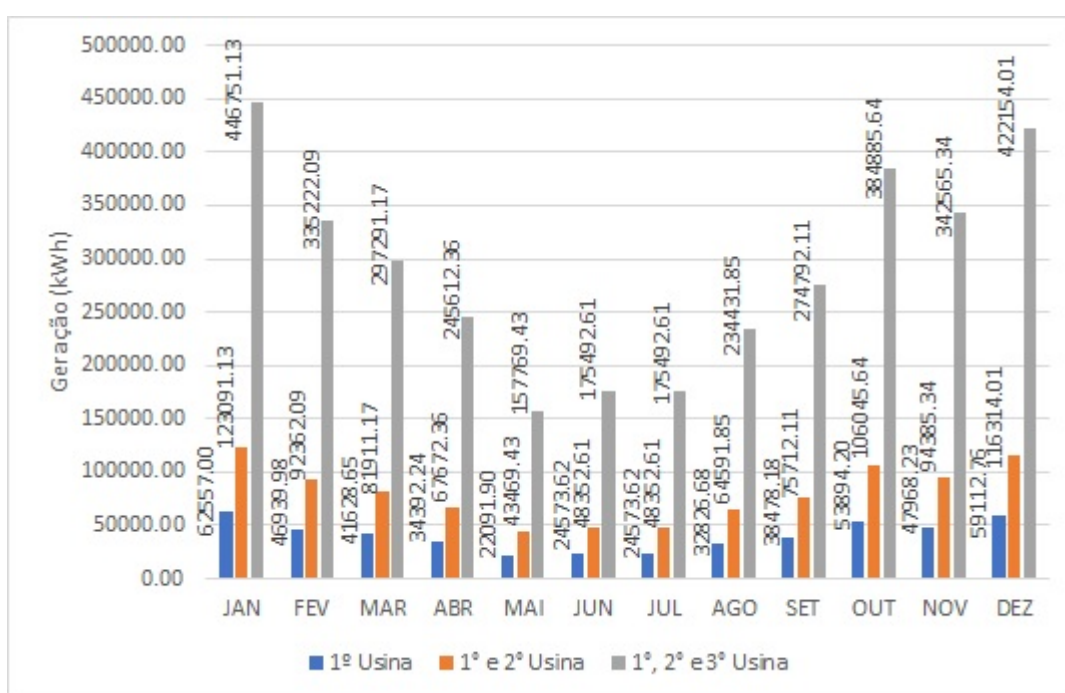


Figura 10 – Potencial de geração de energia por mês com o projeto das usinas solares dentro da Universidade Federal de Viçosa - Campus Viçosa. Fonte: do autor.

consumida de acordo com a flexibilidade e o preço definido no contrato a longo prazo no ACL. Caso a soma da energia adquirida no ACL e da energia gerada pelas usinas expor o consumidor positivamente no mês, ele pode vender o excedente no mercado de curto prazo, aumentando a sua economia.

4.4 Proposta de Contratação para o ACL

A Figura 11 apresenta o consumo de energia elétrica mensal do Campus Viçosa no ano de 2022. O consumo médio por mês foi de 1130,27 MWh, com o aumento da demanda nos meses após o período de pandemia, com o início das disciplinas presenciais em abril. No ano de 2022, o maior consumo de energia atingido foi em maio, de 1307,60 MWh, enquanto o menor consumo foi em fevereiro, de 974,40 MWh.

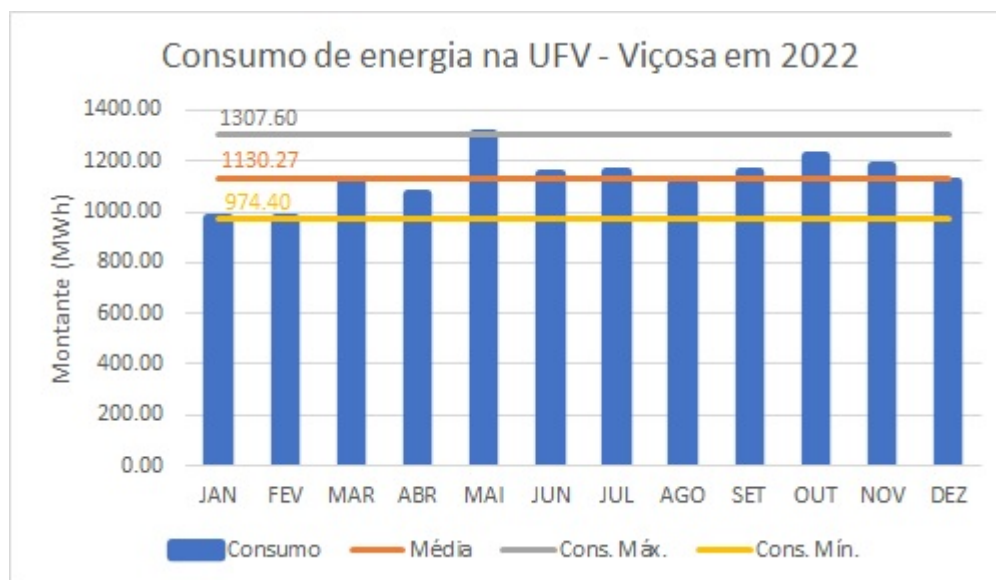


Figura 11 – Consumo de energia elétrica mensal da Universidade Federal de Viçosa - Campus Viçosa no ano de 2022. Fonte: do autor

Apesar do baixo consumo de energia nos meses de janeiro até abril, o custo das bandeiras tarifárias afetaram o preço mensal das faturas consideravelmente. A Tabela 5 apresenta os custos com as bandeiras tarifárias ao longo do ano de 2022. O montante anual de R\$ 561823,78 pode ser um gasto a menos pela Universidade com a sua inserção no mercado livre.

