

CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



Universidade Federal
de Campina Grande

EGHON LAMEIRA FERNANDES

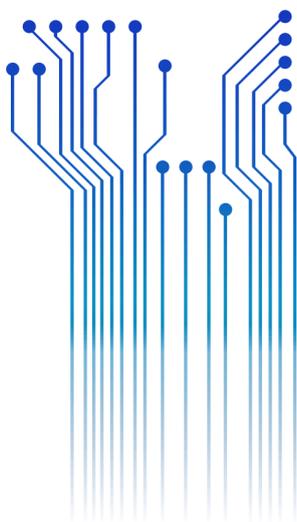


Centro de Engenharia
Elétrica e Informática

DO CONSUMIDOR CATIVO AO LIVRE:
ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA ENTRE CONSUMIDOR CATIVO COM GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA E AUTOPRODUTOR DE ENERGIA PARA UMA UNIDADE DO GRUPO A



Departamento de
Engenharia Elétrica



Campina Grande
2024

EGHON LAMEIRA FERNANDES

DO CONSUMIDOR CATIVO AO LIVRE:
ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA ENTRE CONSUMIDOR CATIVO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E
AUTOPRODUTOR DE ENERGIA PARA UMA UNIDADE DO GRUPO A

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica
da Universidade Federal de Campina Grande
como parte dos requisitos necessários para a
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no
Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Eletrotécnica

Orientador:
Professor Célio Anésio da Silva, D. Sc.

Campina Grande
2024

EGHON LAMEIRA FERNANDES

DO CONSUMIDOR CATIVO AO LIVRE:
ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA ENTRE CONSUMIDOR CATIVO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E
AUTOPRODUTOR DE ENERGIA PARA UMA UNIDADE DO GRUPO A

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica
da Universidade Federal de Campina Grande
como parte dos requisitos necessários para a
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no
Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Eletrotécnica

Aprovado em / /

Professor Ronick Trajano
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador, UFCG

Professor Célio Anésio da Silva, D. Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador, UFCG

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que direta e indiretamente contribuíram para a realização desse trabalho.

Agradeço também à minha mãe, Lusía, por ter se esforçado tanto para me proporcionar uma boa educação, por ter me alimentado com saúde, força e coragem, as quais foram essenciais para superação de todas as adversidades ao longo desta caminhada.

Agradeço a minha família, Tainá Venâncio e em especial meu filho Ethan Lameira, no qual dedico cada minuto da minha vida desde de sua chegada. Muito obrigado por cada gesto de carinho, sorriso e alegria que você desde sempre emanam, tenham certeza que esse é meu combustível.

Agradeço também ao meu amigo, Yan Pontes pelo companheirismo, sinceridade, incentivo e confiança, que com todo carinho, estive ao meu lado nesta longa caminhada.

Agradeço ao Levante Popular da Juventude, por contribuir no meu entendimento de que a ciência é coletiva e ao coletivo deve servir, ao Movimento de Atingidos e Atingidas por Barragens, por abrir meus olhos para uma geração de energia na qual caiba todas e todos, e ao Movimento dos Trabalhadores e Trabalhadoras Sem-Terra, por lutar veementemente por uma sociedade mais justa e democrática. Um grande salve a todos que os constroem.

Agradeço aos professores, técnicos-administrativos e corpo discente do Departamento de Engenharia Elétrica da UFCG por todo acolhimento e atenção, apesar de todas as contradições intrínsecas neste longo processo, sem vocês nada disso seria possível.

Enfim, agradeço a todos que de alguma forma, passaram pela minha vida e contribuíram para a construção de quem sou hoje.

RESUMO

O processo de tomada de decisão diante de diferentes possibilidades de investimento em projetos perpassa pela avaliação de sua viabilidade econômico-financeira, onde o arcabouço teórico fornece os recursos necessários para escolha do investimento. Nesse processo, a busca pelo gasto eficiente dentro do setor comercial, onde a energia chega a ser um dos insumos de maior custo, desencadeia em seus consumidores a procura por opções que reduzam a despesa com eletricidade. Dessa forma, o aspecto transitório que se encontra o setor elétrico, devido a redução dos incentivos à geração distribuída e a abertura do mercado livre de energia para todos os consumidores do grupo A, trazem para a realidade destes a discussão a respeito de qual modelo que melhor beneficiará seus empreendimentos, exigindo dos gestores de energia constante atualização das normativas regulatórias e legais do setor para identificar o cenário que otimizará melhor os custos com insumos energéticos. Este trabalho, apresenta os ambientes de contratação disponíveis e compara a viabilidade de investimento em duas modalidades diferentes de geração de energia – geração distribuída e autoprodutor de energia –, através do estudo de seus regulamentos e premissas de modelagem, para um consumidor do grupo A, do setor cultural e alimentício, afim de contribuir com a escolha da melhor solução para um consumo eficiente e de baixo custo

Palavras-chave: Energy Modeling. Distributed Generation. Self-Generation of Energy. Energy Efficiency.

ABSTRACT

The decision-making process regarding different investment possibilities in projects involves assessing their economic-financial viability, where the theoretical framework provides the necessary resources for choosing the investment. In this process, the pursuit of efficient spending within the commercial sector, where energy is one of the highest-cost inputs, drives consumers to seek options that reduce electricity expenses. Thus, the transitional aspect of the electric sector, due to the reduction of incentives for distributed generation and the opening of the free energy market to all consumers in group A, brings to their reality the discussion regarding which model will best benefit their enterprises. This demands that energy managers stay constantly updated on regulatory and legal norms in the sector to identify the scenario that will optimize energy input costs. This work presents the available contracting environments and compares the investment viability in two different energy generation modalities—distributed generation and self-generation—through the study of their regulations and modeling assumptions, aimed at a consumer from group A in the cultural and food sectors, in order to contribute to the choice of the best solution for efficient and low-cost consumption.

Keywords: ~~Model. Paperwork. CCW. Report. Thesis.~~

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Sistema Ongrid.....	15
Figura 2: Corte transversal da célula fotovoltaica	17
Figura 3: Células em paralelo.....	18
Figura 4: Células em série	18
Figura 5: Diodo bypass.....	19
Figura 6: Diodo de bloqueio.....	19
Figura 7: Curva $p \times v$	20
Figura 8: Curva $i \times v$	20
Figura 9: Esquema de inversor de 4 transistores.	21
Figura 10: Modulação PWM.	21
Figura 11: Esquema setor elétrico.	22
Figura 12: Configurações para decisão do consumidor.....	25
Figura 13: Progressão do fio b.....	29
Figura 14: Processo de sazonalização.	32
Figura 15: Processo de flexibilização.	33
Figura 16: Composição da TUSD sem os encargos.	35
Figura 17: Curva de carga da UC.	38
Figura 18: Sazonalização proinfa 2024.	45
Figura 19: Custo ao ano por cenário.....	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Mudanças ocorridas no setor elétrico brasileiro	24
Tabela 2: PLD Mensal 2023 por submercado.	31
Tabela 3: Dados da UC.....	37
Tabela 4: histórico de patamares de bandeira tarifária.	38
Tabela 5: Modelo de consumo.	39
Tabela 6: Levantamento de custo atual	39
Tabela 7: Dimensionamento da UFV.	42
Tabela 8: Custo Mensal - Cernário 1	43
Tabela 9: Balanço energético mensal.	46
Tabela 10: Custo Mensal - Cenário 2	47
Tabela 11: Crescimento médio ao ano das tarifas de aplicação.....	49
Tabela 12: VPL e TMA.....	50
Tabela 13: Fluxo de caixa.....	50

SUMÁRIO

Agradecimentos.....	v
Resumo.....	vi
Abstract	vii
Lista de Ilustrações.....	viii
Lista de Tabelas.....	ix
Sumário	x
1 Introdução.....	11
1.1 Objetivo Geral.....	12
1.2 Objetivos específicos	12
1.3 Estrutura textual.....	13
2 Referencial Teórico	14
2.1 Sistemas Fotovoltaicos.....	14
2.1.1 Efeito Fotovoltaico	15
2.1.2 Célula Fotovoltaica.....	16
2.1.3 Módulos Fotovoltaicos	17
2.1.4 Inversores	20
2.2 Ambientes de Contratação e Unidades geradoras	22
2.2.1 Ambiente de Contratação Regulado – ACR.....	25
2.2.2 Geração Distribuída – GD	27
2.2.3 Ambiente de Contratação Livre – ACL.....	30
2.2.4 Autoprodução e Produção Independente de Energia – APE e PIE.....	34
3 Estudo de caso	37
3.1 Cenário 1: ACR optante de GD	40
3.2 Cenário 2: APE	44
3.3 Projeção Financeira.....	48
4 Conclusão	51
Referências	52

1 INTRODUÇÃO

Conforme o *National Institute of Standards and Technology (NIST)*, o setor elétrico global segue para descarbonização, digitalização e descentralização. Em pesquisa de 2021, o NIST menciona que houve avanços na modernização no setor elétrico, porém a disseminação da tecnologia e padrões associados não teve tanto sucesso. A instituição tecnológica dos Estados Unidos observa que a capacidade dos sistemas e organizações interoperarem o sistema elétrico é subdesenvolvida, havendo espaço fértil para melhorias na troca de informações.

Desde 2010, o NIST cria um modelo conceitual de rede inteligente, descrevendo o sistema elétrico e suas aplicações, onde busca fornecer uma visão geral compreensível para as partes interessadas. A atualização deste modelo em 2021 enfatiza: o aumento dos recursos energéticos distribuídos na rede, a automação dos sistemas de distribuição, bem como a importância dos fornecedores e prestadores de serviços do sistema de distribuição.

No Brasil, as soluções para os desafios do setor elétrico devem ser desenvolvidas no contexto da interoperabilidade e os 3D's (descarbonização, digitalização e descentralização) já são diretrizes nas políticas públicas do setor. Em 2023, o Brasil alcançou a marca histórica de ficar entre os 10 principais países mais geradores de energia solar fotovoltaica, segundo a Agência Internacional de Energias Renováveis. A ABSOLAR divulgou que a geração distribuída alcançara o patamar de 20 GW de capacidade instalada, dos quais 49% são de instalações de consumidores residenciais.

Estas conquistas, são reflexo de políticas de incentivo às energias renováveis, como as leis 13.203/2015 - que fala sobre a repactuação dos riscos hidrológicos e da bonificação pela outorga de concessão de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica - e 14.300/2022 – que institui o marco legal do micro e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS).

As políticas não se limitam aos recursos energéticos descentralizados, a Portaria Normativa Nº 50/GM/MME, de 2022, abre o Mercado Livre de energia para o grupo A, com isso, o Ministério de Minas e Energia prevê que cerca de 106 mil novas unidades consumidoras estejam aptas a migrar para o mercado livre. Marcio Takata, CEO da Greener, destacou em estudo de 2022 que as principais tendências do setor elétrico brasileiro são: modernização, abertura de mercado e expansão de fontes renováveis. Ele observou que, por meio da inovação, surgem novas oportunidades de modelos de negócios para o consumidor gerenciar seus custos e contribuir para uma economia mais sustentável.

