



ANÁLISE FINANCEIRA DE IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA UM CONSUMIDOR LIVRE COMO AUTOPRODUTOR

BATSITA, Raul Marçal.
Orientador Esp. ZANCHET, Ederson

RESUMO

Este estudo é uma análise sobre a migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e a avaliação financeira da instalação de usinas fotovoltaica para consumidores na modalidade de autoprodução de energia. Particularmente, centra-se no estudo de caso da Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE) e seu Hospital Universitário. Explora-se a possibilidade de extrapolar essas análises para outros consumidores com características semelhantes através de uma planilha de cálculos automatizada. A partir de 2024, a migração para o ACL torna-se possível e relevante para todos consumidores atendidos em alta tensão, portanto é provável que a autoprodução cresça visto como a geração distribuída tem crescido nos últimos anos. O estudo inclui estimativas de custos, cálculos de indicadores financeiros e diferentes cenários de compra de energia, também se utiliza do aumento no preço da energia ao longo do tempo visando uma análise realista. Os resultados indicam que a autoprodução de energia pode ser economicamente vantajosa, especialmente por reduzir os custos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) em certos casos. O estudo destaca a necessidade de expandir essa análise para outros casos, promovendo uma compreensão abrangente da viabilidade da autoprodução de energia no mercado livre.

PALAVRAS-CHAVE: Autoprodutor de energia, sistema fotovoltaico, ambiente de contratação livre.

1 INTRODUÇÃO

A contemporaneidade demanda soluções energéticas eficientes e sustentáveis, realçando a importância da análise aprofundada da viabilidade financeira dos sistemas fotovoltaicos. Este estudo concentra-se em investigar essa viabilidade para consumidores que planejam migrar para o mercado livre, optando simultaneamente por se tornarem autoprodutores de energia. A partir de 2024, todos os consumidores atendidos em alta tensão terão a possibilidade de migrar para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Nesse contexto, torna-se de suma importância analisar as opções viáveis de geração fotovoltaica para esses consumidores.

No escopo deste trabalho, a análise se dedica a examinar as implicações financeiras decorrentes da adoção de um sistema fotovoltaico por consumidores interessados em produzir sua própria energia no ACL. A base dessa análise financeira consistirá em verificar o método do *break even* desenvolvido no *Microsoft Excel*[®], incluindo a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Valor Presente Líquido (VPL), o Payback composto e o Custo Nivelado de Eletricidade (LCOE). Tais métricas proporcionam um critério para avaliação da viabilidade econômica desse empreendimento.

O cerne dessa pesquisa não se restringe à avaliação de dados numéricos, mas envolve também a exploração do possível impacto dessa transição para a autoprodução de energia no cenário energético em sua totalidade. A investigação é orientada por uma indagação central: a adoção mais



ampla de tais sistemas por consumidores livres poderia catalisar um novo segmento no mercado de energia? A resposta a essa questão tem o potencial de desencadear mudanças consideráveis na configuração energética vigente.

Busca-se compreender se, para além dos benefícios financeiros, a geração de energia limpa por meio de sistemas fotovoltaicos pode também influenciar a consciência ambiental dos maiores consumidores de energia, muitos dos quais integram o mercado livre. Ao concluir essa investigação, é esperado alcançar uma compreensão mais aprofundada da viabilidade financeira da produção própria de energia por meio de sistemas fotovoltaicos.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O objetivo desse capítulo é desenvolver um embasamento teórico para execução da proposta estabelecida, através de literaturas, artigos e documentos acadêmicos.

2.1 SETOR ELÉTRICO DO BRASIL

Segundo Cortez (2020), a reforma do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) teve início em 1993 com a criação da Lei 8.631, que extinguiu o regime de remuneração garantida e estabeleceu o regime tarifário para o serviço público de energia elétrica. A partir dessa mudança, passou a ser comum a criação de contratos de suprimento entre geradores e distribuidores. A promulgação da Lei 9.074, em 1995, que criou a figura do consumidor livre e o Produtor Independente de Energia, marcou a evolução e formatação do setor elétrico brasileiro.

Atualmente, o modelo de comercialização de energia elétrica é baseado em contratos bilaterais que podem ser firmados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O modelo de comercialização de energia elétrica no Brasil é baseado em contratos bilaterais que podem ser firmados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou no Ambiente de Contratação Livre (ACL), segundo Cortez (2020). De acordo com o autor, no ACR, os contratos de energia elétrica são firmados entre as distribuidoras e os vencedores dos leilões de energia elétrica, permitindo que os geradores financiem os empreendimentos utilizando como garantias os recebíveis desses contratos. Já no ACL, os contratos são realizados por meio de comercialização bilateral ou



leilões particulares de energia, livremente negociados entre as partes, em um ambiente comercial separado do ambiente operacional centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O autor ainda ressalta que as diferenças entre os montantes contratados de geração e consumo de energia elétrica e os valores efetivamente verificados são tratadas de maneira centralizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

2.2 ESTRUTURA DO MERCADOS DE ENERGIA

O sistema de comercialização de energia pode ser definido em duas modalidades de acordo com o Decreto Nº 5.163 de 30 de junho de 2004 em seu Art. 1º, § 2º, inciso I e II:

I - Ambiente de Contratação Regulada - ACR o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos;

II - Ambiente de Contratação Livre - ACL o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos;

Com essa definição destaca-se as duas modalidades de compra de energia ACR e ACL, onde segundo o Decreto 5163 em seu Art. 56 caput, expõe que:

Todos os contratos de compra e venda de energia elétrica firmados pelos agentes, seja no ACR ou no ACL, deverão ser registrados na CCEE, segundo as condições e prazos previstos em procedimento de comercialização específico, sem prejuízo de seu registro, aprovação ou homologação pela ANEEL, nos casos aplicáveis.

Logo verifica-se a existência dos dois mercados e que ambos necessitam firmar contratos de compra e venda através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

2.2.1 Mercado ACR

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) refere-se ao segmento do mercado em que ocorrem as negociações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e distribuidoras. Essas negociações são precedidas de licitação e seguem regras e procedimentos específicos de comercialização. Existe a exceção de



casos previstos em lei. No ACR, as distribuidoras de energia adquirem blocos de energia em leilões promovidos pelos agentes vendedores, que podem ser geradores, produtores independentes ou comercializadores. Essas aquisições são formalizadas através de contratos bilaterais entre as partes, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), conforme o Art. 27 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

2.2.2 Mercado ACL

No mercado ACL o consumidor possui uma liberdade de comércio da sua energia, partindo dessa premissa ele pode se beneficiar de contratos firmados diretamente com os agentes geradores que por sua vez exigem suas condições para fornecimento de determinada quantidade de energia vendida em MWh, logo pode-se denominar esses contratos como bilatérias, portanto, quando as solicitações de cada uma das partes forem atingidas fecha-se o contrato, ABRACEEL (2019).

Os contratos são muito vantajosos para ambas as partes, porém pode-se perguntar quem entrega essa energia acordada pelas partes, isso fica a cargo das distribuidoras locais, logo o consumidor livre não está isento dos encargos TUSD, a contabilização da geração por parte do agente gerador e consumo por parte do consumidor é contabilizado totalmente pela CCEE, logo com todos os requisitos necessários para a entrada no mercado livre completos o consumidor necessita apenas de uma adequação na medição que no ACR fica a cargo da distribuidora e no ACL fica a cargo do consumidor e regulado pela CCEE, segundo ABRACEEL (2019).

De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o mercado livre de energia elétrica no Brasil cresceu 6,6% entre dezembro de 2021 e agosto de 2022, alcançando a marca de 10.585 agentes consumidores. Esse segmento já corresponde por mais de 35% do consumo total de eletricidade no país, e a CCEE aponta que o crescimento está relacionado à maior viabilidade financeira, previsibilidade orçamentária e à possibilidade de escolha de fontes de energia renovável.