Tabela 5 – Bandeiras tarifárias cobradas nas faturas de energia da UFV, no ano de 2022. Fonte: do autor.

Mês	Bandeira Tarifária
JAN	R\$ 154387,86
FEV	R\$ 152251,30
MAR	R\$ 176333,18
ABR	R\$ 78851,44
MAI	R\$ 00,00
JUN	R\$ 00,00
JUL	R\$ 00,00
AGO	R\$ 00,00
SET	R\$ 00,00
OUT	R\$ 00,00
NOV	R\$ 00,00
DEZ	R\$ 00,00
Anual	R\$ 561823,78

Para garantir a plena contratação de energia da UFV com os contratos de longo prazo, foi utilizado uma flexibilidade de 15% em relação à média do consumo de 2022, dessa forma o consumidor reduz o risco de ser exposto negativamente e ter que desenvolver estratégias para quitar as liquidações das diferenças no mercado de curto prazo. No entanto, devido ao baixo valor do PLDh, o consumidor será prejudicado com a sua exposição positiva,

pois o valor negociado no mercado livre para a venda da sua energia produzida não é superior ao teto mínimo negociado pela flexibilidade de 15%. O agente consumidor deve estar ciente com esse efeito, que é mais evidente no cenário 3 com as três GDs em pleno funcionamento, pois será exposto positivamente em todos os meses e não obterá lucro.

No ACL, a fatura total da energia é determinado em função de duas parcelas: uma parcela relativa a Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição (TUSD) fio e a outra relativa ao consumo de energia. Os impostos, tarifas, encargos, preço da energia e do consumo mensal estão embutidas nestas duas parcelas (FONSECA, 2015). Além disso, há descontos nas tarifas de demanda de ponta e fora de ponta para consumidores de energia incentivada e não há o adicional de bandeira tarifária. O custo total a ser dispendido pelo consumidor depende das negociações e andamento do contrato. Neste trabalho, o custo total é calculado com base na seguinte equação (COSTA, 2021):

$$\begin{aligned}
 \text{Custo} = & E_{nl}P_{cl} + T_{usdEcHP}E_{cHP} + T_{usdEcHFP}E_{cHFP} + T_{usdQHP}Q_{HP} + \\
 & + T_{usdQHFP}Q_{HFP} + T_{ErHP}E_{rHP} + T_{ErHFP}E_{rHFP} + T_{RHFP}R_{HFP} + \\
 & + T_{RHFP}R_{HFP} + T_{UQHP}Q_{UHP} + T_{UQHFP}Q_{UHFP} + E_c + G + \\
 & + E_s - D + L
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

sendo

E_{nl} : Energia contratada no ACL;

P_{cl} : Preço da energia contratada no ACL;

$T_{usdEcHP}$: Tarifa de distribuição de energia consumida (HP), com desconto por energia incentivada. Valor base: 0,118 R\$/KWh (ANEEL, 2023);

E_{cHP} : Quantidade de energia consumida (HP);

$T_{usdEcHFP}$: Tarifa de distribuição de energia consumida (HFP), com desconto por energia incentivada. Valor base: 0,118 R\$/KWh (ANEEL, 2023);

E_{cHFP} : Quantidade de energia consumida (HFP);

T_{usdQHP} : Tarifa de distribuição da demanda consumida (HP), com desconto por energia incentivada. Valor base: resolução ANEEL na fatura da CEMIG;

Q_{HP} : Quantidade de demanda consumida (HP);

$T_{usdQHFP}$: Tarifa de distribuição da demanda consumida (HFP), com desconto por energia incentivada. Valor base: resolução ANEEL na fatura da CEMIG;

Q_{HFP} : Quantidade de demanda consumida (HFP);

- T_{ErHP} : Tarifa de energia reativa (HP). Valor base: resolução ANEEL na fatura da CEMIG;
- E_{rHP} : Quantidade de energia reativa faturada (HP);
- T_{ErHFP} : Tarifa de energia reativa (HFP). Valor base: resolução ANEEL na fatura da CEMIG;
- E_{rHFP} : Quantidade de energia reativa faturada (HFP);
- T_{RHP} : Tarifa de demanda reativa (HP). Valor base: resolução ANEEL na fatura da CEMIG;
- R_{HP} : Quantidade de demanda reativa faturada (HP);
- T_{RHFP} : Tarifa de demanda reativa (HFP). Valor base: resolução ANEEL na fatura da CEMIG;
- R_{HFP} : Quantidade de demanda reativa faturada (HFP);
- T_{UQHP} : Tarifa de ultrapassagem de demanda (HP). Valor base: resolução ANEEL na fatura da CEMIG;
- Q_{UHP} : Quantidade demanda ultrapassada (HP);
- T_{UQHFP} : Tarifa de ultrapassagem de demanda (HFP). Valor base: resolução ANEEL na fatura da CEMIG;
- Q_{UHFP} : Quantidade demanda ultrapassada (HFP). Valor base: resolução ANEEL na fatura da CEMIG;
- E_c : Encargos (Contribuição para iluminação pública);
- G : Custos com o gestor de energia (não considerado);
- E_s : Encargos para maior confiabilidade no sistema (não considerado);
- D : Abatimentos e devoluções dos impostos;
- L : Resultado da liquidação financeira, com desconto por energia incentivada.