Diante das novas oportunidades que surgem neste contexto de transição energética, este estudo busca apresentar inovações nas configurações disponíveis para consumidores e centrais geradoras. Para tanto, será analisada a viabilidade econômica de cenários distintos, considerando tanto entre usinas instaladas junto a carga e remota, quanto entre os ambientes de contratação regulada e livre, para um estabelecimento do ramo festivo e alimentício, situado em Boa Viagem, bairro de Recife, Pernambuco, com intuito de facilitar a tomada de decisão pelo cenário mais eficiente, baseando-se por meio do arcabouço regulatório e legal vigente, afim de desaguar na redução dos custos com insumos energéticos

1.1 OBJETIVO GERAL

Analisar a viabilidade técnica e financeira de dois cenários diferentes para um consumidor do grupo A, considerando as novas premissas de modelagens para centrais geradoras descentralizadas e o mercado livre de energia, a fim de realizar um comparativo entre elas e propor a melhor solução para suprir a demanda energética do local com o menor custo possível.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Como objetivos específicos pode-se listar:

- Analisar o conjunto de regras e leis que formam as bases para avaliar a viabilidade de modelagens destinadas a consumidores aptos ao mercado livre, à geração distribuída e à autoprodução de energia;
- Apontar abordagens financeiras que possibilitem orientar a tomada de decisão;
- Examinar a possibilidade técnica e financeira para o caso de um estabelecimento do ramo alimentício e do entretenimento, considerando: geração distribuída no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e como Autoprodutor de Energia (APE) no Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- Propor a melhor solução dentre as estudadas, considerando seus indicadores técnicos e econômicos.

1.3 ESTRUTURA TEXTUAL

Este trabalho foi dividido em 4 seções, composta de introdução, 3 seções de desenvolvimento e considerações finais.

Na primeira seção é apresentada a introdução, os objetivos e a estrutura do texto.

Na segunda seção tem-se a fundamentação teórica necessária para o entendimento do trabalho e que embasa o conhecimento necessário para o desenvolvimento do trabalho, bem como as normas regulamentadoras utilizadas.

Na seção três encontra-se o estudo do caso, analisando o cenário atual da unidade consumidora e dois cenários a serem comparados.

Na quarta e última seção são feitas as considerações finais.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Com diversas aplicações espalhadas pelo mundo, sistemas fotoconversores, ou fotovoltaicos, estão em funcionamento com pequenas saídas, da ordem de watts para alimentação de postes isolados por exemplo, até saídas da ordem de megawatts, no caso de usinas solares, instaladas para suprimento energético nacionais, ou até mesmo para alimentação direta de grandes estabelecimentos comerciais e indústrias.

Esses sistemas consistem em um conjunto de dispositivos conectados para converter as radiações solares em energia elétrica para autoconsumo do estabelecimento, máquinas ou dispositivos e podemos encontrá-los em três configurações: isolados, conectados à rede ou híbridos.

Por serem menos populares e conseqüentemente menos acessíveis financeiramente, os sistemas híbridos e principalmente os *off-grids* acabam tendo uma aplicabilidade limitada a instalações que necessitem da ininterruptibilidade do fornecimento, como hospitais, frigoríficos, fábricas, dentre outras. Por isso, nos aterremos neste trabalho apenas à fundamentação de sistemas *on-grids* que irão compor as soluções apresentadas.

I. Sistemas Conectados à Rede – *On-grid*

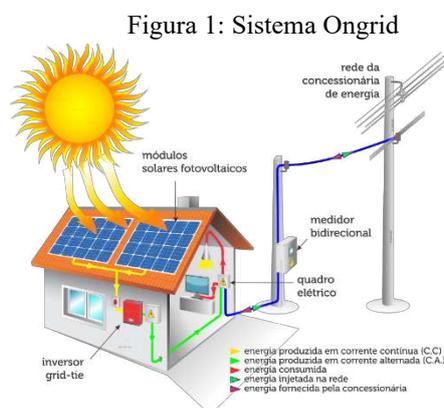
Ao contrário dos sistemas *off-grid*, essa configuração utiliza não só as placas solares como fonte de energia, mas também a rede elétrica da distribuidora para alimentar a carga em momentos de baixa produção de energia pelo sistema.

Estes sistemas também dispensam a necessidade de baterias, visto que a própria rede elétrica atua como *backup* da carga. Entre seus componentes estão os painéis solares, inversores e medidores bidirecionais, este segundo tendo uma importância diferente que nos sistemas isolados: além de converter a energia CC em CA, também atua sincronizando o sistema à rede elétrica e desconectando o sistema quando a corrente, tensão ou frequência não estejam compatíveis com os padrões da rede ou quando a mesma estiver desenergizada, seja por falhas ou manutenção [1].

O medidor bidirecional, como o próprio nome deixa a entender, faz o cálculo da quantidade de energia que é fornecida à rede pela carga e que é fornecida à carga pela rede,

possibilitando calcular a diferença entre elas. Essa diferença é importante graças a política de tarifação *net metering* implantado no Brasil pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – que permite que os consumidores paguem apenas pelo que for consumido a mais do que foi gerado ou, no caso de uma geração maior do que o consumo, seja liberado créditos para uso posterior com validade de até 60 meses [2].

Na Figura 1 podemos observar os componentes supracitados.



2.1.1 EFEITO FOTOVOLTAICO

Em 1839, Alexandre Edmond Becquerel (1820-1891) desenvolveu o primeiro protótipo de célula fotovoltaica. Ele imergiu dois eletrodos em uma solução ácida, na qual quando exposta a incidência de luminosidade gerava eletricidade [3].

Esse fenômeno de geração de eletricidade a partir da luminosidade é definido com efeito fotovoltaico e atualmente, com o desenvolver da tecnologia, é comumente observado em meio a materiais semicondutores, ou seja, tem características intermediárias entre materiais condutores e isolantes.

O principal elemento utilizado para esse fim é o silício, que a priori, em seu estado puro, não possui elétrons livres em sua camada de valência e conseqüentemente não serviria para produção de energia. Para isso, é necessário que haja campo elétrico criado a partir da diferença de potencial entre dois pontos, possibilitando assim o surgimento de corrente elétrica.

Com este fim, é utilizado o processo de dopagem do silício que nada mais é do que a inserção de elementos estranhos que alteram sua propriedade elétrica. Dois elementos utilizados neste processo são: o boro, usado para criar a região tipo *p*, com excesso de cargas positivas, e o fósforo, para criação da região tipo *n*, com excesso de cargas negativas. As razões entre dos átomos nas dopagens silício-boro e silício-fósforo são 1/10 milhões e 1/1000, respectivamente.

[4]

A região entre os dois materiais dopados é chamada de *junção p-n* e é onde cria-se um campo elétrico devido aos elétrons livres do silício tipo *n* que ocupam as lacunas do silício tipo *p*. Com a incidência de raios luminosos sobre a célula, os fótons se chocam com os elétrons do silício lhe fornecendo energia e transformando-o em condutor. Assim, devido ao campo elétrico gerado os elétrons fluem da região tipo *p* em direção a região tipo *n*.

Ligando externamente a camada positiva à negativa gera-se então um fluxo elétrico que se manterá constante enquanto houver incidência de luz, produzindo assim o efeito fotovoltaico.

2.1.2 CÉLULA FOTOVOLTAICA

A célula fotovoltaica mede em torno de 100 mm² e consiste no elemento mais básico de todo sistema de geração. É nela que acontece o efeito fotovoltaico que possibilita gerar por célula de 0,5 a 1 V e algumas dezenas de miliampéres de corrente.

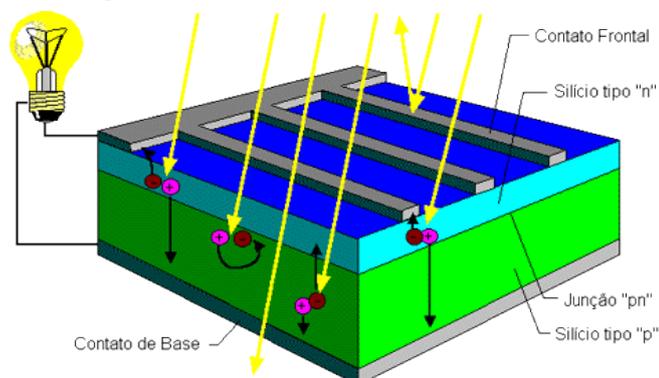
Pode-se resumir sua constituição interna em cinco partes, e todas elas podem ser melhor visualizadas na figura 2:

- Contatos frontais e traseiros, chamados *grid*, ou *front contacts*, e *back contacts*, respectivamente. O primeiro representa os terminais negativos, enquanto que o segundo, os positivos. Eles ligam os extremos da célula e possibilitam a passagem da corrente gerada pela incidência luminosa.
- Uma película antirreflexo, ou *antireflection coating*, que é responsável por reduzir a reflexão da radiação que incide na célula e é posicionada entre os contatos frontais e a camada tipo *n*. Sozinha ela consegue baixar os valores refletidos de radiação para menos de 5%, quando utilizada juntamente com texturas especiais usadas para alto rendimento é possível baixar ainda mais chegando a 2% apenas das radiações refletidas. Vale salientar que a não utilização dessa tecnologia perde-se cerca de um terço da radiação por reflexão.

[4]

- Duas camadas de silício dopadas com boro e fósforo, sendo tipos p e n , com 250000 nm e 300 nm de espessura, respectivamente.

Figura 2: Corte transversal da célula fotovoltaica



Fonte: CRESESB, 2024.

Diversos tipos de células estão disponíveis atualmente no mercado da energia solar com dimensões, tecnologias e eficiências diferentes, a serem utilizadas dependendo da sua finalidade. As células fabricadas com silício são as mais populares comercialmente, porém podemos encontrar células com telureto de cádmio (CdTe) e disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS), por exemplo, estes mais timidamente aplicados em comparação com o silício.

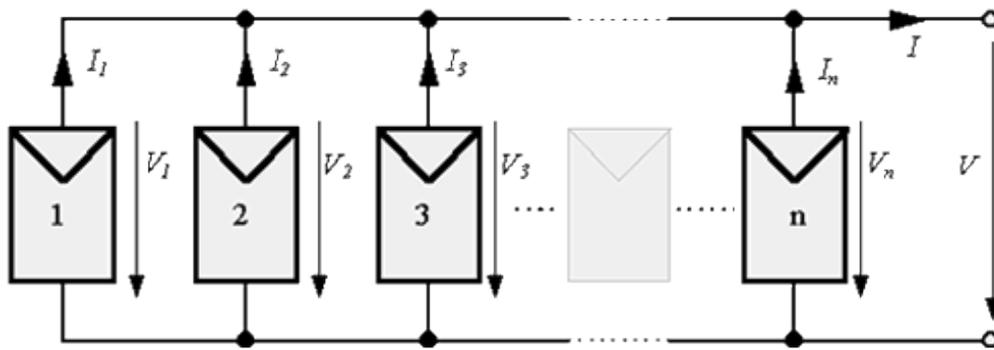
A eficiência energética da célula depende diretamente das tecnologias de manufatura das mesmas. Comercialmente, esse número gira em torno de 15%, mas pode chegar em alguns casos a até 30% dependendo do material utilizado e da sua manufatura [5].