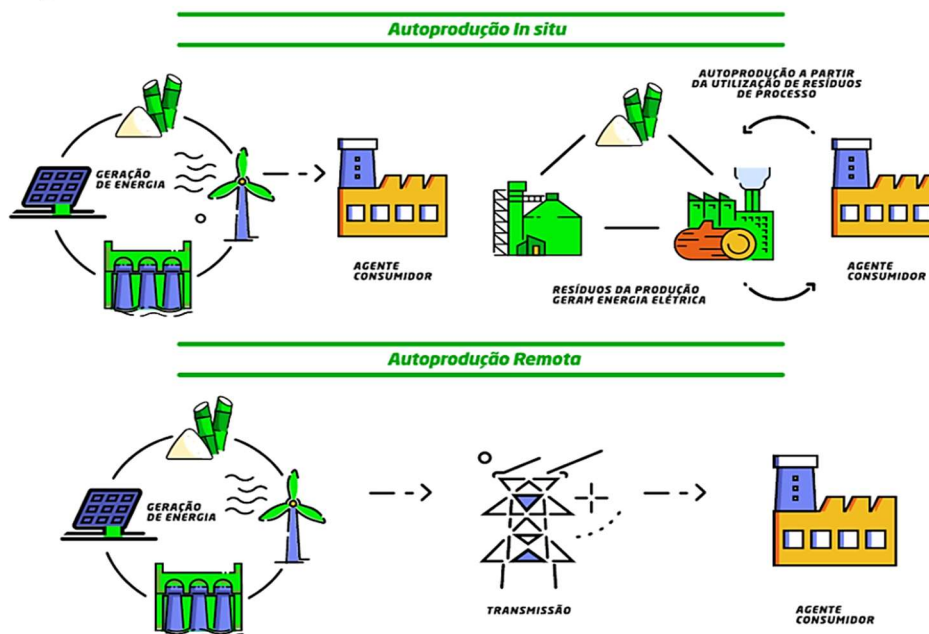
2.3 AUTOPRODUTOR

No aspecto do ACL a autoprodução pode ser separada em duas modalidades Produção Independente de Energia (PIE) e Autoprodução (APE), as mesmas são descritas e regulamentadas pelo Decreto nº 2003 (1996) em seu art. 2º:

- I - Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco;
- II - Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

Segundo CUNHA (2022), por meio da Autoprodução de Energia (APE), as empresas assumem e gerenciam os riscos relacionados ao preço e garantia de fornecimento de energia, resultando em redução de custos e garantindo maior competitividade em suas atividades. Além disso, ao produzir sua própria energia, as empresas podem seguir uma política interna personalizada de produção e consumo, fortalecendo seu controle sobre esse insumo e agregando valor estratégico ao seu produto. A APE pode ser implantada fisicamente junto à carga (in situ), conforme ilustrado de forma exemplificativa na Figura 2.3, ou de forma remota, onde a geração e o consumo ocorrem em locais distintos. Onde em último caso, é necessário utilizar as redes de transmissão/distribuição de forma onerosa.

Figura 2.1 - Autoprodução *in situ* e remota



Fonte: PANORAMA (2020)

Para CUNHA (2021) Um modelo de negócio clássico para APE envolve o consumidor investindo na instalação de uma usina geradora para uso exclusivo, assumindo todos os riscos



relacionados. Isso oferece isenção de encargos setoriais sobre a energia autoconsumida, como a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Além disso, o consumidor pode vender o excedente de energia no mercado. Esse modelo garante maior previsibilidade dos custos e melhor controle operacional, sendo ideal para consumidores com alta demanda energética que necessitam de estabilidade de preços e segurança no fornecimento. Outro modelo de negócio interessante para APE é a locação de cotas de usinas para consumidores finais no Ambiente de Contratação Livre (ACL), proporcionando segurança no fornecimento para os consumidores e estabilidade de receita para os geradores através de contratos de longo prazo.

2.4 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A geração de energia fotovoltaica é baseada no efeito fotovoltaico, descoberto por Edmond Becquerel em 1839. Esse efeito ocorre quando um semicondutor, como o silício, absorve a luz visível e gera uma diferença de potencial nos extremos do material, TIGRE (2020).

2.4.1 SISTEMA DE GERAÇÃO

O sistema de geração fotovoltaica pode ser composto de 2 itens principais que são os inversores e módulos, onde os módulos são responsáveis pela captação da energia e o inversor é o instrumento pelo qual a energia solar é transformada em corrente contínua CC que por sua vez é convertida para uma corrente alternada CA, possibilitando assim a conexão de cargas habituais para consumir a energia gerada.

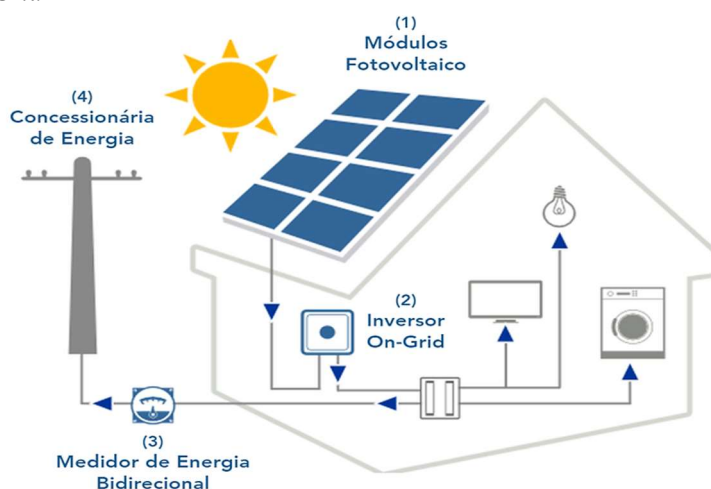
Os sistemas de geração podem ser instalados de em 3 modalidades diferentes. Sistema *Off-Grid* onde consiste em um sistema autônomo que não está conectado à rede elétrica. Utiliza painéis solares para gerar energia, baterias para armazená-la e um inversor para converter a corrente contínua em corrente alternada. O sistema *On-Grid* é um sistema conectado à rede elétrica. Os painéis solares geram energia, que é convertida em corrente alternada pelo inversor e pode ser usada nos pontos de consumo ou alimentando a rede elétrica. O sistema Híbrido Combina características dos sistemas *off-grid* e *on-grid*. Utiliza painéis solares para gerar energia, baterias para armazená-la e um inversor que



permite a conexão com a rede elétrica. Oferece flexibilidade para utilizar a energia solar de forma autossuficiente ou aproveitar a rede elétrica quando necessário.

Na figura 2.4 - pode-se verificar o funcionamento de um sistema *On-Grid*

Figura 2.2 - Sistema *On-Grid*



Fonte: SUNEASY (2023)

Para a modalidade Autoprodução os métodos de instalação podem ser um dos 3 citados pois como já trazido anteriormente o decreto nº 5163 de 30 de julho de 2004, estabelece as regras gerais de comercialização de energia elétrica onde à possibilidade de um autoprodutor comercializar seu eventual e temporário excedente de energia, logo pode-se perceber que o sistema teria características de um sistema *On-Grid*, porem desde que devidamente liberado para a modalidade autoprodução o agente que escolhe o sistema de geração implantado.

2.4.2 MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS

VILLALVA (2012) descreve que os módulos fotovoltaicos são compostos por um conjunto de células fotovoltaicas montadas sobre uma estrutura rígida e interconectadas eletricamente. Essas células são geralmente conectadas em série para aumentar a tensão do módulo. Um módulo fotovoltaico é o resultado da combinação de várias células fotovoltaicas, que individualmente produzem pouca eletricidade. Os termos módulo, placa e painel são usados de forma intercambiável para se referir a esses conjuntos de células fotovoltaicas empacotados e disponíveis comercialmente.



2.4.3 INVERSORES FOTOVOLTAICOS

De acordo com PINHO (2014), um inversor é um dispositivo eletrônico que converte a energia elétrica de corrente contínua para corrente alternada. Ele é utilizado quando a fonte de energia elétrica é em corrente contínua, como baterias, células a combustível ou módulos fotovoltaicos. O inversor deve fornecer uma tensão de saída em corrente alternada com amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados para alimentar as cargas elétricas. No caso de sistemas conectados à rede elétrica, o inversor também deve sincronizar sua tensão de saída com a tensão da rede, para que não funcione na ocorrência de uma falta de fase na parte de corrente alternada.