Em Costa (2021), através da equação (4.1) e das faturas mensais da UFV - Viçosa do ano de 2019, foi definido os preços de equilíbrio (*Break-even point*) da energia a ser contratada no ACL. Dessa forma, foi possível determinar o preço máximo de energia contratada para o qual a migração da UFV - Viçosa ao mercado livre se torne economicamente viável. A Tabela 6 apresenta os máximos preços a serem negociados pela UFV - Viçosa no ACL para a energia convencional, incentivada 50% e incentivada 100%.

Os preços médios de energia obtidos da Tabela 6 mostram serem muito superiores com os preços negociados no mercado livre, que evidencia uma vantagem nessa proposta. No entanto, os preços tem uma previsibilidade instável ao longo do tempo, que é um risco

Tabela 6 – Maior preço de energia contratada para que a migração da UFV - Viçosa se torne economicamente interessante. Fonte: Costa (2021).

Tipo de contrato	Preço/MWh
Preço convencional	R\$ 258,61
Preço de incentivada 50%	R\$ 326,30
Preço de incentivada 100%	R\$ 390,83

a ser tomado pelo consumidor, podendo ser prejudicado com valores mais altos no decorrer dos anos. Assim, com os preços de equilíbrio obtidos da Tabela 6 e a média do PLDh mensal, foi possível estimar a economia que a UFV - Viçosa teria no ano de 2022 com a sua migração para o ACL como autoprodutor de energia a partir das GDs das suas usinas solares em execução. A forma de contrato é definida como mostra a Tabela 7

Tabela 7 – Características de contrato do ACL. Fonte: do autor.

Período de fornecimento	01 janeiro de 2022 a 31 de dezembro de 2027
Submercado	Sudeste
Modalidade	Azul A4
Energia Contratada (MWh)	1030,27
Flexibilidade mensal	15%
Preço da energia 0%	258,61 R\$ /MWh
Preço da energia 50%	326,30 R\$ /MWh
Preço da energia 100%	390,83 R\$ /MWh

5 Resultados e Discussão

Nesta seção foram analisadas as vantagens e desvantagens de cada cenário para os três tipos de energia contratada no ACL: energia convencional, incentivada 50% (I50) e incentivada 100% (I100). Em cada contrato, deve ser levado em consideração a oferta do tipo de energia contratada naquele momento, a energia I50 é a de maior liquidez no mercado, enquanto a energia I100 possui menor disponibilidade nos portfólios, este último é devido ao menor número de usinas classificadas com esse desconto.

A menor oferta de contratos a longo prazo por energia incentivada é relacionada aos aspectos incontroláveis da sua geração, como a incidência de raios solares, dos ventos ou da chuva, no caso das usinas solares, eólicas e hidráulicas. Na maior parte das vezes, os contratos com essas usinas são combinados para atender às necessidades dos consumidores. Isso porque, o perfil de geração dessas usinas, nem sempre acompanham o perfil de consumo das unidades consumidoras. Por exemplo, as usinas fotovoltaicas somente geram energia nos horários em que há sol. No horário noturno, a geração de energia será feita por outras usinas – eólicas, hidráulicas ou termelétricas. Mesmo que a geração total da usina fotovoltaica seja suficiente para cobrir o consumo total diário ou mensal, ela não tem capacidade de fornecer energia em todas as horas do dia (REPLACE, 2023).

5.1 Cenário 1

A Tabela 8 apresenta o consumo de potência ativa e a geração média da 1ª usina solar durante o ano de 2022 na UFV - Campus Viçosa. Através do consumo e da geração média, foi possível estimar a energia contratada no ACL e as exposições do consumidor para acerto no mercado de curto prazo, considerando a flexibilidade de 15% em torno do consumo médio de 1030,27 MWh no ano.

Nesse cenário, a Universidade ficou poucas vezes exposto positivamente, com saldo anual de 76,56 MWh, o que ainda é vantajoso para o consumidor, pois a precificação horária no mercado de curto prazo é de R\$ 62,32/MWh, muito abaixo do preço da energia contratada a longo prazo, o que não gera lucro final.

Desconsiderando os impostos das tarifas, foi realizado o cálculo das faturas mensais de energia no ano de 2022, disponibilizada pela CEMIG a UFV. Os custos finais de cada mês para cada tipo de energia contratada no ACL também foi calculado, como mostra a Tabela 9.

Os resultados obtidos no 1º cenário são bastante promissores, com economia anual de R\$ 436027,85 para o ACL com energia convencional, R\$ 1446738,83 com energia I5 e

Tabela 8 – Consumo médio da UFV, geração média da 1° usina solar, energia contratada no ACL e exposição do consumidor durante o ano de 2022. Fonte: do autor.