2.1.3 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Uma única célula sozinha não consegue chegar a níveis de tensão e corrente suficientes para consumo das cargas, por isso são conectadas várias células a fim de alcançar níveis mais adequados aos padrões dos dispositivos eletrônicos do dia-a-dia. Esse aglomerado de células formam um módulo, comumente chamados de placas ou painéis [2].

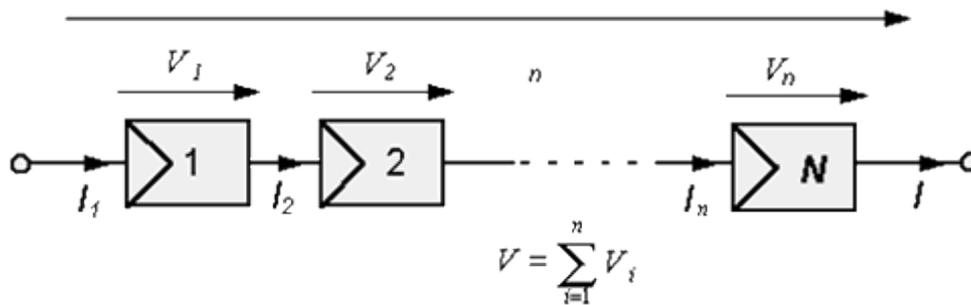
Dentro do módulo essas células podem ser posicionadas em série ou em paralelo. Quando conectadas em série somamos as tensões de cada célula alcançando níveis mais altos enquanto que a corrente permanece inalterada (figura 3), entretanto quando conectadas em paralelo as correntes que são somadas e a tensão aparece inalterada (figura 4). Apenas em alguns casos singulares que é utilizada a configuração em paralelo, normalmente a configuração mais usada é em série [6].

Figura 3: Células em paralelo



Fonte: CRESESB, 2024.

Figura 4: Células em série



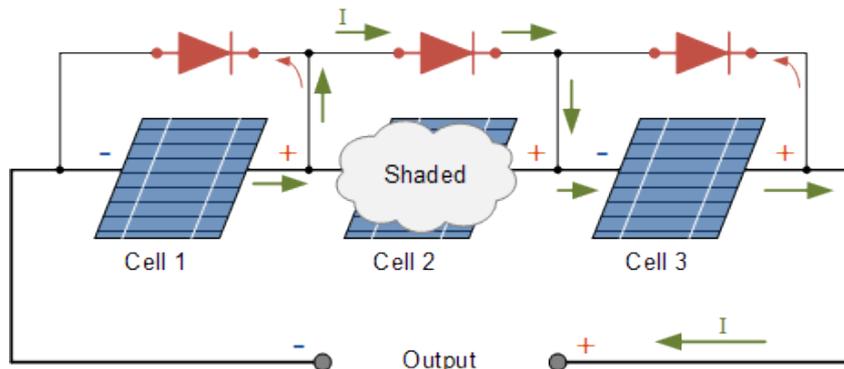
Fonte: CRESESB, 2024.

Dois problemas comuns de acontecerem em módulos fotovoltaicos são: o encobrimento de alguma célula do arranjo, por sujeira, defeito ou sombreamento, por exemplo; e corrente negativa fluindo através das células, o que significa que ao invés de produzir energia o módulo está recebendo. O primeiro pode comprometer os níveis de saída do módulo, já o segundo pode chegar a desconectar a célula do arranjo comprometendo todo o fluxo de energia.

Visando a prevenção destes danos que é implementado diodos de passo, *bypass*, e diodos de bloqueio, para servir de caminho alternativo para a corrente e bloquear correntes reversas, respectivamente [6].

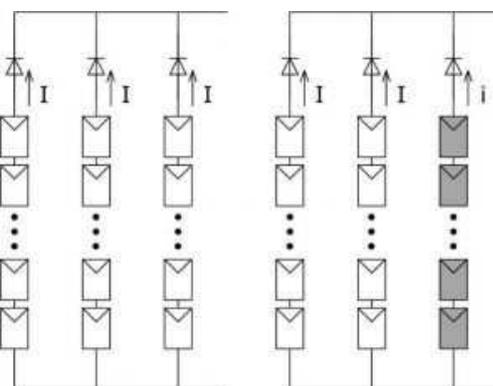
No esquema das figuras 5 e 6, podemos observar de forma mais clara o funcionamento dos diodos de *bypass* e bloqueio, respectivamente.

Figura 5: Diodo bypass.



Fonte: DS New Energy, 2024.

Figura 6: Diodo de bloqueio.



Fonte: Canal Solar, 2024.

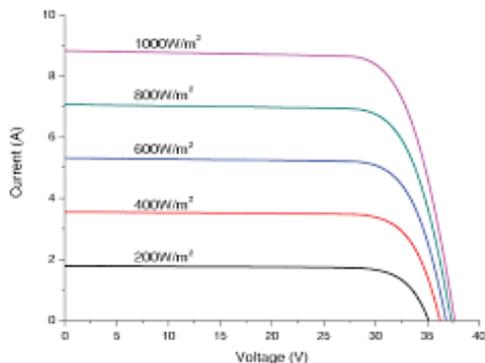
A diferença principal entre um módulo fotovoltaico e uma fonte elétrica convencional está no fato do módulo não fornecer tensões constantes nos seus terminais de saída, esta depende a corrente que flui pelo módulo e vice-versa. Em outras palavras, a tensão e corrente fornecida pelos terminais do módulo depende diretamente da carga instalada. [2]

A dinâmica dessas grandezas pode ser observada na curva $I \times V$, está tem comportamento é semelhante para todos os módulos e, para cada curva $I \times V$, existe uma curva $P \times V$ que relaciona a potência fornecida em virtude da tensão. Estes gráficos nos mostram informações importantes sobre os módulos e sua eficiência, como: tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito, potência máxima e tensão e corrente da potência máxima.

Essas curvas são construídas considerando que o painel está exposto a irradiação solar é de 1000 W/m^2 sobre uma temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$, com a alteração destes parâmetros, outros gráficos são construídos com tensões, correntes e potências diferentes. Com a diminuição da irradiação solar atinge diretamente a corrente e a capacidade de geração do módulo. Já no tocante a temperatura, com seu aumento, identifica-se uma diminuição na tensão dos terminais

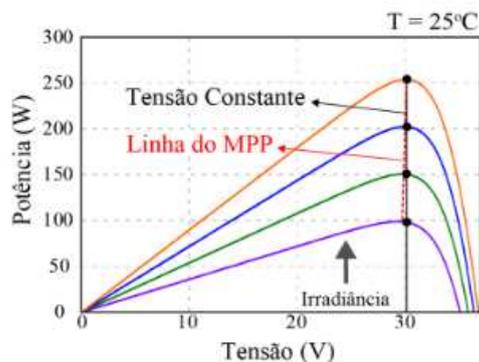
de saída módulo, enquanto que com a diminuição da temperatura observa-se o efeito contrário aumentando a tensão dos terminais.

Figura 8: Curva I×V



Fonte: ABENS, 2024.

Figura 7: Curva P×V



Fonte: Eletrônica de Potência, 2024.

Além da temperatura e da incidência luminosa, outro fator de grande relevância para a produção de energia é a posição do módulo. O sol nasce ao leste, se põe no Oeste e ao meio-dia o encontramos próximo da metade do caminho, contudo graças a leve inclinação que a terra sofre, de aproximadamente $23,5^\circ$, em relação ao seu próprio eixo, torna essa posição variável de acordo com as estações do ano e pode o sol estar localizado mais para norte ou mais para o sul, dependendo se o observador se encontra no hemisfério sul ou norte, respectivamente, segundo [2].

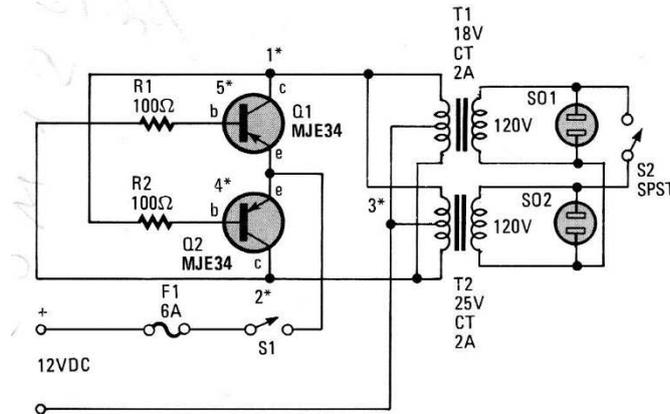
Apesar da forte influência da posição dos módulos no total de energia produzida pelo sistema, esse critério é mais observado na implementação de usinas de solo nas quais temos maior flexibilidade na escolha da posição, para sistemas instalados em telhados ficamos limitados a orientação e inclinação do telhado em si em que na maioria das vezes não é construído priorizando a melhor eficiência do sistema fotovoltaico.

2.1.4 INVERSORES

Os módulos fotovoltaicos são construídos para fornecer energia com corrente contínua, entretanto segundo a resolução normativa da ANEEL, nº 83 de 20 de setembro de 2004, é obrigatório o fornecimento de energia elétrica em corrente alternada senoidal, por unidades individuais de geração de energia, com atenção às tensões padrões de cada região do país, sendo 110 V, para as regiões sul, sudeste e centro-oeste, e 220 V, para o nordeste e norte.

Os inversores são equipamentos elétricos específicos para realização desta conversão de CC para CA e é baseado no circuito mostrado na Figura 9, constituído por transistores que são chaves eletrônicas responsáveis por interromper e permitir a circulação de corrente de acordo com status de ligado ou desligado, segundo [2].

Figura 9: Esquema de inversor de 4 transistores.

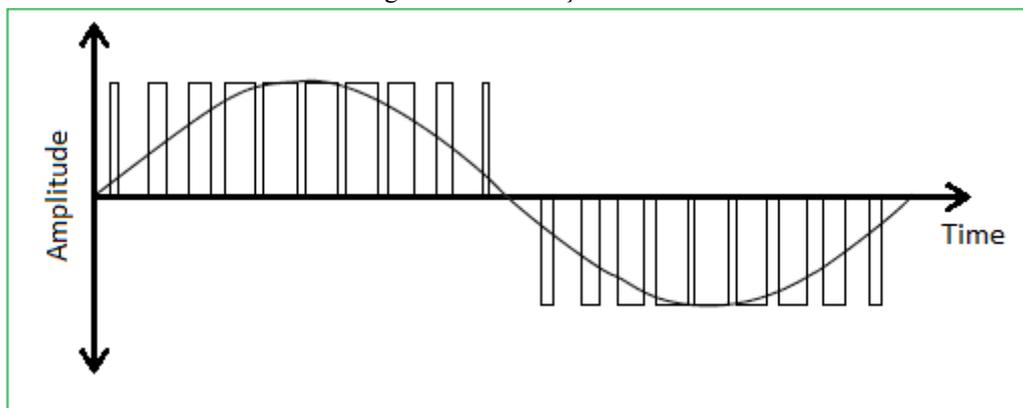


Fonte: Padel Eletrônica, 2024.

Este modo de conversão produz uma saída com formato de onda quadrada o que não é recomendada para alimentação de alguns eletrodomésticos pois tem um alto índice de distorção harmônica. O formato de onda mais indicado para a saída dos inversores é o formato de onda senoidal pura, na qual em cenário ideal, não apresenta distorção alguma.