Um fator importante para os inversores em geral seria o fator de dimensionamento do inversor que é dado pela equação 2.1:

$$FDI = \frac{P_{INV}}{P_{FV}} \quad \text{Equação 2.1}$$

Segundo MACÊDO (2006), o fator de dimensionamento (FDI), valor adimensional, pode ser obtido através do quociente entre potência nominal do inversor (P_{INV}) e potência nominal do sistema de geração fotovoltaica (P_{FV}), em seu estudo previu-se que FDI menor igual a 0,6 não ocasionam perdas significativas de geração, logo pode-se utilizar uma maior potência nominal de entrada visando maior tempo de operação com a saída em potência nominal.

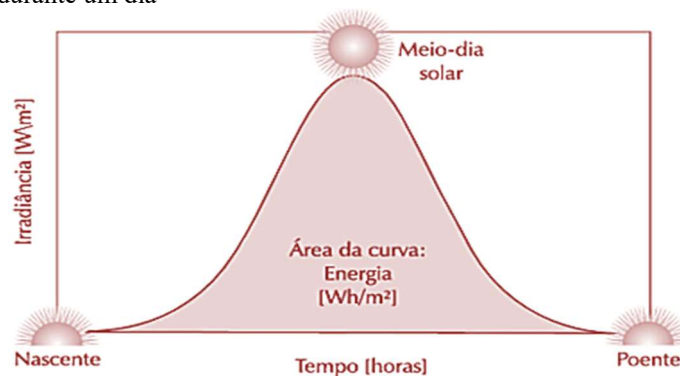
2.4.4 CURVA CARACTERISTICA

A curva característica de geração de um sistema solar fotovoltaico, está relacionado a irradiância no local de instalação, Segundo VILLALVA (2012), a irradiância de 1000 W/m² é dada como o padrão de definição e especificação dos módulos fotovoltaicos nas indústrias fotovoltaicas, também exemplifica os estudos de radiação solar para determinadas áreas, sendo necessário ser medida a irradiância através de um sensor que armazena os valores durante o tempo de análise, com



esses dados calcula-se a energia recebida do Sol, a figura 2.6 apresenta o perfil típico da irradiância solar ao longo de um dia.

Figura 2.3 - Irradiância solar durante um dia



Fonte: VILLALVA (2012)

PINHO (2014), propõe o conceito de Horas de Sol Pleno (HSP) como uma forma conveniente de expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia. Ele sugere que ao ignorar os efeitos de variação da irradiância a cada instante e considerar a totalidade da energia elétrica convertida em intervalos horários, é possível estabelecer uma forte linearidade entre a produção de energia e a irradiação horária. O número de HSP representa o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m^2 (ou 1.000 W/m^2), de modo que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo Sol no local em questão, acumulada ao longo de um determinado dia.

2.4.5 Custo Nivelado de Energia - LCOE

O custo nivelado da energia é uma medida que representa o custo de geração por megawatt-hora, levando em conta os custos de construção e operação de uma usina durante todo o seu ciclo de vida. Conforme GRIGOLETTO (2022), esse indicador é comumente utilizado para comparar diferentes tecnologias de geração.

O custo nivelado da energia (LCOE, na sigla em inglês) pode ser calculado utilizando a equação 2.2, conforme proposto por VERÍSSIMO (2022):



$$LCOE = \frac{C0 + \sum_{t=1}^T \frac{Ct * (1 + i)^t}{(1 + j)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{Et * (1 + d)^t}{(1 + j)^t}} \quad \text{Equação 2.2}$$

Na equação 2.2, a letra t representa o período considerado, T o tempo máximo de vida útil do empreendimento, Ct custo do empreendimento no período considerado, i inflação considerada, Et energia gerada pelo empreendimento no período considerado, d representa a degradação do sistema fotovoltaico e j é a taxa de desconto, onde pode ser utilizado a TMA.

A equação 2.2 pode ser simplificada segundo SHIMURA (2016) onde a expressão é dada pela equação 2.3:

$$LCOE = \frac{Capex + PvOpex}{PvPe} \quad \text{Equação 2.3}$$

LCOE significa custo final da energia fornecida pela usina, *Levelized Cost of Energy* dado em R\$/kWh, *Capital Expenditure* (CAPEX) é o capital investido em equipamentos e implementação, PvOpex o valor presente dos custos totais de operação da usina ao longo de sua vida útil e Pv(Pe) energia total produzida pela usina ao longo de sua vida útil.

Para calcular o custo nivelado da energia (LCOE), é necessário considerar o capital investido (CAPEX), que é baseado em um valor de referência por Watt-pico (Wp) instalado, variando de acordo com o país ou região. O custo de operação Operacional *Expenditure* (OPEX) é estimado entre 0,8% e 1,2% do capital investido por ano. Esses valores devem ser obtidos por meio de consultas a especialistas do setor, levando em consideração os custos específicos da região. A energia total produzida (PE) é calculada multiplicando-se a potência instalada pelo tempo de vida útil da usina e pelo fator de capacidade, que é influenciado pela disponibilidade do recurso solar na área de implantação da usina SHIMURA (2016).

3 METODOLOGIA

Com o objetivo de criar uma ferramenta abrangente para avaliar a viabilidade da migração do consumidor do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre



(ACL), bem como a implementação de sistemas fotovoltaicos como Autoprodutor de Energia (APE), foi desenvolvida a metodologia apresentada na Figura 3.1. Esta ferramenta será aplicada para o consumidor, permitindo a análise das opções disponíveis e a determinação da alternativa mais vantajosa do ponto de vista financeiro.

Figura 3.1 – Metodologia para análise de implantação de uma usina APE, no ACL



Fonte: Autor

Para realizar essa análise, é fundamental inicialmente investigar a viabilidade da migração para o ACL. O método de Break-Even Point é comumente utilizado para este fim, visando identificar o valor máximo a ser pago (em R\$/MWh) pela energia no ACL. Este valor específico indica o ponto em que o consumidor não obterá nenhuma economia em relação ao mercado cativo. Em geral, comercializadoras de energia podem oferecer uma economia variando de 10% a 40% para consumidores cativos. Segundo dados da Abraceel (2019) pg. 9, “desde 2003 o mercado livre proporcionou uma média de economia de 29% em comparação com o mercado cativo”. Portanto, considera-se viável a migração quando a economia ultrapassa os 10%.

Continuando com a metodologia apresentada na Figura 3.1, é necessário analisar o consumo horário do consumidor. Isso é crucial para determinar a viabilidade da implantação da geração de energia, prevendo o consumo que não será atendido pela usina. Essa previsão visa evitar a exposição negativa do consumidor ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), uma vez que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) opera com um balanço energético em base horária. Portanto, é fundamental estimar o consumo médio diário nessa base horária.

Posteriormente, a análise envolve a comparação entre a curva de geração de energia e a curva de consumo médio diário. Dado que os recursos solares são explorados apenas em determinados momentos do dia, o consumidor precisará estabelecer contratos complementares para cobrir a demanda fora desses horários. Para isso, programas como o PVSOL[®] são utilizados a fim calcular a



geração diária na base horária, permitindo verificar a média de geração anual diária. A curva de consumo médio diário também desempenha um papel importante, limitando a potência em kW que pode ser instalada.

Finalmente, a análise financeira é conduzida utilizando indicadores como a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Valor Presente Líquido (VPL), o *payback* simples e o *payback* composto. Essas métricas são vinculadas a uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) escolhida pelo usuário. Ao término da análise, são apresentados os valores obtidos para cada situação de energia selecionada pelo usuário, sendo elas convencional, incentivada 50% e 100%.

3.1 CONSUMIDOR

O consumidor em foco nesta análise é a Universidade Estadual Do Oeste Do Paraná (UNIOESTE). A análise será aplicada à unidade consumidora de número 19452012, pertencente à Companhia Paranaense de Energia (COPEL®). Essa unidade é o local do Hospital Universitário do Oeste do Paraná, situado na Rua Universitária, 2069 - Jardim Universitário, Cascavel.