Mês - 2022	Consumo médio MWh	Geração média estimada MWh	Energia contratada MWh (1130,27 MWh + flex 15%)	Exposição (MWh)
JAN	980,00	62,56	960,73	+ 43,29
FEV	974,40	46,94	960,73	+ 33,27
MAR	1117,20	41,63	1075,57	+ 00,00
ABR	1075,20	34,39	1040,81	+ 00,00
MAI	1307,60	22,09	1285,51	+ 00,00
JUN	1150,80	24,57	1126,23	+ 00,00
JUL	1162,00	24,57	1137,43	+ 00,00
AGO	1111,60	32,83	1078,77	+ 00,00
SET	1156,40	38,48	1117,92	+ 00,00
OUT	1223,60	53,89	1169,74	+ 00,00
NOV	1184,40	47,97	1136,43	+ 00,00
DEZ	1120,00	59,11	1060,89	+ 00,00
Anual	13563,20	489,04	13150,72	+ 76,56

Tabela 9 – Custos mensais obtidos no mercado cativo e livre de energia. Para o ACL foi considerado a geração da 1° usina projetada na UFV. Fonte: do autor.

Mês	Cativo s/ GD	Convencional ACL c/ GD	Incentivada I50 ACL c/ GD	Incentivada I100 ACL c/ GD
JAN	R\$ 681602,30	R\$ 553657,29	R\$ 474249,10	R\$ 391805,01
FEV	R\$ 668221,40	R\$ 541517,47	R\$ 462439,68	R\$ 380325,99
MAR	R\$ 744329,10	R\$ 591892,98	R\$ 512163,52	R\$ 429035,25
ABR	R\$ 631772,70	R\$ 569508,45	R\$ 489904,08	R\$ 407010,75
MAI	R\$ 648254,80	R\$ 660213,52	R\$ 583461,29	R\$ 502646,85
JUN	R\$ 598164,50	R\$ 606352,82	R\$ 525155,02	R\$ 440398,35
JUL	R\$ 617447,00	R\$ 624174,65	R\$ 536272,28	R\$ 444775,64
AGO	R\$ 600102,10	R\$ 603740,58	R\$ 514841,13	R\$ 422532,75
SET	R\$ 615489,80	R\$ 618468,37	R\$ 529575,77	R\$ 437150,55
OUT	R\$ 639389,50	R\$ 639799,14	R\$ 550449,44	R\$ 457403,36
NOV	R\$ 624449,10	R\$ 626559,24	R\$ 537267,58	R\$ 444384,81
DEZ	R\$ 601114,70	R\$ 599424,64	R\$ 508819,28	R\$ 414861,51
Anual	R\$ 7671337,00	R\$ 7235309,15	R\$ 6224598,17	R\$ 5172330,82
Economia		R\$ 436027,85	R\$ 1446738,83	R\$ 2499006,18
Saldo no Mercado de Curto Prazo				R\$ 4771,22

R\$ 2499006,18 com energia I1, sendo grande parte dessa economia proveniente da ausência das bandeiras tarifárias cobradas no mercado cativo. O saldo final obtido no mercado de curto prazo com a exposição anual foi de R\$ 4771,22, relativamente baixo se comparado com a economia que se poderia obter considerando a flexibilidade maior, que seria de até R\$ 19799,18 com a energia convencional, R\$ 24981,52 com a energia I5 e R\$ 29921,95 com a energia I1.

5.2 Cenário 2

A Tabela 10 apresenta o consumo de potência ativa e a geração média da 1ª e 2ª usina solar durante o ano de 2022 na UFV - Campos Viçosa. No cenário 2, a Universidade também ficou poucas vezes exposto positivamente, com saldo anual de 182,51 MWh. Portanto, esse cenário apresentou o melhor resultado com a estratégia de contrato estabelecida por aproveitar grande parte da energia gerada.

Tabela 10 – Consumo médio da UFV, geração média da 1ª e 2ª usinas solares, energia contratada no ACL e exposição do consumidor durante o ano de 2022. Fonte: do autor.

Mês	Consumo médio MWh	Geração média estimada MWh	Energia contratada MWh (1130,27 MWh + flex 15%)	Exposição (MWh)
JAN	980,00	123,09	960,73	+ 103,82
FEV	974,40	92,36	960,73	+ 78,69
MAR	1117,20	81,91	1035,29	+ 00,00
ABR	1075,20	67,67	1007,53	+ 00,00
MAI	1307,60	43,47	1264,13	+ 00,00
JUN	1150,80	48,35	1102,45	+ 00,00
JUL	1162,00	48,35	1113,65	+ 00,00
AGO	1111,60	64,59	1047,01	+ 00,00
SET	1156,40	75,71	1080,69	+ 00,00
OUT	1223,60	106,05	1117,55	+ 00,00
NOV	1184,40	94,38	1090,02	+ 00,00
DEZ	1120,00	116,31	1003,69	+ 00,00
Anual	13563,20	962,26	12783,45	+ 182,51

A Tabela 11 apresenta os custos finais de cada mês para cada tipo de energia contratada no ACL. Com economia anual de R\$ 531012,73 com a energia convencional, R\$ 1566585,57 com a energia I5 e R\$ 2642554,12 com a energia I1, sendo grande parte dessa economia proveniente da ausência das bandeiras tarifárias cobradas no mercado cativo. O saldo final obtido no mercado de curto prazo com a exposição anual foi de R\$ 11374,02, com capacidade de aumentar em até R\$ 47198,91 com a energia convencional, R\$ 59553,01 com a energia I5 e R\$ 71330,38 com a energia I1, através do aumento da flexibilidade do contrato.