Esta pode ser adquirida a partir de inversores com tecnologia de modulação PWM – *Pulse Width Modulation* – que ao invés de uma onda quadrada, produz várias pequenas ondas quadradas de alta frequência com uma frequência fundamental de 60 Hz, que pode ser extraída a partir de filtro elétrico conectado na saída do equipamento, como vemos na figura 10. Essa frequência fundamental é no formato senoidal com pouca distorção harmônica, ideal para aplicação em sistemas de geração solar.

Figura 10: Modulação PWM.

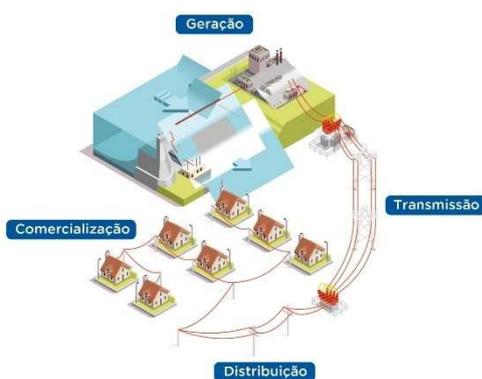


Fonte: Electrical e Library, 2024.

2.2 AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO E UNIDADES GERADORAS

O sistema elétrico existe e opera para fornecer energia elétrica de qualidade aos consumidores finais e para que esse objetivo seja efetivamente alcançado é necessária a atuação de quatro subsistemas, são eles: geração, transmissão, distribuição e comercialização para os consumidores. Na Figura 11 encontramos uma representação do sistema.

Figura 11: Esquema setor elétrico.



Fonte: Portal da Indústria, 2024

Os termos “geração” e “consumidores” são frequentemente utilizados de maneira inadequada, isso porque o que realmente ocorre é a conversão de um tipo de energia em outro distinto. A nível de exemplificação, usinas eólicas convertem a energia cinética dos ventos que giram as turbinas, em energia elétrica, enquanto os consumidores realizam a conversão contrária, transformando a eletricidade fornecida em energia mecânica, quando ligamos um ventilador ou aspirador de pó, ou térmica, quando ligamos o ar condicionado ou geladeira, por exemplo, para uso comum no dia a dia da população.

Dentro desta conversão atuam duas leis fundamentais: a conservação de energia e a dissipação de energia. A primeira garante que a somatória dos fluxos dentro de um processo, com ou sem armazenamento energético, é constante, ou seja, nenhuma energia é destruída, enquanto a segunda diz que todo processo real de conversão energética contará inevitavelmente com a transformação de parcela do montante inicial em energia térmica.

A partir daí, nasce o conceito de rendimento, ou eficiência, na qual relaciona a energia útil obtida da conversão e a energia total existente no sistema, chamando a parcela da energia não-útil de perdas, nas quais por vezes são presentes devido às limitações técnicas e econômicas do sistema de conversão.

Em meados da década de 70, originou-se o debate a respeito da eficiência energética, devido principalmente as preocupações econômicas relacionadas a utilização do petróleo, fazendo com que as discussões consensuassem na necessidade de redução dessas perdas e

eliminação dos desperdícios, de forma a obtermos os mesmos resultados com menos custos energéticos.

Dessa forma, a conservação de energia tornou-se uma consideração importante nos hábitos de consumo e na aquisição de novos equipamentos, pois iniciativas com maior eficiência energética resultam em economias financeiras bastante significativas.

A eficiência do setor elétrico brasileiro, ganhou força no final dos anos 90, início dos anos 2000, onde o modelo até então vigente, caracterizado pelo monopólio estatal, verticalizado e com baixa eficiência econômico-operacional, perde espaço diante da diversidade de mecanismos legais e regulatórios já desenvolvidos, ocorrendo assim a desverticalização do modelo.

Desde então, de todas as mudanças que ocorreram no setor elétrico brasileiro, podemos destacar três como principais para chegarmos ao modelo hoje vigente: a primeira foi o aumento da competitividade na geração, onde os consumidores passam a ter liberdade para produzirem a própria energia (inclusive sendo assim chamados de prossumidores); a segunda foi a liberdade de escolher os próprios fornecedores de energia, abrindo assim as portas do mercado energético; a terceira, mas não menos importante, foi a criação de um órgão regulamentador (ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica), um operador pro sistema (ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico) e um ambiente para realizar as compras e vendas de energia elétrica (MAE – Mercado Atacado de Energia Elétrica, atual CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica).

Na Tabela 1 podemos consultar melhor as diferenças entre os modelos energéticos brasileiros vigentes até hoje.

Tabela 1: Mudanças ocorridas no setor elétrico brasileiro

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Atual Modelo (após 2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente estatais	Abertura e ênfase na privatização das empresas	Convivência entre empresas estatais e privadas
Monopólios – competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores cativos	Consumidores livres e cativos	Consumidores livres e cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado regulado	Mercado livre	Convivência entre mercados livre e regulado
Planejamento determinativo – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do mercado	Contratação: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% do mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSO) para as distribuidoras.

Fonte: CCEE, 2024.

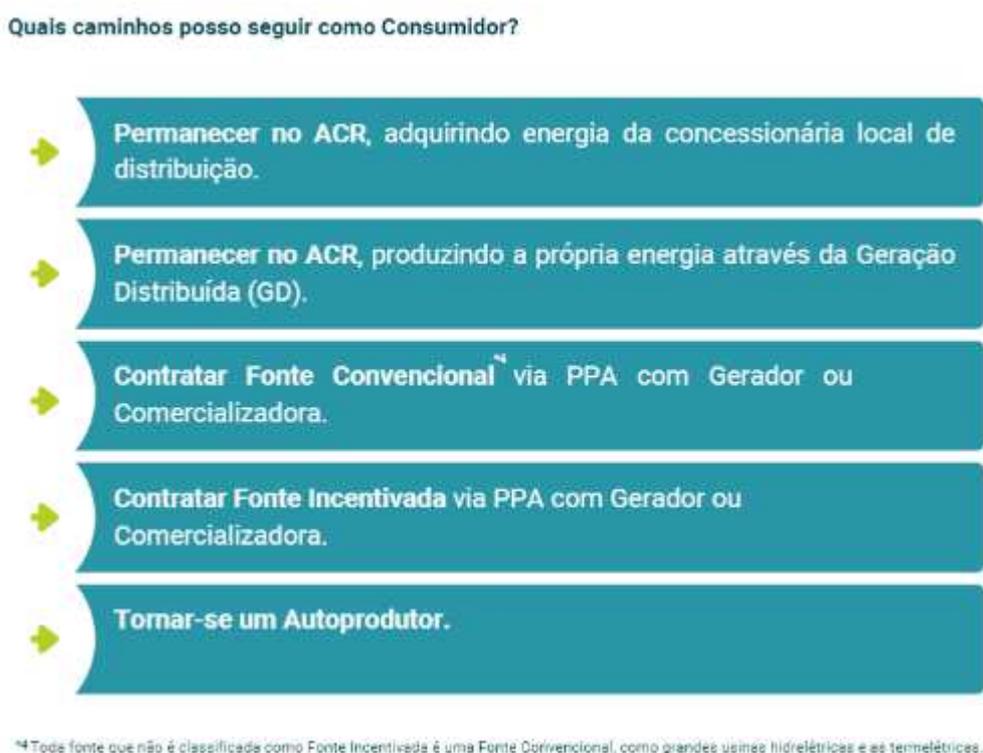
Com o tempo, foi-se crescendo o número de unidades geradoras com caráter descentralizado, principalmente devido à popularização do setor fotovoltaico e sua modularidade, a qual possibilita atender aos mais variados perfis de consumo, sejam eles residenciais, comerciais ou até mesmo industriais.

A eficiência energética está relacionada não só ao uso consciente ou a utilização de energia de fontes renováveis e menos destrutivas ambientalmente, mas também aos custos financeiros intrínsecos no fornecimento da energia aos consumidores, nascendo assim novos conceitos como “custo unitário de energia” e “custo nivelado de energia” de forma a viabilizar

uma análise mais qualitativa dos projetos e conseqüentemente facilitando a tomada de decisão quanto a implementação ou não de certas soluções.

Para os prossumidores, a eficiência depende diretamente da configuração da sua central geradora dentro do ambiente de contratação correspondente. Por exemplo, no Ambiente de Contratação Regulado - ACR, a energia solar fotovoltaica pode otimizar os custos da energia na forma de Geração Distribuída (GD), enquanto que no Ambiente de Contratação Livre – ACL, o consumidor poderá ter melhorias financeiras no custo unitário da energia por meio da energia solar fotovoltaica também, entretanto na configuração de Autoprodução de Energia – APE. Na Figura 12 estão expostas as configurações possíveis atualmente.

Figura 12: Configurações para decisão do consumidor.



Fonte: Guia de Autoprodução Energia Solar, Greener, 2024.

Assim, a seguir será fundamentado os ambientes de contratação, suas respectivas configurações e apresentados os conceitos intrínsecos a modalidade para prossumidores de energia solar descentralizada.

2.2.1 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO – ACR

No Ambiente de Contratação Regulado – ACR, o consumidor final desfruta dos seus insumos energéticos diretamente da distribuidora, seja ela concessionária, permissionária ou

designada, além de ser responsável pelos custos atribuídos a esse serviço tanto do tocante a energia em si, quanto da infraestrutura necessária para que a energia chegue até o local de consumo. Essa cobrança se dá através da TE – Tarifa de Energia - e da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição – respectivamente, tanto pelo volume energético, quanto pela demanda, que nada mais é que a potência exigida do sistema.

Neste ambiente, as tarifas são reguladas pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – e a compra da energia é feita pela própria distribuidora às geradoras vencedoras dos leilões, segundo a outorga e diretrizes do Ministério de Minas e Energias (MME), através de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR.

Estes leilões têm objetivo de otimizar a contratação de forma a torna-la mais eficiente. A Lei 10.848/2004 que discorre sobre a comercialização de energia elétrica, define no Art. 2º que:

“As concessionárias, permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação, conforme regulamento (...)”

De acordo com o Decreto 5.163/2004, que regulamenta a comercialização de energia, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, as distribuidoras devem garantir o atendimento da totalidade do seu mercado através de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). [10]

As tarifas utilizadas para os consumidores desse ambiente são definidas pela ANEEL baseada em dois princípios: a modicidade tarifária, prezando por uma tarifa acessível a toda comunidade, e ao equilíbrio financeiro das empresas, afim de mantê-las saudáveis para o suprimento e manutenção dos serviços prestados. Tal modelo tarifário é definido como Preço-Teto, no qual é fixado um valor máximo do serviço após o estabelecimento de premissas de receita requerida de uma determinada concessionária, fazendo o ACR ter tarifas diferenciadas para cada distribuidora, mesmo com semelhança entre os consumidores. [7]

A ANEEL também regulamenta as condições quanto ao fornecimento de eletricidade para as instalações através da Resolução Normativa nº 1.000/2021, a qual define as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia, sendo complementada pela Resolução Normativa nº 956/2021, que estabelece os procedimentos de distribuição de energia elétrica no

sistema elétrico nacional (PRODIST). Esses procedimentos padronizam as atividades técnicas relacionadas ao fornecimento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia.