É essencial obter informações detalhadas sobre a unidade, tarefa que será realizada através da análise da fatura de energia do Ambiente de Contratação Regulado (ACR). Nessa fatura, encontram-se informações cruciais, como a demanda contratada nos períodos de ponta e fora de ponta, bem como o consumo nos mesmos períodos. Apesar dos dados mensais estarem visíveis ao longo da fatura, os históricos desses dados estão disponíveis no final da mesma.

Para uma avaliação detalhada do consumidor, é possível utilizar a plataforma AVA oferecida pela COPEL®. Essa plataforma proporciona acesso aos históricos de consumo e demanda dos últimos dois anos, além dos gráficos de demanda diários com base em intervalos de 15 minutos. Para realizar as análises energéticas necessárias a fim de verificar a viabilidade de migração e a possibilidade de implementação de um sistema de geração fotovoltaica, utiliza-se os dados fornecidos pela plataforma.

3.2 VIABILIDADE DE MIGRAÇÃO

Para examinar a viabilidade de migração utiliza-se o método do *break-even*, que consiste em verificar o valor que deve ser comprado ou vendido um determinado produto para que os ganhos



sejam iguais a zero. A equação 3.1 apresenta o parâmetro onde acontece esse nivelamento de custos, para assim conseguir definir um valor máximo a ser pago pela energia no mercado livre sendo ela convencional, incentivada 50% ou 100%.

$$PTE_{ACL} + PTUSD_{ACL} = PTE_{ACR} + PTUSD_{ACR} \quad \text{Equação 3.1}$$

Onde PTE_{ACL} representa o preço pago pela energia estando no ACL, já $PTUSD_{ACL}$ o valor pago de encargos para acessar a rede e financiar manutenção, expansão e operação, já PTE_{ACR} e $PTUSD_{ACR}$, representa os mesmos valores porém ligados ao ACR. A equação 3.2 isola-se a PTE_{ACL} e dessa maneira temos como definir o valor mínimo a ser pago para que o consumidor migre sem prejuízos.

$$PTE_{ACL} = PTE_{ACR} + PTUSD_{ACR} - PTUSD_{ACL} \quad \text{Equação 3.2}$$

Para verificar e calcular o *break-even*, faz-se necessário estimar os valores de TE e TUSD no ACR, e TUSD no ACL. Demonstra-se na equação 3.3, como calcular o preço da TUSD no ACR, onde utiliza-se do consumo ponta e fora ponta, demanda contratada e seus respectivos valores monetários.

$$TUSD_{ACR[VERDE]} = (D_{FP} * T_{FP}) + (C_P * T_{EP}) + (C_{FP} * T_{EFP}) \quad \text{Equação 3.3}$$

A equação relaciona as grandezas medidas com os seus respectivos custos, onde D_{FP} , representa o valor de demanda contratada expresso em kW, C_P e C_{FP} representa a parcela de consumo médio ou medido no mês expresso em kWh e por fim os valores T_{FP} , T_{EP} e T_{EFP} que são expressos em R\$/kW e R\$/kWh. A fim de finalizar o cálculo da fatura de um consumidor ACR calcula-se a TE através da equação 3.4.

$$TE = (C_P * T_{CP}) + (C_{FP} * T_{CFP}) \quad \text{Equação 3.4}$$



Onde a soma dos produtos C_P e C_{FP} expressos em kWh com seus respectivos valores T_{CP} e T_{CFP} expressos em R\$/kWh, resultam no preço a ser pago em valor monetário pela energia consumida no período analisado. Com esses dois custos levantados para o cliente ACR basta acrescentar os valores percentuais do ICMS, PIS e CONFIS para os valores de TUSD e TE encontrando assim o valor de PTE_{ACR} e $PTUSD_{ACR}$.

Para concluir e possibilitar o cálculo do *break-even point* faz-se necessário dimensionar os custos da TUSD quando o consumidor estiver no ACL, através da equação 3.5, onde se assemelha com as equações anteriores por se tratar do mesmo encargo, chega-se a valores finais em valor monetário. Porém é necessário considerar os descontos fornecidos na TUSD pela escolha do tipo de fonte de energia seja ela convencional ou incentivada.

$$TUSD_{ACL[VERDE]} = (1 - V_{Desc}) * [(D_{FP} * T_{FP}) + (T_{EP} - T_{EFP}) * (C_P * T_{EP})] + (C_{FP} * T_{EFP}) \quad \text{Equação 3.5}$$

Os valores das variáveis são iguais aos apresentados nas equações 3.3 e 3.4 acrescentando apenas a variável V_{Desc} que representa o valor de desconto da TUSD, expresso em percentagem, sendo vinculado ao tipo de fonte de energia comercializada, conforme explanado.

$$PTUSD_{ACL} = [TUSD_{ACL} * (1 + ICMS + PIS/CONFIS)] + V_{CCEE} \quad \text{Equação 3.6}$$

Utiliza-se a equação 3.6 para verificar o preço da TUSD estando no ACL, onde os valores de ICMS, PIS e CONFIS devem ser utilizados em percentual e $TUSD_{ACL}$ o valor encontrado através da equação 3.5 e por último o V_{CCEE} , que abrange os valores de contribuição representativa na CCEE, Encargo de Serviços do Sistema (ESS) e Energia de Reserva (EER). Para SCAVONE (2019), os valores de representação da CCEE, varia de acordo com negociação porem pode-se considerar R\$ 500,00 mensais, já os encargos ESS e ERS, para o autor são na base de 15 R\$/MWh. Portanto o V_{CCEE} é calculado através da equação 3.7, onde C_T representa o consumo total no mês em MWh, obtido ao somar C_P e C_{FP} e efetuar transformação da unidade de medida para MWh, V_{RCCEE} é o valor mensal de representação da CCEE e $V_{ESS/ERS}$ representa o valor dos encargos ESS e ERS conforme mencionados.



$$V_{CCEE} = (C_T * V_{ESS/ERS}) + V_{RCCEE} \quad \text{Equação 3.7}$$

Por fim pode-se calcular o valor de *break-even*, como exposto anteriormente porem faz-se necessário separar o valor de P_{TEACL} em V_{TEBE} e C_T , e acrescentar os valores de ICMS, PIS e CONFIS. Isolando V_{TEBE} que representa o *break-even point*, expresso em R\$/MWh, tem-se o produto do consumo total e o percentual de ICMS, PIS e CONFIS.

$$V_{TEBE} = \frac{PTE_{ACR} + PTUSD_{ACR} - PTUSD_{ACL}}{[C_T * (1 + ICMS + PIS + CONFIS)]} \quad \text{Equação 3.8}$$

Portanto ao separar os valores de P_{TEACL} substitui-se na equação 3.2, onde se obtém a equação 3.8, possibilitando pôr fim a definição do valor de *break-even point*. Para finalizar a análise de migração se necessita verificar os preços de comercialização da energia sendo ela convencional ou incentivada, com isso verificar qual será a porcentagem de economia após a migração através da equação 3.9.

$$Economia = \left[1 - \left(\frac{C_{TACR}}{C_{TACL}} \right) \right] \quad \text{Equação 3.9}$$

Ao concluir a análise a migração é indicada quando o valor obtido é maior do que 10%, logo o consumidor precisa verificar por qual valor precisara comprar para atingir essa marca, caso aplique o valor obtido no *break-even point* na parcela TE do ACL o resultado será zero evidenciando assim o conceito de nenhuma vantagem ou desvantagem para o ponto específico.