5.3 Cenário 3

Por fim, a Tabela 12 apresenta o consumo de potência ativa e a geração média da 1ª, 2ª e 3ª usina solar durante o ano de 2022 na UFV - Campus Viçosa. No cenário 3, a Universidade contratou 86,7% da sua energia anual consumida. No entanto, ficou exposta com maior frequência e com alto saldo positivo, com valor anual de 1687,41 MWh. Esse cenário não foi interessante para essa estratégia de contrato adotada no ACL, pois grande

Tabela 11 – Custos mensais obtidos no mercado cativo e livre de energia. Para o ACL foi considerado a geração da 1^o e da 2^o usina projetada na UFV. Fonte: do autor.

Mês	Cativo s/ GD	Convencional ACL c/ GD	Incentivada I50 ACL c/ GD	Incentivada I100 ACL c/ GD
JAN	R\$ 681602,30	R\$ 553657,29	R\$ 474249,10	R\$ 391805,01
FEV	R\$ 668221,40	R\$ 541517,47	R\$ 462439,68	R\$ 380325,99
MAR	R\$ 744329,10	R\$ 581476,17	R\$ 499020,15	R\$ 413292,61
ABR	R\$ 631772,70	R\$ 560901,91	R\$ 479044,81	R\$ 394003,93
MAI	R\$ 648254,80	R\$ 654684,43	R\$ 576484,99	R\$ 494290,91
JUN	R\$ 598164,50	R\$ 600203,07	R\$ 517395,61	R\$ 431104,41
JUL	R\$ 617447,00	R\$ 618024,90	R\$ 528512,87	R\$ 435481,71
AGO	R\$ 600102,10	R\$ 595527,13	R\$ 504477,84	R\$ 410119,99
SET	R\$ 615489,80	R\$ 608840,32	R\$ 517427,62	R\$ 422599,95
OUT	R\$ 639389,50	R\$ 626302,28	R\$ 533419,84	R\$ 437005,94
NOV	R\$ 624449,10	R\$ 614557,15	R\$ 522124,00	R\$ 426246,39
DEZ	R\$ 601114,70	R\$ 584632,15	R\$ 490154,92	R\$ 392506,04
Anual	R\$ 7671337,00	R\$ 7140324,27	R\$ 6104751,43	R\$ 5028782,88
	Economia	R\$ 531012,73	R\$ 1566585,57	R\$ 2642554,12
	Saldo no Mercado de Curto Prazo			R\$ 11374,02

parte da sua exposição será vendida a um preço com custo menor do que foi comprada no contrato, não obtendo lucro em cima dessa energia gerada.

Tabela 12 – Consumo médio da UFV, geração média da 1^o, 2^o e 3^o usina solar, energia contratada no ACL e exposição do consumidor durante o ano de 2022. Fonte: do autor.

Mês	Consumo médio MWh	Geração média estimada MWh	Energia contratada MWh (1130,27 MWh + flex 15%)	Exposição (MWh)
JAN	980,00	446,75	960,73	+ 427,48
FEV	974,40	335,22	960,73	+ 321,55
MAR	1117,20	297,29	960,73	+ 140,82
ABR	1075,20	245,61	960,73	+ 131,14
MAI	1307,60	157,77	1149,83	+ 00,00
JUN	1150,80	175,49	975,31	+ 00,00
JUL	1162,00	175,49	986,51	+ 00,00
AGO	1111,60	234,43	960,73	+ 83,56
SET	1156,40	274,75	960,73	+ 79,08
OUT	1223,60	384,88	960,73	+ 122,01
NOV	1184,40	342,56	960,73	+ 118,89
DEZ	1120,00	422,15	960,73	+ 262,88
Anual	13563,20	3492,46	11758,15	+ 1687,41

A Tabela 13 apresenta os custos finais de cada mês para cada tipo de energia contratada no ACL. Com economia anual de R\$ 796152,64 com a energia convencional, R\$ 1901124,66 com a energia I5 e R\$ 3043252,60 com a energia I1, sendo grande parte dessa economia proveniente da ausência das bandeiras tarifárias cobradas no mercado

cativo. O saldo final obtido no mercado de curto prazo com a exposição anual foi de R\$ 105159,39 com capacidade de aumento em até R\$ 436381,10 com a energia convencional, R\$ 550601,88 com a energia I5 e R\$ 659490,45 com a energia I1, através de um novo contrato de energia mensal e o aumento da sua flexibilidade.

Tabela 13 – Custos mensais obtidos no mercado cativo e livre de energia. Para o ACL foi considerado a geração da 1^o, 2^o e da 3^o usina projetada na UFV. Fonte: do autor.

Mês	Cativo s/ GD	Convencional ACL c/ GD	Incentivada I50 ACL c/ GD	Incentivada I100 ACL c/ GD
JAN	R\$ 681602,30	R\$ 553657,29	R\$ 474249,10	R\$ 391805,01
FEV	R\$ 668221,40	R\$ 541517,47	R\$ 462439,68	R\$ 380325,99
MAR	R\$ 744329,10	R\$ 562194,21	R\$ 474691,22	R\$ 384152,33
ABR	R\$ 631772,70	R\$ 548798,96	R\$ 463773,97	R\$ 375713,08
MAI	R\$ 648254,80	R\$ 625125,31	R\$ 539188,90	R\$ 449619,03
JUN	R\$ 598164,50	R\$ 567323,39	R\$ 475909,83	R\$ 381414,28
JUL	R\$ 617447,00	R\$ 585145,23	R\$ 487027,09	R\$ 385791,58
AGO	R\$ 600102,10	R\$ 573214,26	R\$ 476324,67	R\$ 376399,18
SET	R\$ 615489,80	R\$ 577817,46	R\$ 478284,67	R\$ 375715,98
OUT	R\$ 639389,50	R\$ 585747,06	R\$ 482249,47	R\$ 375715,98
NOV	R\$ 624449,10	R\$ 581121,46	R\$ 479936,67	R\$ 375715,98
DEZ	R\$ 601114,70	R\$ 573522,26	R\$ 476137,07	R\$ 375715,98
Anual	R\$ 7671337,00	R\$ 6875184,36	R\$ 5770212,34	R\$ 4628084,40
	Economia	R\$ 796152,64	R\$ 1901124,66	R\$ 3043252,60
				Saldo no Mercado de Curto Prazo R\$ 105159,39