2.2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA – GD

Os prossumidores participantes do Ambiente de Contratação Regulado, são participantes da Geração Distribuída – GD. A mesma foi definida pelo Decreto nº 5.163/2004, que discorre no seu art. 14º que:

“(...) Considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados (...) conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I – hidrelétrico de capacidade instalada superior a 30 MW; e

II – termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75% (...)” [10]

Essa configuração teve origem no setor elétrico brasileiro pela Resolução Normativa nº 482/2012, onde é descrito as condições de acesso para centrais geradoras que utilizam cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia ao sistema de distribuição. Posteriormente, entra em vigor a Resolução Normativa nº 687/2015, que além de aprimorar resolução citada anteriormente, também altera os módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Tais contribuições consistem: (1) na ampliação do limite de potência instalada para 3 MW para fontes hídricas, ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada ou a demais fontes renováveis de energia elétrica e (2) aumento da validade dos créditos para 60 meses.

Em 2017, a GD sofre novamente alteração, dessa vez pela Resolução Normativa nº 786, passando a se dividir em duas modalidades:

- Microgeração, que consiste em central geradora de energia com potência de até 75 kW, que utilize cogeração qualificada (conforme regulamentação da ANEEL) ou fontes renováveis, conectada à rede de distribuição através de instalações de unidades consumidoras;
- Minigeração, definida por central geradora de energia renovável ou de cogeração qualificada que não se classifique como microgeração e possua

capacidade instalada, em corrente alternada, superior a 75 kW e inferior a 5 MW, para fontes despacháveis, e 3 MW, para fontes não despacháveis, conectadas na rede de distribuição através de instalações de unidades consumidoras.

As mesmas podem ter as seguintes configurações:

- Autoconsumo local, quando a central geradora é instalada junto a carga;
- Autoconsumo remoto, quando a central geradora é instalada em local distinto da carga, porém dentro da área de concessão energética;
- Geração compartilhada, quando objetivasse a compensação de mais de uma titularidade.

Em 2017 entra em vigor também a revisão 7 do Módulo 3 do PRODIST, destinado a orientar o procedimento de acesso à rede da concessionária para acessantes consumidores, geradores, distribuidores, importador ou exportador de energia. Apesar dos 8 tópicos contidos no documento, apenas 3 se fazem relevantes para este trabalho:

- 3.1 – Procedimento de acesso, onde estão detalhadas as etapas e prazos para o processo de consulta e solicitação de acesso, incluindo informações que devem compor nos processos, como obras de melhorias ou reforços da rede para conexão da unidade geradora;
- 3.2 – Critérios técnicos e operacionais, no qual abrange as proteções necessárias pra instalação, faixa de operação de frequência, tensão e fator de potência;
- 3.7 – Contratos e acessos de micro e minigeração distribuída, em que se destaca as etapas para a viabilização do acesso, os requisitos de projeto e para a operação, manutenção e segurança da conexão, além dos formulários necessários para solicitação de acesso.

A GD funciona com base no princípio *Net Metering*, ou Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), em que a energia ativa injetada na rede é cedida à concessionária em forma de empréstimo e posteriormente convertida em créditos energéticos a serem compensados de acordo com o consumo da unidade dentro da validade estabelecida. Apenas consumidores cativos, ou seja, participantes do ACR, podem usufruir de tal benefício, além de distribuir seus créditos excedentes entre as unidades consumidoras que pertençam ao mesmo CPF ou razão social. Vale salientar, que após o fechamento da fatura fica impossível transferir os créditos para outra UC, a menos que a mesma seja previamente desligada.

Segundo a ABSOLAR, até março de 2024, a geração distribuída estabelecida a partir de sistema fotovoltaicos ultrapassou os 28,39 GW de potência instalada, com perspectiva de aumentar ainda mais a capacidade instalada de acordo com que novos projetos entrem em

operação. Esse crescimento é relacionado aos benefícios atrelados a detentores de geração distribuída.

No tocante a estrutura tarifária, as principais cobranças intrínsecas a GD são relativas ao ICMS e ao Programa de Integração Social – PIS/ Contribuição para Financiamento da Seguridade Social – COFINS, arrecadados exclusivamente pelas entidades estaduais e federal, respectivamente.

Até 2015, enquanto ainda estava em vigor o convênio ICMS nº6/2013, a alíquota de ICMS deveria incidir apenas sobre a energia consumida mensalmente, desconsiderando a compensação produzida pelos sistemas solares. Contudo, o convênio ICMS nº16, entra em vigor neste ano, autorizando os estados brasileiros a deliberarem pela isenção ICMS sobre a energia compensada.

Em janeiro de 2022, é publicada no DOU a Lei nº 14.300 conhecida como marco legal da GD, contribuindo especialmente com alterações nos encargos a serem pagos pelos prosumidores. Projetos protocolados até 7 de janeiro de 2023, mantêm as regras até então vigentes, na forma de direito adquirido, até dezembro de 2045, garantindo compensação integral dos componentes tarifários, TE e TUSD, e são popularmente categorizados com GD I.

Já os protocolados após essa data, são popularmente categorizados como GD II ou III, sendo regulados pela Lei 14.300/2022, que a depender de suas características, sofre cada um, uma taxa diferente:

- Na GD II, estão inclusos sistema de autoconsumo local, autoconsumo remoto de até 500 kW, geração compartilhada de até 500 kW (beneficiária com menos de 25% dos excedentes) e fontes despacháveis de qualquer modalidade, protocolados a partir de 8 de janeiro de 2023. Estas sofrerão taxa do Fio B progressiva até o pagamento integral da mesma, seguindo o seguinte crescimento:

Figura 13: Progressão do fio b.

Progressão de cobrança do Fio B	
2023	15%
2024	30%
2025	45%
2026	60%
2027	75%
2028	90%
2029	Novas regras

Fonte: Rudnik, 2024.

- Na GD III, estão inclusos sistemas de autoconsumo remoto maiores que 500 kW e geração compartilhada maior de 500 kW (beneficiária com mais 25% dos excedentes), protocoladas a partir de 8 de janeiro de 2023. Estas pagaram 100% do Fio B, 40% do Fio A, Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) e encargos de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D)

Tanto a GD II, quanto a GD III tem seus benefícios válidos até 2028, entretanto para projetos protocolados entre janeiro e julho de 2023, estende-se a validade até 2031, os protocolados após essa data se beneficiarão da nova regra que será estipulada pela ANEEL a partir de 2029.

2.2.3 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE – ACL

No Ambiente de Contratação Livre, o consumidor final ainda terá a infraestrutura de fornecimento de energia garantido pela distribuidora, todavia terá a autonomia para negociar livremente tanto o preço que irá pagar pela energia quanto o fornecedor da mesma.

As condições de comercialização do mercado livre são definidas pela Lei 10.848/2004, especificamente através do seu art. 1º, que diz:

“A comercialização de energia entre concessionárias, permissionárias 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 desenvolvimento desse ambiente se deu principalmente a partir da migração de consumidores industriais e comerciais na busca por custo mais baixos com insumos energéticos, negociando assim o produto mais adequado a sua necessidade [8].

O que até então era restrito a consumidores, ou coletivos deles, com demanda mínima de 500 kW, com a publicação Portaria MME nº 465/2019, a partir de 1 de janeiro de 2024 é aberto o ambiente de contratação livre para consumidores com demanda inferior a 500 kW [9], contudo os requisitos de tensão de fornecimento permanecem os exigidos pela ANEEL no decreto 5.163/04, de serem atendidos em no mínimo 2,3 kV [10].

Vale salientar, que o procedimento de migração para o ACL pode ocorrer em no máximo 6 meses e concluído todos os tramites, e caso o agente deseje retornar ao mercado cativo, o prazo é de 5 anos, cabendo a distribuidora analisar em menor tempo ou não.

Além dos requisitos de potência e tensão, são necessários não só a assinatura de contratos de compra de energia e transporte da mesma, com o fornecedor e a distribuidora, respectivamente, mas também a adequação técnica dos medidores, sistema de comunicação, abertura de conta em banco específico para apuração das liquidações de diferenças, além de se responsabilizar pelo gerenciamento de incertezas, erros e acertos da contratação e do acompanhamento de todos os processos e informações junto a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, que desempenha o papel crucial neste ambiente, se responsabilizando tanto pelos procedimentos, quanto pela contabilização de todos os contratos de compra e venda de energia elétrica.

Das características do Mercado Livre, a que mais se destaca é a necessidade do consumidor e gerador garantirem o consumo e a geração de energia dentro do lastro contratual estabelecido. Contabilizada diferença do lastro contratual e a energia registrada, seja de consumo ou geração, a parte se expõe ao Preço Líquido das Diferenças (PLD).

O PLD é o preço que rege as transações no Mercado de Curto Prazo (MCP) de energia, operado por hora e estabelecido para cada submercado do setor elétrico brasileiro. Sua média mensal de 2023 pode ser observada na tabela 2. Esses preços são calculados pela CCEE levando em consideração o Custo Marginal de Operação (CMO) fornecido pelo Operador Nacional do Setor Elétrico – ONS. Este custo refere-se ao valor gasto para produção de 1 MWh de energia que o SIN necessita, estabelecido distintamente para cada submercado de acordo com o período de comercialização.

Devido à grande parte da matriz energética do Brasil ser composta por fontes hídricas, os valores do PLD tornam-se bastante voláteis, por depender da água armazenada e das previsões pluviométricas para garantir a geração de energia [11]. Essa volatilidade pode influenciar diretamente nas negociações bilaterais tanto de compra, quanto de venda existentes no mercado.

Tabela 2: PLD Mensal 2023 por submercado.

2023	SE/CO	S	NE	N
Jan	69,04	69	69	69
Fev	69,04	69	69	69
Mar	69,04	69	69	69
Abr	69,04	69	69	69
Mai	69,04	69	69	69
Jun	69,04	69	69	69
Jul	69,04	69	69	69
Ago	69,04	69	69	69
Set	80,37	80,4	80,4	80,4
Out	74,84	74,84	74,84	74,84

Nov	84,40	84,40	84,40	84,40
Dez	74,09	74,09	74,09	74,09
Média	72,17	72,17	72,17	72,17

Fonte: CCEE, 2024

Semanalmente a CCEE verifica o consumo de energia dos agentes consumidores e compara com os contratos de energias estabelecidos por eles com seus fornecedores, fazendo assim um balanço energético. O agente que consumir menos que o contratado é reembolsado em R\$/kWh, enquanto que o agente que consumir mais que o contratado, deve pagar em R\$/kWh à CCEE, ambas as transações ao valor da PLD.

O risco de tal exposição ligado a volatilidade da PLD representa a maior desvantagem do ACL, que pode ser reduzida a depender do contrato de comercialização estabelecido, fazendo com o que o consumidor não fique exposto ao mercado *spot*. Contudo as tarifas deste contrato acabam não ficando tão atrativas, fazendo com que por vezes os consumidores assumam o risco e optem por comprar energia no MCP.

Uma dessas características do contrato que ajudam a fugir da exposição é a sazonalização, que consiste na alocação mensal do montante anualmente contratado, se adequando a variação do consumo no decorrer do ano, como observado na Figura 14.