3.3 MODELO PROPOSTO PARA O SISTEMA FOTOVOLTAICO

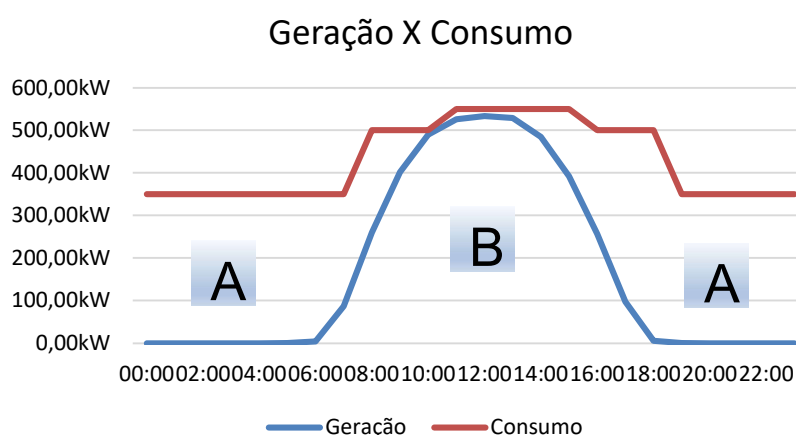
Quando se trata do dimensionamento de um sistema fotovoltaico, normalmente, associa-se à geração distribuída. No entanto, quando se lida com um consumidor livre, a regulamentação ainda o classifica dentro da categoria de geração distribuída, especialmente no que se refere às potências enquadradas nessa modalidade. No caso de um consumidor livre, é necessário que ele se torne um Autoprodutor de Energia (APE), conforme mencionado anteriormente.



É importante destacar que essa modalidade de Autoprodutor de Energia (APE) permite apenas injeções de energia eventuais e momentâneas na rede, em contraste com o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde os geradores participam do mecanismo de compensação de energia. Portanto, ao dimensionar um sistema fotovoltaico para um consumidor livre na modalidade APE, é necessário concentrar-se no consumo instantâneo, sem considerar a injeção na rede da distribuidora como parte do processo.

A Figura 3.2 apresenta a proposta de implementação de geração para o consumidor livre, utilizando apenas o consumo instantâneo da geração. Nesse modelo, o consumidor deve estabelecer contratos complementares de compra de energia para as regiões A. Para a região B, a comercialização será realizada apenas para a energia que estiver em falta.

Figura 3.2 - Gráfico do modelo proposto



Fonte: Autor

Portanto, é essencial examinar o consumo diário médio na base horária ao analisar a geração fotovoltaica para um consumidor do ACL. Isso visa dimensionar um sistema de acordo com a demanda máxima atingida durante os intervalos horários de geração fotovoltaica em um dia. Ao verificar o valor da demanda diária, é possível indicar a potência ativa em kW do sistema de geração. Vale destacar a importância de definir uma curva de consumo médio diário ao haver geração, para avaliar o montante de energia a ser comercializado em cada horário.

No modelo proposto, a curva de demanda do consumidor é usada para verificar a potência máxima do sistema. Não é necessário dimensionar o sistema com base no consumo total. Portanto,



com o valor em kW da usina, pode-se determinar a potência em kWp da usina usando a Equação 3.10, onde isola-se o P_{FV} da equação 2.1.

$$P_{FV} = \frac{P_{INV}}{FDI} \quad \text{Equação 3.10}$$

Neste exemplo, o valor obtido por meio da curva de demanda é utilizado para P_{INV} , e o valor de FDI é selecionado com base no datasheet do inversor ou na decisão do projetista, visando uma maior geração, independentemente das perdas de geração devido a um fator muito baixo. Por fim, pode-se determinar o P_{FV} , que será a potência em kWp da usina.

Com os dados coletados, é utilizado o software PV*SOL[®] para dimensionar a geração anual em MWh. O software também fornece as curvas diárias de geração na base horária a fim de comparar com a curva média diária de demanda de consumo.

3.4 RETORNO FINANCEIRO

Com o intuito de avaliar a viabilidade financeira de um investimento na geração própria como Autoprodutor de Energia (APE), utilizando sistemas fotovoltaicos, é essencial empregar ferramentas e indicadores específicos. Após concluir o dimensionamento do sistema fotovoltaico e obter o valor a ser pago pela energia no mercado livre, é fundamental utilizar uma abordagem de fluxo de caixa simples e presente a fim de calcular os indicadores financeiros.

Para o cenário em análise, considerando uma usina fotovoltaica conforme o modelo proposto, o fluxo de caixa inicia-se com valor negativo, correspondente ao investimento total. Anualmente, são adicionados ao fluxo os valores associados à geração vinculados ao preço pago no Ambiente de Contratação Livre (ACL), somados aos valores da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) que o consumidor deixará de pagar devido à sua geração própria no local.

Com base nos dados levantados e em uma taxa mínima de atratividade alinhada aos interesses do consumidor, calcula-se o Valor Presente Líquido (VPL). Esse indicador resulta em um valor positivo ou negativo, o qual, como já mencionado anteriormente, indica o excedente ou déficit de lucro do investidor em relação à TMA definida. Além do VPL, complementa-se a análise com a Taxa Interna de Retorno (TIR), a qual proporciona um valor que permite avaliar o lucro gerado pelo investimento em relação à TMA, quando este é superior à taxa estabelecida.



Por fim, são empregadas as ferramentas do *Payback* Simples e Composto, que se baseiam essencialmente na representação gráfica dos fluxos de caixa, com o objetivo de indicar o momento em que o valor investido será recuperado. Também, realiza-se o cálculo do LCOE (*Levelized Cost of Electricity*), que representa o custo por MWh gerado pela usina no período de tempo estipulado, usualmente utiliza-se 25 anos. Dessa forma, é apresentada uma análise financeira completa, composta por diversos indicadores-chave e elementos que visam demonstrar o potencial positivo ou negativo de retorno financeiro do investimento em geração própria proposto.

4 ANÁLISES E DISCUSSÕES

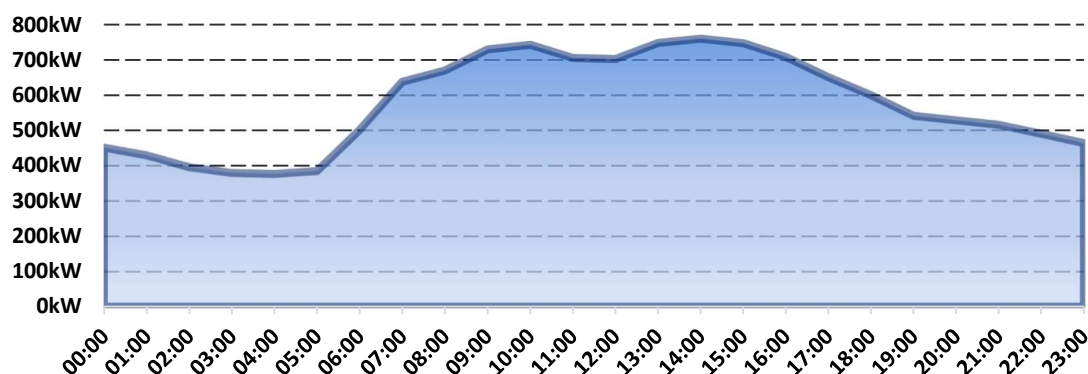
Visando efetuar a análise de migração e posterior implantação de um sistema de geração fotovoltaica, torna-se necessário levantar alguns dados. Esses dados serão aplicados através da metodologia proposta para a análise do consumidor em questão, que neste trabalho trata-se do Hospital Universitário do Oeste do Paraná (HUOP). Vale ressaltar que a análise será focada exclusivamente no Hospital; no entanto, o método pode ser reaplicado para outros consumidores com características semelhantes.

4.1 CONSUMIDOR

Utilizou-se o histórico de consumo da unidade consumidora, através do mesmo foi encontrado um consumo médio mensal de energia ponta nos últimos dois anos de 32.367 kWh e fora de ponta de 352.298 kWh. Ao analisar o histórico, nota-se um consumo com tendências lineares, possibilitando assim maior previsibilidade no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Utilizando-se da plataforma AVA, foram verificadas as demandas diárias, a partir das quais foi elaborada a curva de carga diária média. Os dados estão resumidos graficamente na figura 4.1.

Figura 4.1 – Demanda diária média



Fonte: Autor

Ao analisar a demanda média diária, percebe-se um pico de 760 kW às duas horas da tarde, porém sua demanda contratada é de 1030 kW e raras são as vezes que o consumidor atinge esse ponto.