5.4 Avaliação Econômica

É necessário ressaltar que, para o cálculo das faturas mensais no ACL, foi utilizado a parcela relativa a TUSD do fio e a outra parcela relativa ao preço da energia contratada pelo fornecedor. Estes preços de energia, são normalmente precificados por comercializadoras que consideram os riscos e benefícios destas operações de venda, de acordo com as condições climáticas, tempo de contrato e reajustes destes preços (geralmente por IGPM ou IPCA), podendo tornar o custo da energia maior ou menor do que o aplicado no contrato estabelecido neste trabalho.

Portanto, para se obter um resultado satisfatório com a implementação de uma geração própria, o consumidor livre deve adotar uma estratégia comercial adequada no contrato de compra de energia, em que deverá ser atrelado ao perfil de carga do consumidor o perfil de geração da GD. Nos casos analisados anteriormente, pelo fato de que nenhum deles consideram a geração para 100% do consumo, toda a energia gerada será utilizada por consumo instantâneo nos dias úteis e fins de semana. Essa energia será contabilizada como créditos no sistema de compensação, podendo ser negociada no Mercado de Curto Prazo.

Considerando os dias específicos chuvosos ou nublados quando haverá o comprometimento da geração da usina, deve-se ter o monitoramento meteorológico da localização da usina por parte do gestor energético, para que, nesses casos, as precauções e manejos de energia no mercado de curto prazo sejam feitos no dia anterior, de acordo com as condições meteorológicas constatadas a fim de minimizar quaisquer exposições desnecessárias do consumidor ao Mercado de Curto Prazo.

Através da economia obtida nos três cenários, percebe-se que a migração da Universidade para o ACL se torna extremamente interessante quando a bandeira tarifária é vermelha e/ou quando o desconto na TUSD é de 100%. No entanto, a oferta da energia incentivada 100% é menor e o seu valor deve ser reavaliado constantemente pelos comercializadores, visando a melhor estratégia de negócio.

Tendo em vista a economia obtida, foi estimado o tempo de retorno de investimento e lucro aproximado para os três cenários analisados, desconsiderando os custos das bandeiras tarifárias e considerando 25 anos de vida útil dos módulos e inversores que compõem as usinas solares. As Tabelas 14, 15 e 16 apresentam o tempo de retorno e os lucros obtidos para o contrato de energia convencional, I50 e I100, respectivamente.

Tabela 14 – Tempo de retorno e lucro do investimento da GD com a migração da UFV no ACL convencional com 15% de flexibilidade. Fonte: do autor.

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Economia anual	R\$ 436027,85	R\$ 531012,73	R\$ 796152,64
Investimento	R\$ 2731407,13	R\$ 5822519,34	R\$ 21322519,30
Retorno estimado (anos)	6,26	10,96	26,78
Lucro em 25 anos	R\$ 8169289,12	R\$ 7452798,91	R\$ -1418703,30

Tabela 15 – Tempo de retorno e lucro do investimento da GD com a migração da UFV no ACL I50 com 15% de flexibilidade. Fonte: do autor.

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Economia anual	R\$ 1446738,83	R\$ 1566585,57	R\$ 1901124,66
Investimento	R\$ 2731407,13	R\$ 5822519,34	R\$ 21322519,30
Retorno estimado (anos)	1,88	3,71	11,21
Lucro em 25 anos	R\$ 33437063,62	R\$ 33342119,91	R\$ 26205597,20

Tabela 16 – Tempo de retorno e lucro do investimento da GD com a migração da UFV no ACL I100 com 15% de flexibilidade. Fonte: do autor.

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Economia anual	R\$ 2499006,18	R\$ 2642554,12	R\$ 3043252,60
Investimento	R\$ 2731407,13	R\$ 5822519,34	R\$ 21322519,30
Retorno estimado (anos)	1,09	2,20	7,00
Lucro em 25 anos	R\$ 59743747,37	R\$ 60241333,66	R\$ 54758795,70

Pela análise das Tabelas 14, 15 e 16, o lucro estimado em 25 anos é menor em contratos realizados no cenário 3, sendo negativo com o contrato de energia convencional.

Isso ocorreu porque a flexibilidade mensal do contrato foi baixa para a alta energia gerada pelas GDs, obtendo um alto saldo no mercado de curto prazo, em que o valor da energia estava menor do que o valor contratado no ACL. No entanto, a fim de avaliar o potencial do cenário 3 para geração de lucro a longo prazo, foi recalculado a economia anual do cenário 3 para um contrato de energia de 820 MWh com flexibilidade de 30%. A Tabela 17 apresenta o lucro obtido em 25 anos com o cenário 3 de acordo com cada modalidade negociada (convencional, I50 e I100). Como observado, os novos lucros estimados se mostraram superiores aos lucros calculados anteriormente.