Figura 14: Processo de sazonalização.

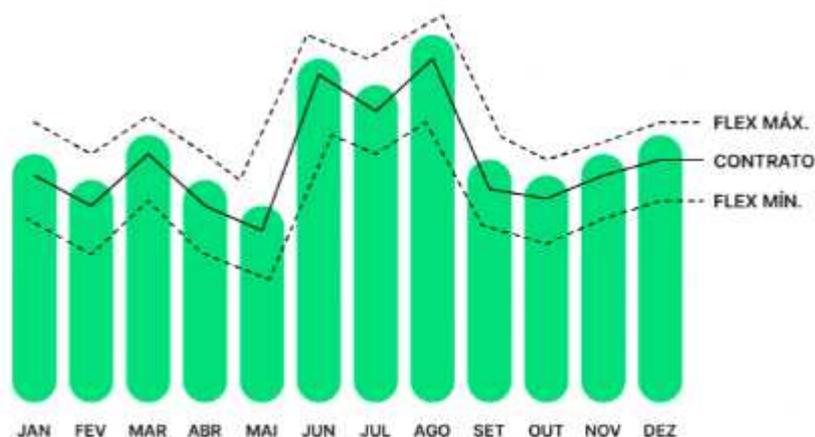


Fonte: CCEE, 2024

A CCEE exige que os recursos sejam sempre maiores que os requisitos no período de 12 meses, estando o agente sujeito a multa, paga em R\$/MWh excedido, no caso de não cumprimento desse critério.

Ouro mecanismo utilizado para evitar a exposição é a flexibilização. Esta permite garante que o valor do contrato não sofra variação de preço caso se utilize de mais ou menos do que o contratado, como observado da figura 15.

Figura 15: Processo de flexibilização.



Fonte: Clarke Energia, 2024

De forma geral, quanto mais detalhado for o contrato de comercialização, maior é o preço pago pela energia. Além das características supracitadas, o contratos podem variar de prazo, podendo ser: (i) longo, quando negociado com prazos acima de 2 anos – estes contratos normalmente costumam operar com tarifas acima da PLD dos meses vigentes e visam proteger os agentes contra variação tarifária por parte das distribuidoras, bem como a volatilidade do MCP; (ii) médio, quando negociado com prazos entre 6 meses e 2 anos – estes comumente tem valores mais baixos em comparação aos de longo prazo; (iii) curto, quando negociados entre 1 e 6 meses – este tem custos ainda menores que os médio prazo, entretanto sofrem bastante influência do PLD.

Para terminar de compor o custo da aquisição de energia no ACL, é necessário que o agente firme contratos que permitam o uso do sistema de distribuição e transmissão, além dos custos de encargos do CCEE. A TUSD e a TUST denominam-se respectivamente as “tarifas de fio” relativas ao uso dos sistemas de distribuição e transmissão, enquanto que os Encargos de Serviço e Sistema – ESS – é referente a manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema. Estes custos são pagos por todos irrestritamente e de forma proporcional ao consumo da unidade.

Por fim, é importante que os agentes estejam atentos ao tipo de energia contratada, isso porque alguns tipos garantem descontos na TUSD e TUST em detrimento de outros, desconto esse, concedido aos proprietários ou representantes de usinas e ao consumidor livre ou especial.

As Leis nº 9.427/1996 e nº14.120/2021 regulamentam os descontos a depender do tipo de energia:

- Desconto de 50% para usinas solares com 11 ou mais anos de operação e projetos com início da operação após 01/01/2018;
- Desconto de 50% de usinas eólicas, biomassa e cogeração qualificada;
- Desconto de 80% na TUSD e TUST para usinas solares que iniciarem a operação antes de 31/12/2017;
- Desconto de 100% para usinas de qualquer fonte que entraram em operação antes de dezembro de 2003;
- Descontos de 100% para usinas que utilizam resíduos urbanos (biogás).

2.2.4 AUTOPRODUÇÃO E PRODUÇÃO INDEPENDENTE DE ENERGIA – APE E PIE

O marco regulatório da geração privada no Brasil é constituído através do Decreto nº 2003/96, desconstruindo assim o monopólio estatal de geração até então vigente e regulamentando a produção de energia por autoprodutores e produtores independentes através do art. 2º, dizendo que:

“Para fins de disposto neste Decreto, considera-se:

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.” [12]

A diferença crucial entre um Produtor Independente de Energia – PIE – e um Autoprodutor de Energia – APE – está justamente no objetivo da sua produção, enquanto o primeiro visa a comercialização do ativo, o segundo busca usufruir da geração de forma a suprir a necessidade energética de uma instalação, ou conjunto delas. Porém, a partir da Lei nº 9.648/98 é estabelecida a possibilidade da comercialização do excedente gerado pelo autoprodutor de forma eventual e temporária [13]. Destaca-se que não se deve confundir tal possibilidade com venda de energia em si, sendo vedado que os empreendimentos autoprodutores tenham capacidade de geração muita acima do consumo do agente, tendo em

vista que fugiria do objetivo principal da categoria que é suprir a própria necessidade energética, ao invés de comercializar a geração.

Entretanto, a principal vantagem econômica da autoprodução, veio a partir do Decreto nº 5.163/04 que concebeu a isenção de pagamento da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), sobre a energia autoproduzida e só sobre ela, isto é, no caso de o agente ter produzido apenas um percentual do consumido, desfrutará do benefício apenas desta parte [10].

Tal vantagem ganha mais força a partir da Resolução Normativa nº 166/05 da ANEEL que determina a isenção dos encargos Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) dos autoprodutores de energia. [14]

Quando o agente é composto por um coletivo de empresas é chamado de Sociedade de Propósito Específico – SPE, estes devem estar sobre o mesmo CNPJ ou em área contíguas reunidas por consórcio. Neste caso, segundo o Decreto 6.210 de setembro de 2007, para que os participantes do SPE usufruam dos benefícios abordados nos parágrafos anteriores, garantidos pela Lei 11488, publicada em julho do mesmo ano [15], é necessário o consumidor tenha demanda igual ou superior a 3 MW no ponto de consumo [16]. Dessa forma evita-se que pequenos consumidores com participação minoritária dentro do SPE usufruam de tais benefícios como se fossem autoprodutores, quando na verdade participam de uma operação de comercialização.

Tais isenções são aplicadas na tarifa que se referente ao uso do sistema de distribuição, que é composta basicamente por três custos principais: transporte, perdas e os encargos. Na figura 16 podemos visualizar melhor a aplicação do desconto desse modelo.

Figura 16: Composição da TUSD sem os encargos.



Fonte: Adaptado da ANEEL, 2024.

No ACL, caso a produção de energia não seja suficiente para suprir o consumo das próprias instalações, a geradora deve ter um fornecedor que garanta a energia excedente

necessária, em outras palavras, ela também precisa estar respaldada por um lastro contratual. Além disso, ele necessariamente precisa firmar contratos de uso do sistema de distribuição e transmissão, como já foi visto em capítulos anteriores, onde são aplicadas as isenções dos encargos de uso do sistema.

Impreterivelmente, o consumidor que opte por gerar 100% de sua energia está sujeito a resultados positivos ou negativos, a depender da produção de sua usina, consumo da instalação e PLD. Isso porque a modalidade não conta com nenhum mecanismo para lidar com as flutuações de consumo, como a sazonalização e flexibilização.

Diferentemente dos autoprodutores cativos, o APE e PIE não tem limitação de potência instalada, entretanto há um padrão de conexão das centrais geradores estabelecida pela Resolução Normativa nº 1000/202, especificamente no art. 23, que diz:

“A distribuidora deve definir o grupo e o nível de tensão de conexão ao sistema elétrico, observados os critérios a seguir:

(...) II – central geradora, preservada a confiabilidade e a segurança operativa do sistema elétrico, devem ser observadas as seguintes faixas de tensão de conexão:

- a) potência instalada menor ou igual a 75 kW: tensão menor que 2,3 kV;*
- b) potência instalada maior que 75 kW e menor que 500 kW: tensão menor que 2,3 kV ou tensão maior ou igual a 2,3 kV e menor que a 69 kV;*
- c) potência instalada maior que 500 kW e menor que 30 MW: tensão maior ou igual a 2,3 kV; e*
- d) potência instalada maior que 30 MW: tensão maior ou igual a 69 kV (...)” [17]*

3 ESTUDO DE CASO

O capítulo atual analisará o consumo energético de um estabelecimento comercial de alto padrão do ramo do entretenimento e alimentício, situado no bairro de Boa Viagem, na cidade de Recife, Pernambuco, participante do grupo A com classificação tarifária A4 Horosazonal Verde e atendido pela Companhia de Eletricidade de Pernambuco (CELPE), administrada pela empresa Neoenergia.

Basicamente, serão analisados três cenários possíveis: participante do ACR optante pela GD (1); participante do ACL sem usina fotovoltaica (2), com usina configurada para APE (3), a fim de apresentar a solução com os insumos energéticos mais baratos e um prognóstico dos gastos pelos próximos anos, facilitando assim a tomada de decisão.

Assim sendo, a priori, foi feita a análise das faturas de energia de três meses consecutivos, a fim de tirar uma média de consumo para nortear o restante da análise. Os dados calculados podem ser observados na Tabela 3. Vale salientar que a unidade tem 250 kW de demanda contratada.

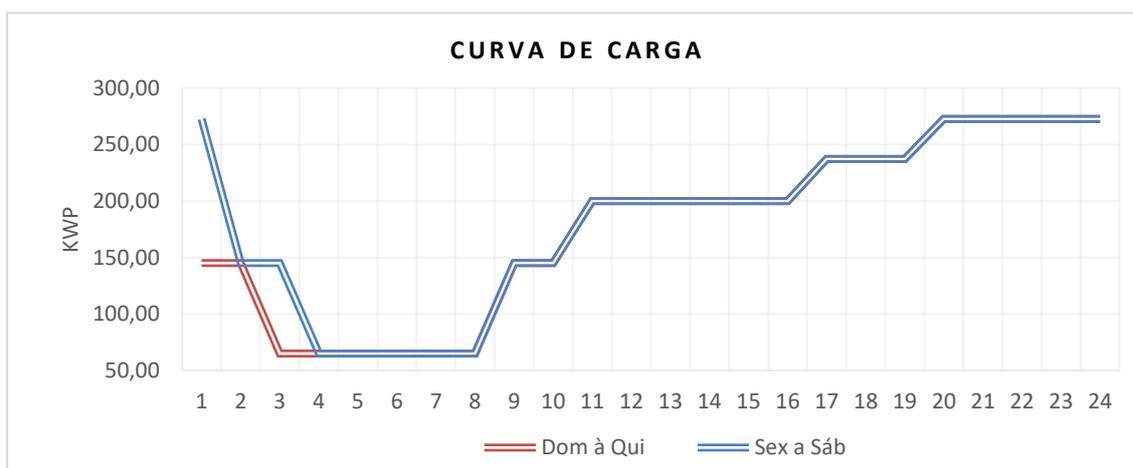
Tabela 3: Dados da UC.