4.2 MIGRAÇÃO PARA O ACL

Para verificar a viabilidade de migração, primeiramente, são calculadas as estimativas de custo no ACR, conforme proposto anteriormente. Ao aplicar as equações 3.3 e 3.4, com os valores médios levantados e a demanda contratada, obteve-se os resultados de R\$ 95.667,10 para a TUSD e R\$ 115.837,07 para a TE. Aplicando os valores de PIS e CONFIS, obteve-se um valor de R\$ 11.273,17. O consumidor é isento de ICMS, portanto, não se aplica a este caso. Prevê-se, então, o valor final médio mensal de fatura no ACR de R\$ 222.843,63. Esse valor encontrado assemelha-se aos custos presentes nas faturas do consumidor.

Ao estimar os valores de TUSD no ACL, utilizou-se a equação 3.5. Foram obtidos os valores apresentados no quadro 4.1, livres de impostos e encargos.

Quadro 4.1 – Valores das TUSD's no ACL

Fontes	TUSD ACL (R\$)
Convencional	98.299,86
Incentivada 50%	66.511,17
Incentivada 100%	34.722,49

Fonte: Autor

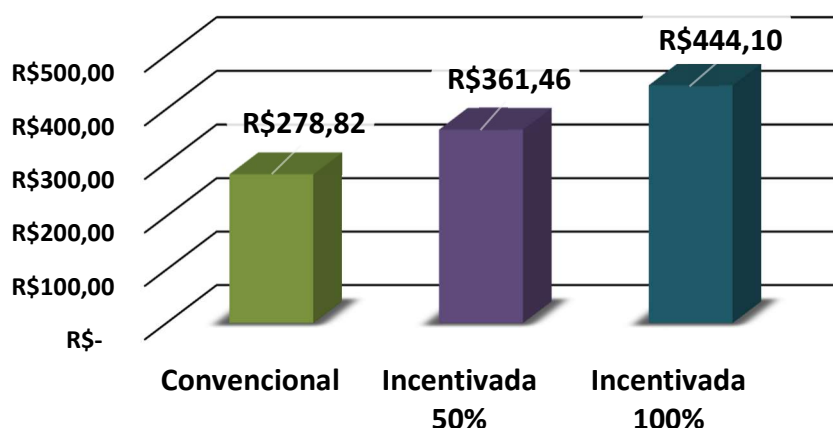
Ao calcular os encargos através da equação 3.7, considerando os valores de ESS, EER e VRCCEE, conforme descritos na metodologia, e inserir o resultado na equação 3.6, considerando os



impostos PIS e CONFIS, obteve-se os valores de R\$ 109.875,51, R\$ 76.392,49, R\$ 42.909,46 para suas respectivas fontes, sendo convencional, incentivada 50% e 100%.

Com esses resultados, pode-se visualizar que ao comprar energias incentivadas, os custos com os encargos TUSD podem ser reduzidos consideravelmente. Cabe ao consumidor escolher a que melhor se enquadra em sua estratégia. Os resultados podem ser utilizados para dar continuidade à análise, onde pode-se aplicar a equação 3.8. Os resultados da sua aplicação em cada caso, comprando energia convencional, incentivada 50% e 100%, estão apresentados graficamente na figura 4.2, permitindo visualizar os valores de break-even *point*, ou seja, os valores nos quais o hospital compra energia sem economia e sem despesas adicionais.

Figura 4.2 – Gráfico do ponto de equilíbrio



Fonte: Autor

Pode se verificar que as energias incentivadas terão maiores valores de ponto de equilíbrio pois o desconto fornecido na TUSD está elevando o ponto de equilíbrio, porem sabe-se que as energias incentivadas tendem a serem mais caras em relação as convencionais. Por fim resta utilizar a equação 3.9 a fim de verificar quais valores trarão uma economia de 10% e 30% para cada fonte de energia. O quadro 4.2 traz os valores em R\$/MWh que deverá ser comprada a energia a fim de obter essa economia em percentual, comumente praticada no ACL.

Quadro 4.2 – Valores a serem comercializados pra 10% e 30% de economia.

FONTE	R\$/MWh PARA 10%	R\$/MWh PARA 30%
Convencional	223,80	113,80
Incentivada 50%	306,45	196,48



Incentivada 100%	389,09	279,10
------------------	--------	--------

Fonte: Autor

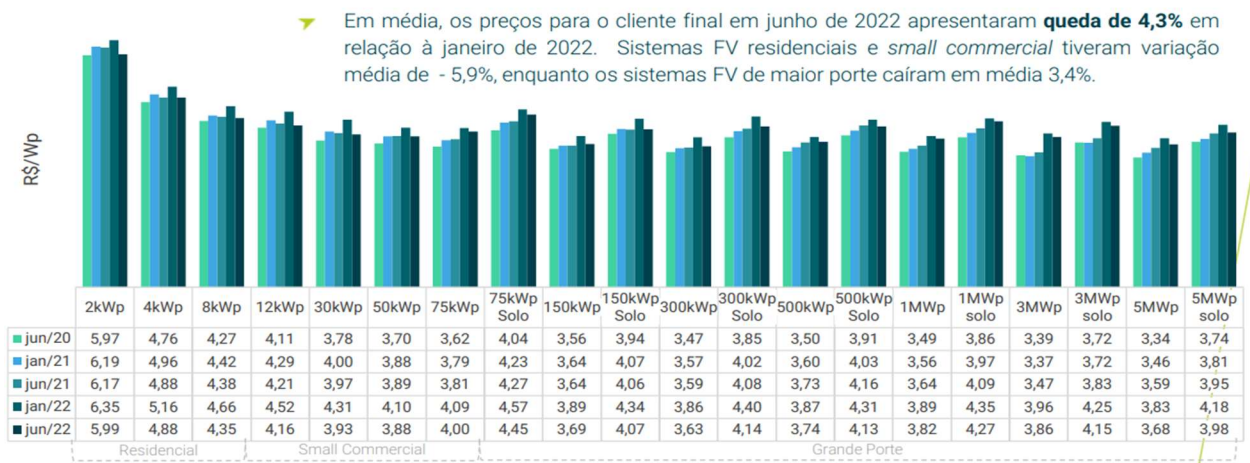
Ao verificar os valores que devem ser praticados para obter o desconto desejado pode-se analisar o retorno financeiro do sistema de geração de energia. Vale ressaltar que o consumidor permanecerá necessitando efetuar compra de energia para os horários que a geração não abater o consumo.

4.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO

A fim de dimensionar o sistema de geração verifica-se o ponto de máxima demanda média diária apresentado no gráfico da figura 4.1, onde averigua-se 700kW de potência, portanto a fim de dimensionar um sistema respeitando esse limite de injeção de um APE, se faz necessário um sistema de geração de 700kW. Para esse sistema será utilizado um fator de dimensionamento de 0,7 onde aplicando-o na equação 3.10 obtém-se um valor de 1MWp, que será considerado para a simulação de geração.

A fim de levantar os custos para uma usina com essas características foi solicitado um orçamento em uma empresa da região e o valor proposto para implantar uma usina em estrutura solo fixa, orientação norte com zênite de 23°. Para essas características o orçamento final para implantação foi de R\$ 3.310.365,96 no kit fotovoltaico mais R\$ 500.000,00 para as estruturas solo. A fim de comparar o preço proposto utilizou-se o estudo da pesquisadora GREENER (2022), onde a mesma fornece os valores de CAPEX médios para consumidores finais praticados em 2022, a figura 4.3 apresenta o gráfico de preços de sistemas fotovoltaicos.