Tabela 17 – Estimativa de lucro do investimento da GD do cenário 3 com energia contratada de 820,12 MWh + flex 30%. Fonte: do autor.

	Convencional	I50	I100
Economia anual	R\$ 1210894,81	R\$ 2424423,72	R\$ 3670040,74
Retorno estimado (anos)	17,61	8,80	5,81
Lucro em 25 anos	R\$ 8949850,95	R\$ 39288073,70	R\$ 70428499,20

Os maiores lucros foram alcançados com o contrato de energia 100% incentivada. No entanto, esse tipo de contrato é mais escasso de ser negociado no mercado livre de energia. Já o contrato de energia convencional possui maior disponibilidade e se mostra mais interessante economicamente no cenário 1, o qual foi menos afetado pela flexibilidade mensal utilizada na análise deste trabalho.

Dessa forma, a fim de obter um melhor lucro com o aumento da geração de energia da UFV, percebe-se que a melhor estratégia é reduzir a energia média contratada e/ou aumentar a flexibilidade mensal do contrato. Isso deve ser realizado a partir de um planejamento a longo prazo, levando em consideração as previsões climáticas e as condições geopolíticas do país. Além disso, é válido ressaltar que em 25 anos pode ocorrer altas variações nos preços da energia contratada, devido às alterações climáticas imprevisíveis que ocorrerão nos anos futuros.

6 Conclusão

O Brasil possui, em sua predominância, uma matriz elétrica renovável e limpa, o que torna vantajoso a comercialização de energia de baixo custo e menos poluente. O Mercado Livre de Energia permite expandir a comercialização das fontes renováveis através do aumento da demanda ou procura, incentivando o crescimento de usinas eólicas, solares e hidrelétricas. Isso faz com que esse mercado se torne cada vez mais atrativo com o decorrer dos anos, devido a redução dos custos de aquisição de energia renovável e limpa.

Junto ao ambiente de contratação livre de energia, as instituições públicas, que possuem alto consumo energético anual, podem se beneficiar através da instalação de usinas solares para geração própria e distribuída. No entanto, o ambiente público deve lidar com uma maior complexidade dos contratos e adequação para processo licitatório (morosidade; dificuldade de manutenção das propostas de longo prazo; e diminuição do número de *players*). Adicionalmente, os valores devidos à CCEE devem ser tratados com prioridade máxima, pois a falta de pagamento poderá trazer prejuízos financeiros significativos.

Apesar das complexidades dos contratos promovidos pela instituição pública, atualmente há inúmeros órgãos públicos migrados ou em processo de migração no ACL/CCEE. A Universidade de São Paulo (USP), todo o estado de São Paulo (16 mil prédios públicos nos 645 municípios) e a prefeitura do Rio de Janeiro são exemplos de instituições públicas que estão se adaptando aos novos desafios encontrados no Mercado Livre de Energia.

Portanto, através de acordos estrategicamente definidos entre o gestor e os fornecedores de energia no ambiente de contratação livre a longo prazo, é possível alcançar economias interessantes na compra de energia elétrica. Conhecendo o potencial de geração de energia anual da instituição, o gestor pode usá-la para alcançar melhores negociações entre os fornecedores de energia. No entanto, é necessário se atentar às imprevisibilidades climáticas e geopolíticas do país, o gestor deve tomar uma atitude mais conservadora em um processo de migração para o Mercado Livre de Energia, assinando contratos a longo prazo com informações mais solidificadas da instituição vigente, de forma a garantir uma previsibilidade dos gastos nos anos futuros e evitar riscos de arcar com custos inflacionados de energia elétrica.

Por fim, este trabalho teve o objetivo de estimar e avaliar da economia financeira da Universidade Federal de Viçosa inserida no Mercado Livre de Energia associada com a geração distribuída das usinas em desenvolvimento em seus Campus. Nota-se que a economia estimada no ano de 2022 foi muito interessante e grande parte dessa economia é devido a isenção de bandeiras tarifárias. No entanto, não é possível avaliar precisamente a

estimativa do lucro obtido em 25 anos, pois depende de fatores como o tempo de contrato e das alterações dos custos de energia ao longo desse tempo, as quais são associadas às mudanças climáticas e geopolíticas do país. Mesmo com a imprevisibilidade dos custos futuros, o mercado está otimista com os preços de energia elétrica, devido à crescente expansão de fontes renováveis e de novas gerações distribuídas.