Unidade Consumidora				
	Janeiro	Fevereiro	Março	Média
Consumo P (kWh)	14898,25	12770,35	15325,23	14331,28
Consumo FP (kWh)	116628,60	106714,80	115390,40	112911,27
Demanda (kW)	258,14	272,90	287,00	272,68
Ult. Dem. (kW)	8,14	22,90	37,00	22,68
FC P	0,9	0,86	0,85	0,87
FC FP	0,67	0,64	0,60	0,64
Cons. Total (kWh)	131526,85	119485,15	130715,63	127242,54

Fonte: Autoria própria, 2024.

Sabendo os horários de funcionamento, juntamente com as informações de consumo extraídos das faturas de energia é possível construir um modelo de curva de carga do cliente que pode ser observada na Figura 17.

Figura 17: Curva de carga da UC.



Fonte: Autoria própria, 2024.

A fim de comprovar a efetividade do modelo de curva construído no decorrer da análise comparamos os valores obtidos a partir dele com os dados de consumo médio. Podemos observar na tabela 3 que a proporção entre os valores está próxima dos 100%, o que garante que os dados obtidos da curva estão próximos da realidade.

Assim, pôde-se construir o custo mensal atual com insumos energéticos do estabelecimento no ACR e alimentar a tabela 5. Os custos unitários, em R\$/kWh, da TUSD e TE utilizados para construção do custo do estabelecimento foram retirados da planilha PCAT disponível no site da ANEEL aprovados através de resolução homologatória [18]. Além disso, para a construção do custo da bandeira tarifária utilizada, foi-se consultado o histórico dos patamares homologados pela ANEEL no próprio site da agência, e calculada a média ponderada do valor mês a mês desde janeiro de 2015 até os dias atuais, chegando ao valor exposto na tabela 6. Os patamares também podem ser consultados na tabela 4.

Tabela 4: Histórico de patamares de bandeira tarifária.

Ano	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Jan	Vermelha I	Vermelha I	Verde	Verde	Verde	Amarela	Amarela	Escassez Hídrica	Verde	Verde
Fev	Vermelha I	Vermelha II	Verde	Verde	Verde	Verde	Amarela	Escassez Hídrica	Verde	Verde
Mar	Vermelha I	Amarela	Amarela	Verde	Verde	Verde	Amarela	Escassez Hídrica	Verde	Verde
Abr	Vermelha I	Verde	Vermelha I	Verde	Verde	Verde	Amarela	Escassez Hídrica	Verde	Verde
Mai	Vermelha I	Verde	Vermelha I	Amarela	Amarela	Verde	Vermelha I	Verde	Verde	Verde
Jun	Vermelha I	Verde	Verde	Vermelha II	Verde	Verde	Vermelha II	Verde	Verde	Verde
Jul	Vermelha I	Verde	Amarela	Vermelha II	Amarela	Verde	Vermelha II	Verde	Verde	Amarela
Ago	Vermelha I	Verde	Vermelha I	Vermelha II	Vermelha I	Verde	Vermelha II	Verde	Verde	Verde
Set	Vermelha I	Verde	Amarela	Vermelha II	Vermelha I	Verde	Escassez Hídrica	Verde	Verde	Vermelha I
Out	Vermelha I	Verde	Vermelha II	Vermelha II	Amarela	Verde	Escassez Hídrica	Verde	Verde	
Nov	Vermelha I	Amarela	Vermelha II	Amarela	Vermelha I	Verde	Escassez Hídrica	Verde	Verde	
Dez	Vermelha I	Verde	Vermelha I	Verde	Amarela	Vermelha II	Escassez Hídrica	Verde	Verde	

Fonte: ANEEL, 2024.

Tabela 5: Modelo de consumo.

	Horas	Dias	Demanda Média (kW)	Consumo/Dia (kWh)	Consumo/Mês (kWh)	
Baixa	4	30	145,00	580,00	17400,00	
Ponta	3	30	237,23	711,69	21350,84	
Almoço	6	30	200,00	1200,00	36000,00	
Fechado I	6	21	65,00	390,00	8190,00	
Fechado II	5	9	65,00	325,00	2925,00	
Noite I	5	21	272,68	1363,40	28631,40	
Noite II	6	9	272,68	1636,08	14724,72	
			Consumo Total (kWh)	129221,96		101,56%
			Consumo FP (kWh)	114276,37		101,21%
			Consumo P (kWh)	14945,59		104,29%
			FC médio FP	0,64		100,02%
			FC médio P	0,87		100,00%
			Dem. Média FP	173,65		100,02%
			Dem. Média P	237,23		100,00%
						Proporção

Fonte: Autoria própria, 2024.

Tabela 6: Levantamento de custo atual

	UC	TUSD UNT	TE UNT	TUSD (R\$)	TE (R\$)	Total (R\$)
Consumo P (kWh/mês)	14945,59	R\$ 1,41	R\$ 0,51	R\$ 21.137,85	R\$ 7.649,45	R\$ 28.787,30
Consumo FP (kWh/mês)	114276,37	R\$ 0,09	R\$ 0,32	R\$ 10.044,89	R\$ 36.194,76	R\$ 46.239,65
Demanda (kW/mês)	237,23	R\$ 22,68	R\$ -	R\$ 5.380,41	R\$ -	R\$ 5.380,41
Ult. Dem. (kW/mês)	0	R\$ 45,36	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Bandeira Tarifária	1292,22	R\$ -	R\$ 3,63	R\$ -	R\$ 4.693,44	R\$ 4.693,44
Subtotal (R\$)				R\$ 36.563,15	R\$ 48.537,65	R\$ 85.100,80
PIS		1,00%		R\$ 1.142,29		R\$ 1.142,29
COFINS		4,00%		R\$ 4.569,17		R\$ 4.569,17
ICMS		20,5%		R\$ 23.417,00		R\$ 23.417,00
				Custo total (R\$/mês)		R\$ 114.229,27
				LCOE (R\$/kWh)		R\$ 0,88

Fonte: Autoria própria, 2024.

Também é necessário levar em consideração os encargos e tributos da fatura que correspondem ao Programa de Integração Social – PIS, a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS – e o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS. Os percentuais dos dois primeiros são estipulados pela Lei nº 10147/00, que no seu art 1º, inciso II, define tais valores como sendo 0,65% e 3%, respectivamente, entretanto na prática esses

valores podem variar para mais ou para menos. Dessa forma, foram utilizados 1% e 4%, respectivamente, para preservar a fluidez da análise e garantir que o cenário real seja melhor que o simulado. Já o terceiro tributo é definido por cada estado e quando não, aplica-se a regra geral aprovada pela Lei nº 18305/23, que define a alíquota de 20,5%, como no caso de Pernambuco.

Dessa forma, temos um LCOE – *Levelized Cost of Energy*, ou no português, Custo Nivelado de Energia, de R\$ 0,88/kWh que representa o valor em reais por cada kWh de energia consumido e vai servir como principal indicador na comparação entre os cenários propostos.

No tocante ao fornecimento da instalação o padrão de entrada é composto por uma subestação de aérea com medição indireta, composta por chaves seccionadoras e fusíveis para proteção do sistema em média tensão, transformador de 300 kVA, 3 TC's de 600/5A, disjuntor 500 A para proteção em baixa tensão e cabos com proteção XLPE e seção transversal de 95 mm² nas fases e 70 mm² nos neutros.

3.1 CENÁRIO 1: ACR OPTANTE DE GD

O princípio para um sistema baseado em energia fotovoltaica é o de geração da própria energia, de forma que não necessite da comprar energia das distribuidoras, senão de 100% do consumo do estabelecimento, de forma parcial.

Dessa forma o estabelecimento pode optar por investir em um projeto que atenda a totalidade da sua necessidade, ou ainda por abater parte do consumo. Tal decisão está diretamente ligada a disponibilidade de espaço presente para implementação e a quantidade de recursos disponíveis. Para essa análise não vai ser considerado um limite de recurso, tendo em vista que a viabilidade econômica do mesmo não diz respeito só ao montante financeiro a ser aplicado, mas também dos retornos oriundos de cada decisão.

No tocante ao espaço, através da plataforma Google Earth foi possível medir o espaço do telhado do local, que conta com aproximadamente 802,39 m² de área disponível. A área do módulo varia de acordo com o equipamento utilizado, dessa forma para a análise serão utilizados os módulos da marca Jinko Solar, modelo JKM550-72HL4 com potência nominal de 550 Wp, devido a robustez e qualidade da empresa, bem como sua potência satisfatória.

Cada módulo tem exatamente 2,58 m² de área, contudo será considerado um fator de 3 m²/módulo, a fim de contemplar não só a área útil do equipamento, mas também a área necessária para executar a manutenção do sistema, quando necessário, sem risco a integridade física dos colaboradores ou do sistema. Dessa forma, calcula-se que é possível instalar de 267 módulos, que totalizam 146,85 kWp de potência.

Para a dimensionar a geração necessária para compensar 100% da energia do estabelecimento, levando em conta que o mesmo gerará toda a sua energia nos horários fora ponta, enquanto parte da energia compensada será da ponta, vale salientar que a ANEEL, através da Resolução Normativa nº 1000, estabelece que energia injetada em posto tarifário distinto ao qual será compensado é atenuada por um fator de ajuste a depender do custo da tarifa de energia de cada posto, que pode ser calculado a partir da equação 1:

$$FA = \frac{T_{inj}}{T_{comp}}. \quad (1)$$

Onde FA é o fator de ajuste; T_{inj} é a tarifa de energia do posto que foi injetada a energia e T_{comp} é a tarifa de energia do posto em que a energia vai ser compensada.

Dessa forma, dividindo-se a energia consumida na ponta pelo fator de ajuste e somando a energia consumida nos horários fora ponta, chegamos a uma necessidade de geração de 139 MWh ao mês.

Segundo o Global Solar Atlas, para as coordenadas do estabelecimento, a potência fotovoltaica específica de saída do local é de 132,18 kWh/kWp [19]. Assim, podemos simular a média anual de energia gerada pelo sistema, ao mês, aplicando a equação 2:

$$\overline{G_{mês}} = P_{nom} \times PVOUT_{spec} \quad (2)$$

Onde $\overline{G_{mês}}$ é a média anual de geração ao mês do sistema; P_{nom} é a potência nominal a ser instalada e $PVOUT_{spec}$ é a potência fotovoltaica específica de saída.

É fácil verificar que o esperado de geração da usina seja, em média, 19,41 MWh ao mês, representando apenas 13,96% do montante necessário. Assim, para que toda a energia seja compensada necessita-se que ela seja instalada na modalidade remota, fazendo com que a energia seja injetada em uma unidade distinta do ponto de consumo.

A equação 2 novamente se torna necessária e a partir dela podemos verificar que para a compensação total será precisa-se de um sistema de 1,05 MWp, composto por 1913 módulos, equivalendo a uma necessidade de 5739 m² de área disponível.

Sabe-se que além da área disponível, outras especificações técnicas a nível de distribuição são necessárias no local para a instalação de usina de tamanha potência, para isso faz-se uma consulta de acesso a distribuidora, que analisa o projeto, verifica se a rede suporta a instalação proposta e retorna ao solicitante a autorização, negação ou orçamento para adequação de rede, cabendo ao solicitante arcar ou não com esse custo.