Figura 4.3 - Preços de sistemas FV

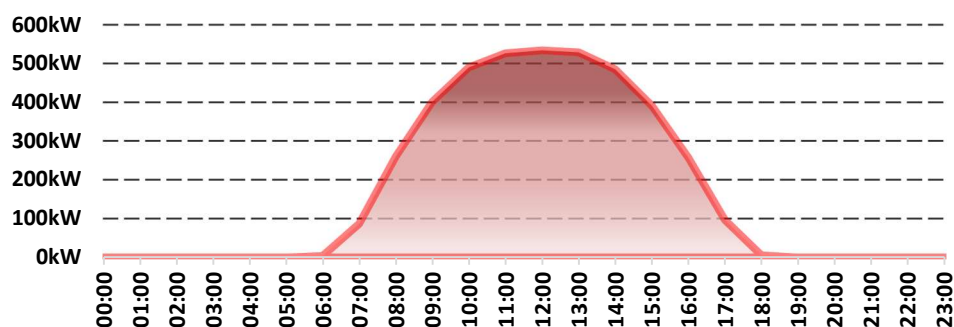


Fonte: GEENER (2022)

No estudo percebe-se o valor de R\$/Wp 4,27 para o sistema descrito acima totalizando assim R\$ 4.270.000,00 onde verifica-se um valor acima do cotado portanto a fim de efetuar uma análise mais otimista se utilizara o valor do orçamento. O orçamento proposto está contando com 1820 módulos DHM-72X10-550W e 7 inversores da marca Solis modelo Solis-100K-5G. ao verificar o datasheet desse modelo de inversor percebe-se um FDI de 0,66 ligeiramente menor que o FDI proposto.

Ao dimensionar o sistema no *software* PVSOL[®] se obteve uma geração anual de 1.478,2 MWh, porem se fez necessário verificar a média de injeção diária na base horária a fim de seguir o modelo proposto na figura 3.2, portanto se efetuou uma simulação na base horaria, e a média para cada hora do dia, os resultados estão apresentados graficamente na figura 4.4.

Figura 4.4 - Geração diária média

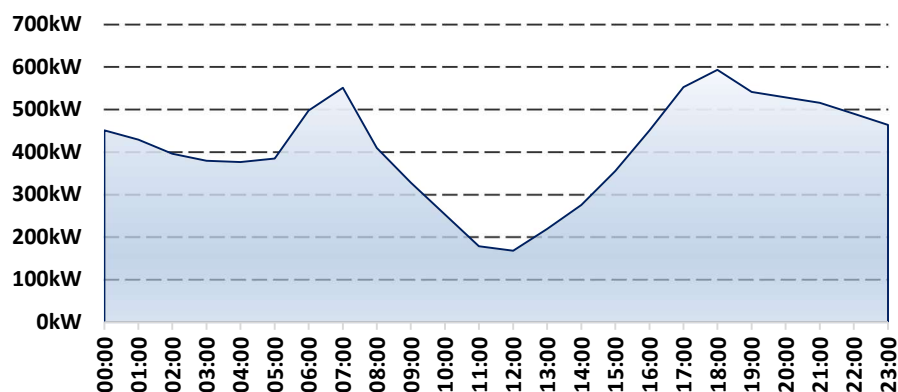


Fonte: Autor



A fim de verificar o comportamento da demanda do consumidor a figura 4.5 apresenta a demanda o sistema solar estiver operando, para isso sobrepôs-se os gráficos apresentados na figura 4.1 e 4.4 subtraindo a geração do consumo.

Figura 4.5 – Demanda diária com o sistema fotovoltaico



Fonte: Autor

Com os dados de geração e as curvas de demandas cruzadas seguiu-se para as análises financeiras.

4.4 ANÁLISE FINANCEIRA

Com o objetivo de explorar várias opções de investimento no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e na geração própria, foi desenvolvida uma planilha para simular diferentes cenários, variando apenas os dados.

Considerando uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 14%, um aumento no preço da energia de 5% ao ano, OPEX de 0,8% do investimento e a redução do preço na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) devido ao consumo instantâneo, foram calculados os indicadores financeiros, como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), *Payback* Composto, *Payback* Simples e o *Custo Levelized of Electricity* (LCOE).

Os resultados financeiros da implementação de uma usina fotovoltaica para cada caso, considerando a compra de energia convencional a um preço que gere economia de 10% e 30%, assim como a compra de energia incentivada em 50% e 100%, estão apresentados resumidamente no quadro 4.3.



Quadro 4.3 – Resultados financeiro para cada fonte de energia e seu desconto em relação ao ACR

Fontes	Economia	VPL	TIR	LCOE (R\$/MWh)	Payback comp. (Anos)
Convencional	10%	R\$ 512.775,31	16%	350,57	16,66
Incentivada 50%	10%	R\$ 1.740.912,69	20%	350,57	10,16
Incentivada 100%	10%	R\$ 2.968.901,47	24%	350,57	7,5
Convencional	30%	-R\$ 1.121.769,29	10%	350,57	25
Incentivada 50%	30%	R\$ 106.813,87	14%	350,57	22,41
Incentivada 100%	30%	R\$ 1.334.505,46	19%	350,57	11,58

Fonte: Autor

O melhor valor encontrado para o VPL foi no caso apresentado para compra de energia incentivada 100% com 10% de economia. Nesse cenário, o consumidor estaria adquirindo sua energia por R\$ 389,09. Levando em consideração o LCOE calculado da usina, que foi de R\$ 350,57/MWh, pode-se inferir que o custo de produção da energia é inferior ao preço pago. Portanto, o *payback* se torna mais atrativo nesse caso, pois também considera toda a economia gerada por conta do valor da TUSD, que não será contabilizado pois conta com o consumo instantâneo de energia.

Observa-se que ao comprar de fontes convencionais e incentivadas 50% para uma economia de 30% os resultados não são tão favoráveis, uma vez que o consumidor teria um custo de produção elevado, chegando a ser três vezes maior que o preço pago pela energia no caso convencional. Para o caso incentivado 50%, a diferença é de aproximadamente duas vezes. Considerando que um projeto que ofereça uma TIR superior à TMA é viável, apenas ao comprar de fonte convencional com 30% de economia não se consegue atender a esse critério, enquanto os demais apresentam viabilidade financeira mesmo que baixa em relação a TMA.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo apresenta o processo de migração para o ACL e avaliou a viabilidade financeira da implantação de uma usina fotovoltaica para um consumidor do mercado livre que atua como autoproductor de energia. A partir de 2024, todos os consumidores atendidos em alta tensão poderão migrar para o ACL. Portanto, é de suma importância analisar as opções viáveis de geração fotovoltaica para esses consumidores.

Os objetivos de enquadrar o consumidor como autoproductor foram cumpridos. Com a análise efetuada, foram previstas as opções disponíveis, e optou-se por uma usina *in situ*, onde o consumidor aproveita o consumo instantâneo de sua energia. Foi estimada a potência de geração cabível para esse



consumidor, bem como a potência máxima que pode ser instalada sem gerar perdas. Os custos de implantação e operação da usina foram levantados com base nos estudos do mercado fotovoltaico, bem como a solicitação de orçamento para uma empresa terceira. Por fim, foram efetuadas as análises financeiras de VPL, TIR e o tempo de retorno do investimento.

Dentro da análise realizada verificou-se a possibilidade de obtenção de lucro sem a necessidade da compra parte da energia através de contratos. Para alguns casos, a produção de energia de uma usina in situ se torna lucrativa, utilizando uma TMA de 14%. Portanto, diante desses resultados, nota-se que existem opções lucrativas para a autoprodução de energia. Enxerga-se um mercado pouco explorado em relação a quantidade de consumidores, que é o da minigeração distribuída como autoprodução de energia, onde tem sua potência limite de 3 MW.

Foi possível verificar que os principais fatores a serem analisados para a migração é o ponto de equilíbrio, onde, por meio dele, é possível verificar a lucratividade da migração, analisando o preço a ser pago no ou nos contratos. Também se notou que o retorno do capital investido, VPL e TIR de investimentos na autoprodução de energia estão diretamente ligados ao preço pago na energia, pois, se for possível gerar a energia que teria de ser comprada por um maior valor que o do LCOE da usina, a viabilidade financeira será positiva, sem considerar redução da TUSD valores que são amortizados por conta do autoconsumo local. No caso de maior retorno analisado, verificou-se que se pode conseguir um VPL de R\$ 2.968.901,47, bem como uma TIR de 23,07%, portanto, um retorno 9% maior do que o esperado. No entanto, ao se verificar o pior retorno, nota-se uma perda de capital com o prejuízo de R\$ 1.121.769,29 e um déficit de 4,37% em relação à TMA.