Referências

- ABRACEEL. *Quando Surgiu o Mercado Livre de Energia no Brasil*. 2020. Acessado em: 05/02/2023. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/blog/2020/01/quando-surgiu-o-mercado-livre-de-energia-no-brasil/>>. Citado 3 vezes nas páginas 5, 16 e 17.
- ABRUCIO, F. L. Trajetória recente da gestão pública brasileira: um balanço crítico e a renovação da agenda de reformas. *Revista de administração pública*, SciELO Brasil, v. 41, p. 67–86, 2007. Citado na página 13.
- AGUIAR, M. B.; VIEIRA, A. A. Análise de riscos e oportunidades prováveis da aquisição de energia elétrica no ambiente de contratação livre pela base aérea de recife. *Revista ft*, 2023. Citado 4 vezes nas páginas 13, 20, 21 e 22.
- ANEEL. *Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica, ANEEL, 2023*. 2023. Último acesso em 20 de Março de 2023. Disponível em: <<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas>>. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 36.
- CARDOSO, M. V. B.; ROCHA, J. F. Estudo de viabilidade na migração para o mercado livre de energia. *Uningá Review*, v. 29, n. 1, 2017. Citado 4 vezes nas páginas 16, 17, 18 e 19.
- CCEE. *infoPLD*. 2023. Último acesso em 5 de Março de 2023. Disponível em: <http://w3techs.com/technologies/overview/content_language/all>. Citado 3 vezes nas páginas 5, 32 e 33.
- CITARISTI, I. International energy agency—iea. In: PUBLICATIONS, E. (Ed.). *The Europa Directory of International Organizations 2022*. Londres: Routledge, 2022. p. 701–702. Citado 2 vezes nas páginas 5 e 11.
- CORTEZ, A. V. E. *Análise de geração distribuída para consumidores no mercado livre de energia*. 2020. Trabalho de Conclusão de Curso, Bacharel em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria RS, 2020. Citado 13 vezes nas páginas 5, 6, 11, 13, 14, 18, 19, 21, 26, 27, 29, 30 e 32.
- COSTA, D. B. M. *Análise da Viabilidade Econômica da Migração da Universidade Federal de Viçosa - Campus Viçosa para o Mercado Livre de Energia*. 2021. Trabalho de Conclusão de Curso, Bacharel em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Viçosa, Viçosa MG, 2021. Citado 14 vezes nas páginas 5, 6, 13, 14, 16, 17, 19, 22, 23, 24, 25, 36, 37 e 38.
- EPE, E. d. P. E. Balanço energético nacional 2022: ano base 2021. *Rio de Janeiro: EPE*, p. 292, 2022. Citado 6 vezes nas páginas 5, 6, 11, 12, 13 e 14.
- FERNANDES, C. C. C. Compras públicas no Brasil: Tendências de inovação, avanços e dificuldades no período recente. *Administração Pública e Gestão Social*, Universidade Federal de Viçosa, v. 11, n. 4, 2019. Citado na página 20.

- FONSECA, R. F. da. *Estudo da viabilidade financeira de migração de consumidores cativos para o mercado livre de energia*. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso, Engenharia Elétrica - Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2015. Citado na página 36.
- HOLDERMANN, C.; KISSEL, J.; BEIGEL, J. Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. *Energy Policy*, Elsevier, v. 67, p. 612–617, 2014. Citado na página 27.
- HOSENUZZAMAN, M. et al. Global prospects, progress, policies, and environmental impact of solar photovoltaic power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 41, p. 284–297, 2015. Citado na página 26.
- JUNIOR, A. F. de M.; MARAFÃO, F. P.; GONÇALVES, F. A. S. Considerações sobre a gestão de energia elétrica em instituições públicas—estudo de caso com geração fotovoltaica. *Revista Gestão & Sustentabilidade Ambiental*, v. 9, p. 385–394, 2020. Citado na página 13.
- LOPES, P. H. S. O papel da ANEEL na regulação da geração distribuída. *Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição, São Paulo*, p. 39, 2011. Citado na página 26.
- MELLO, C. A. B. D.; ANTÔNIO, C. *Curso de direito administrativo*. [S.l.]: Malheiros Editores, 1996. Citado na página 20.
- NASCIMENTO, R. de A. et al. *Estudo de métodos de previsão de séries temporais aplicados ao preço da energia elétrica no mercado de curto prazo brasileiro*. 2022. Tese de Mestrado, Engenharia Mecânica - Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2022. Citado na página 22.
- PEREIRA, E. et al. *2ª Edição Atlas Brasileiro de Energia Solar*. 2017. INPE, São José dos Campos, Brasil, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 5 e 28.
- REIS, R. J. d.; TIBA, C. *Atlas Solarimétrico de Minas Gerais – Volume II*. 2016. Biblioteca da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte, Brasil, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 6 e 29.
- REPLACE. *ENERGIA INCENTIVADA X ENERGIA CONVENCIONAL: ENTENDA AS DIFERENÇAS*. 2023. Último acesso em 14 de Dezembro de 2023. Disponível em: <<https://replaceconsultoria.com.br/blog/energia-incentivada/>>. Citado na página 39.
- ROCHA, V. R. da et al. *Avaliação da variabilidade do recurso solar em território brasileiro*. 2020. Em Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS, 2020. Citado 3 vezes nas páginas 5, 29 e 30.
- RODRIGUES, L. de F. Os desafios jurídicos para migração ao ambiente de contratação livre de energia elétrica pela administração pública: quais são e como superá-los? *REVISTA DA PGE-SP*, v. 87, p. 69–96, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 25.
- SOUSA, F. et al. *Estrutura Regulatória para Interconexão da Geração Descentralizada no Brasil e Avanços no Licenciamento Ambiental Emitidos pelo Estado do Ceará*. 2020. I Congresso Brasileiro de Desenvolvimento, 2020, doi:10.51162/brc.dev2020-00035. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.

TEROÇO, D. J. A importância e as dificuldades na definição precisa do objeto em licitações públicas. *Revista de Trabalhos Acadêmicos da FAM*, v. 5, n. 1, 2020. Citado na página 20.

WAENGA, A. F. C.; PINTO, D. A. F. *Impactos da geração distribuída fotovoltaica no sistema de distribuição de energia elétrica*. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso, Engenharia Elétrica - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2016. Citado na página 26.