Espera-se que este estudo contribua para o mercado de energia solar fotovoltaica e conscientize os grandes consumidores de que a autoprodução de energia pode ser viável, ajudando assim para um futuro melhor, descentralizando as gerações e reduzindo as perdas geradas na transmissão.

Considerando que o mercado só tende a crescer e o consumo energético por consequência, propõe-se como melhoria uma análise de viabilidade financeira da implantação de usinas acima de 3 MW, onde se faz necessário outorga da ANEEL e até de outras fontes renováveis, como por exemplo, energia eólica.

6 REFERÊNCIAS



ABRACEEL. **Cartilha Mercado Livre de Energia Elétrica**. 29 de maio de 2019. Disponível em < <https://abraceel.com.br/biblioteca/2019/05/cartilha-mercado-livre-de-energia-eletrica/> >. Acessado em 28 abril de 2023.

ALVES, Luciano dos Santos. **Taxa interna de retorno: uma demonstração matemática e sua aplicação em matemática financeira via interpolação Polinomial**. Guarabira 2019. Disponível em < <https://repositorio.ifpb.edu.br/handle/177683/932> > Acessado em 18 de maio de 2023.

BRASIL. **Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996**. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. Disponível em < www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2003.htm > Acessado em 05 de junho de 2023.

_____. **Decreto Nº 5.163, de 30 de julho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em < www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm > Acessado em 05 de junho de 2023.

CARVALHO, Emilson Alano de. **Análise de investimentos**. 2022. Palhoça, 201. Disponível em < <https://repositorio.animaeducacao.com.br/bitstream/ANIMA/21945/1/fulltext.pdf> > Acessado em 17 maio 2023.

CCEE. **Alocação de Geração Própria**. 2023. Disponível em < www.ccee.org.br >. Acessado em 18 maio de 2023.

_____. **Contratos**. 2023. Disponível em < www.ccee.org.br >. Acessado em maio de 2023.

CORTEZ, Adolfo Von Ende. **Análise de geração distribuída para consumidores no mercado livre de energia**, Santa Maria, 2020. Disponível em < repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/20966/Cortez_Adofo_VonEnde_TCC_2020.pdf?sequence=1&isAllowed=y >. Acessado em 20 abril de 2023.

CUNHA, João Gabriel Botelho. **MODELAGEM DE USINA AUTOPRODUTORA DE ENERGIA PARA OFERECIMENTO DO LASTRO ENERGÉTICO DE UMA UNIDADE CONSUMIDORA DO SERVIÇO AUTÔNOMO DE ÁGUA E ESGOTO DE SOBRAL/CE**, Fortaleza, 2022. Disponível em < <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/66383> >. Acessado em 15 maio de 2023.

DALFOVO, Wylmor Constantino Tives et al. **A Viabilidade econômica da implantação de energia solar fotovoltaica para a redução dos custos com energia elétrica das famílias com diferentes níveis de renda: uma análise para a região norte de Mato Grosso**. Sociedade, Contabilidade e Gestão, v. 14, n. 3, p. 118-143, 2019. Disponível em < https://scholar.googleusercontent.com/scholar?q=cache:8FFed-HZXcEJ:scholar.google.com/+quais+crit%C3%A9rios+economicos+para+implanta%C3%A7%C3%A3o+de+energia+solar+%3F&hl=pt-BR&as_sdt=0,5 > Acessado em 15 maio 2023.

GODOI, Rodolfo Rodrigues de et al. **Análise comparativa de desempenho de inversor String e Microinversor**. Uberlândia 2018. Disponível em < <https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/24118> > Acessado em 20 maio de 2023.



GREENER. (2022). **Estudo Estratégico Geração Distribuída Mercado Fotovoltaico**. Disponível em < <https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2022/08/Estudo-Estrategico-de-Geracao-Distribuida-2022-1o-semester.pdf> > Acessado em 30 setembro de 2023.

GRIGOLETTO NETO, Danilo et al. **Avaliação da viabilidade técnica e financeira do uso de diferentes seções de condutores de baixa tensão em usina solar fotovoltaica**. Florianópolis 2022. Disponível em < <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/238009> > Acessado em 15 maio de 2023.

MACÊDO, Wilson Negrão. **Análise do fator de dimensionamento do inversor (FDI) aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR)**. São Paulo. 2006. Disponível em < www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-29112006-153307/en.php > Acessado em 21 maio de 2023.

Mercado Livre do Brasil, Curitiba 2019. Disponível em < https://repositorio.isaebrasil.com.br/wp-content/uploads/2019/11/MBASE_1.17_Francisco-Escudero-Scavone > Acessado em 04 de outubro de 2023.

Ministério de Minas e Energia. **PORTARIA No 465, DE 12 DE DEZEMBRO DE 2019**. Disponível em < www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2019/portaria-n-465-2019.pdf/view >. Acessado em 26 abril de 2023.

MIRANDA, Joseane Borges de. **Engenharia Econômica**. 2022. Disponível em < <https://repositorio.animaeducacao.com.br/bitstream/ANIMA/21959/1/fulltext.pdf> > Acessado em 25 maio de 2023.

PANORAMA. **O que é Autoprodução de Energia?** 2020. Disponível em < panorama.comerc.com.br/o-que-e-autoproducao-de-energia > Acessado em 05 de junho de 2023.

PIMENTEL, Lucas. **Estudo Estratégico Grandes Usinas Solares 2021**, 2021. Disponível em < www.greener.com.br >. Acessado em 30 maio de 2023.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antônio. **Manual de Engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Cresesb, Rio de Janeiro, 2014.

SCAVONE, Francisco Escudero. **Comercialização de Energia Elétrica da ANDE no SHIMURA, Sergio et al. Estimativa do custo de geração de usinas fotovoltaicas usando confiabilidade**. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS. 2016. p. 1-8. Disponível em < <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1414> > Acessado em 15 maio de 2023.

SUNEASY. **Como funciona o sistema conectado a rede?**. 2023. Disponível em < www.suneasy.com.br > Acessado em 05 de junho de 2023.

TIGRE, Antonio Abinevaldo dos santos. **Introdução à Energia Solar**. São Paulo. 2020
Disponível em < dlwqtxtslxzle7.cloudfront.net/67218292/Documento_Monografia_TCC_Energia_Solar_Antonio_A._S._Tigre_Adaptado_e_Revisado-libre.pdf?1620274640=&response-content-



disposition=inline%3B+filename%3DIntroducao_a_Energia_Solar_Heliotermica.pdf&Expires=1685392677&Signature=IewjiqCr82OridF2FvSY7OoGiMkxHFQJIDSj6mvJGBjky2k0P0OCpxbTVt8VrzeDksKg17tR-Rr2Tt3BuOUSjhHE0xdt5sq3RX7Nd750CtzJ4r9c56qN925ALdpo76akQx2kWa-DBCX0J887NEwCnLhQB~hWMCrnBMresD4O4XFQ8yDMqqW-yibSLspRU7zYbDmzebb25FcN1A8TgPYc5RjU5psqsSOvDK89T-hypZbx3ICl86oW~jKIpEAUFP2tmLzDQqlKXqW7UTn4INiShp5DqaL~xmv3ryjsIYrMq-MmeVVtGkzPjeaJAeJITj~4nR74cpnIsHjsu3~BxYMx8Q__&Key-Pair-Id=APKAJLOHF5GGSLRBV4ZA > Acessado em 15 maio de 2023.

TOGAWA, Victor. **Mercado Livre de Energia**. 2018. Disponível em < togawaengenharia.com.br/blog/mercado-livre-energia/ > Acessado e, 05 de junho de 2023.

VERÍSSIMO, Pedro Henrique Alves et al. **Métrica de avaliação técnica de usinas solares fotovoltaicas considerando o fator de ocupação de área**. Florianópolis. 2022. Disponível em < <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/241708> > Acessado em 25 maio de 2023.

VIANA, Augusto Nelson Carvalho et al. **Eficiência Energética: Fundamentos e Aplicações**. Campinas, São Paulo, 2012.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações**. Editora Érica, São Paulo, 2012.