Para este trabalho será acrescentado o custo de arrendamento de um terreno neste cenário, considerando que ele cumpra os requisitos dispostos na Resolução Normativa nº

1059/23 da ANEEL: de estarem sobre a mesma titularidade, estar em localidade distinta da carga e ambas serem atendidas pela mesma rede de distribuição. Além de ter a autorização de acesso ao sistema de distribuição válido.

Para os inversores, consideraremos utilizar dois do modelo SIW500G-H300-W0 e um SIW500H-ST200-H3, de 300 e 200 kW de potência nominal, ambos da marca WEG, escolhida pela sua estabilidade, experiência de mercado e reconhecimento internacional. Juntos os equipamentos totalizam 800 kW de potência de saída e operarão com *oversize* de 31%.

No tocante ao fornecimento da unidade geradora, a mesma terá alimentação em 13,8 kV, que segundo o Norma Técnica nº 36 da CELPE, o padrão de entrada deve ser composto por subestação abrigada com transformador mínimo de 1 MVA, 3 TCs de 200/5 A, 3TPs de 13800/115 V, relé de proteção secundários com as funções 50, 51(nas fases e neutro), 59 e 47, além de elo fusível de 65k.

Para dimensionar o custo da geradora, considera-se o levantamento feito pela Greener, que coloca que o CAPEX médio de sistema fotovoltaico de 1 MWp, instalados com estrutura de solo, em janeiro de 2024 foi de R\$ 3270/kWp considerando o kit fotovoltaico e serviços de integração [20]. Já para subestação, será considerado o preço unitário de R\$600/kVA, um valor médio obtido a partir de pesquisa de mercado.

Um resumo das informações dimensionadas e os custos totais para implementação do sistema podem ser visualizados na Tabela 7.

Tabela 7: Dimensionamento da UFV.

		UFV
Modalidade		Remota
Atendimento		100%
Geração (MWh)		139,06
Área necessária (m²)		5.739
Módulos		1.913 × JKM550-72HL4
Potência CC (kWp)		1.052,15
Potência CA (kW)		2 × SIW500G-H300-W0 1 × SIW500H-ST200-H3
Disjuntor CA (A)		Tripolar, 300
%CC/CA		131%
Potência Trafo (kVA)		1.000
Subestação		Abrigada
CAPEX (R\$/kWp)	R\$	3.720,00
Subestação (R\$/kVA)	R\$	600,00
VP	R\$	4.509.720,00

Fonte: Autoria própria, 2024.

Tais características garantem a inclusão da usina na modalidade GD III.

Seria imprudente pressupor que o terreno para implementação não houvesse custo, assim considerou-se que ele foi adquirido através de arrendamento. Segundo notícia publicada no Globo Rural, estudos indicam que em junho de 2023 o valor do arrendamento de terra no Nordeste estava em torno de R\$ 1.250/hectare ao mês, sofrendo uma queda de 10,92% em relação aos últimos 12 meses a partir da análise. Levando em consideração o mesmo reajuste para os meses seguintes, o preço do hectare no Nordeste cai para R\$ 1113,50. Dito isto, esta será a base de preço adotada para a construção do custo do cenário.

Além disso, diante de qualquer imprevisto na usina, o interrompimento da sua geração causaria um prejuízo considerável, por isso é importante que ela esteja coberta por um serviço de monitoramento e manutenção qualificado, que execute as manutenções preventivas, preditivas e corretivas, quando necessário de forma que seja possível mitigar os riscos e garantir a máxima eficiência de geração. Segundo a matéria publicada pela Liberty Energia, o preço desse serviço é em média 0,5% ao ano referente ao valor do investimento inicial e pago 1/12 do montante total ao mês [21].

O próximo passo é a construção do custo mensal desse cenário, a fim de enxergar o impacto do investimento proposto. Na tabela 8 foram descritos os custos do estabelecimento para classificação tarifária tanto verde, quanto azul, objetivando adequar local à classificação tarifária que mais reduza os custos.

Tabela 8: Custo Mensal - Cernário 1

	UC	TUSD UNT		TE UNT	TUSD (R\$)		TE (R\$)	Total (R\$)
Dem. Geração (kW)	800,00	R\$ 9,50	R\$ 9,50	R\$ -	R\$ 7.600,00	R\$ 7.600,00	R\$ -	R\$ 7.600,00
Cons. Comp. P (MWh/mês)	14,95	R\$ 1.181,45	R\$ 1,09	R\$36,26	R\$17.657,52	R\$ 16,23	R\$ 541,95	R\$ 558,18
Cons. Comp. FP (MWh/mês)	114,28	R\$ 1,09	R\$ 1,09	R\$22,44	R\$ 124,13	R\$ 124,13	R\$ 2.564,32	R\$ 2.688,44
Demanda P (kW/mês)	237,23	R\$ 22,68	R\$54,64	R\$ -	R\$ 5.380,41	R\$12.962,33	R\$ -	R\$12.962,33
Demanda FP (kW/mês)	173,94	R\$ -	R\$22,68	R\$ -	R\$ -	R\$ 3.944,88	R\$ -	R\$ 3.944,88
Subtotal (R\$)					R\$30.762,06	R\$24.647,58	R\$ 3.106,26	RS27.753,84
M&M	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 1.060,76
Arrendamento	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 625,44
PIS		1%			R\$ 372,53			R\$ 372,53
COFINS		4%			R\$ 1.490,14			R\$ 1.490,14
ICMS		20,5%			R\$ 7.636,96			R\$ 7.636,96
					Custo total (R\$/mês)			RS38.939,68
					LCOE (R\$/kWh)			R\$ 0,301
					Saving			66,05%

Fonte: Autoria própria, 2024.

À primeira vista, nota-se que este cenário não contém o custo de bandeira tarifária que representava 4,4% valor da conta, além de uma grande redução no preço pago da TE, de cerca de 93%, e um desconto de 32,5% na TUSD ao comparar com a classificação tarifária azul. Em contrapartida, acrescenta-se a fatura o custo de demanda de geração, arrendamento e manutenção do sistema.

A própria modalidade remota já contribui para o aumento do custo do cenário pra além do que já foi evidenciado, isso porque nessa modalidade a simultaneidade é 0%, ou seja, não há consumo direto da energia gerada pela carga. A energia chega à carga através da rede da concessionária o que possibilita a cobrança de encargos e tarifas por esse transporte.

Por fim, a classificação horo-sazonal azul se mostra mais vantajosa nesse cenário, cerca de 18% em comparação com a classificação tarifária verde, fazendo com que o cenário conte com um LCOE de R\$ 0,301/kWh, resultando nem um *saving* total de 66,05% e atendendo a 100% da necessidade energética do estabelecimento.

3.2 CENÁRIO 2: APE

Para essa solução, será necessária a mesma usina fotovoltaica do cenário anterior, trazendo consigo todos os custos inerentes a sua implementação para a geração de 100% da necessidade energética do estabelecimento, o diferencial está no ambiente de contratação que a unidade participaria.

No ACL o empreendimento participaria com perfil de Autoprodutor de Energia - APE, com acesso aos todos os custos relacionados à CCEE repassados através de uma comercializadora varejista. A forma de pagamento destes encargos, assim como do serviço de gestão necessário feito pela comercializadora é de livre acordo entre as partes. Para essa análise, consideraremos um custo de R\$ 1.500/mês pela gestão da comercializadora, definido a partir de média obtida após pesquisa de mercado.

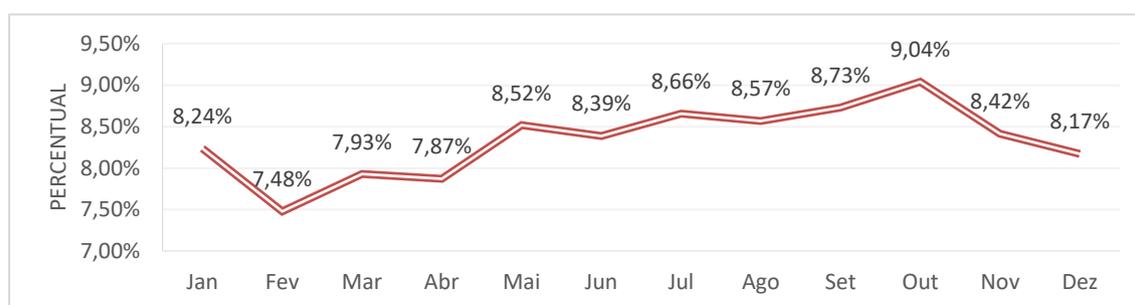
A contabilização da energia gerada e consumida é feita no mês posterior ao período de suprimento e os dados de medição são disponibilizados pela distribuidora, via de regra no primeiro dia útil do mês subsequente, dessa forma, sabe-se exatamente os montantes de energia. De posse desses dados, a comercializadora realiza uma espécie de balanço, de forma a verificar se a quantidade de energia gerada pelo consumidor é suficiente para atendê-lo naquele mês, se terá excedente para venda ou se precisará comprar energia no Mercado de Curto Prazo - MCP.

Diferentemente do ACR, que a energia é contabilizada a partir do barramento de entrada das instalações, no ambiente livre, para transações de compra e venda, a contabilização é feita a partir do centro de gravidade de cada submercado. Dessa forma é importante levar em

consideração a perda de energia no transporte dela do centro de gravidade até o barramento de entrada do consumidor, ou vice-versa, para contabilização dos ativos a serem contratados. Assim, será considerado uma atenuação de 2,5% sobre os insumos a serem comprados ou vendidos correspondente a essas perdas, se necessário.

Além disso, a unidade recebe os descontos percentuais referentes ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, definidos pela Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional – ENBpar, a partir da sazonalização do montante total gerado pelos produtores independentes participantes do programa, até o último dia útil do ano anterior, pelos próximos 12 meses. As cotas divulgadas para o ano de 2024 que podem ser consultadas na figura 19, entretanto para construção da necessidade energética da unidade utilizaremos um média anual de 8,33%.

Figura 18: Sazonalização PROINFA 2024.



Fonte: CCEE, 2024.

Assim, a necessidade energética para compra ou venda pode ser calculada a partir das equações 3 e 4, respectivamente.

$$E_{comp} = E_{falt}(1 + \alpha - \beta). \quad (3)$$

$$E_{vend} = E_{exc}(1 - \alpha + \beta) \quad (4)$$

Onde E_{comp} é a energia a ser comprada, E_{falt} é a energia falante para equilibrar o balanço da carga, E_{vend} é a energia a ser vendida, E_{exc} é a energia excente, α é o percentual de perdas e β é referente a cota do PROINFA.

Apesar da UFV dimensionada na tabela 5 sofrer variação na sua geração no decorrer do ano devido as estações climáticas, entregando acima da média nos meses de verão – entre dezembro e março – e abaixo da média entre os meses de inverno – entre maio e agosto – consideraremos que anualmente a usina entregará a geração proposta na média anual.

Assim, considerando o consumo médio modelado na tabela 3, a UFV dimensionada na tabela 5 e aplicando as equações 3 e 4, com os percentuais do PROINFA e de perdas abordados

anteriormente, podemos calcular o balanço energético mensal do estabelecimento e descobrir se ele terá excedente para venda ou se será necessário contratar mais insumos. Os dados podem ser consultados na tabela 9.

Tabela 9: Balanço energético mensal.

Capac. Geração	139062	kWh
Carga Modelada	129222	kWh
PROINFA	10764	kWh
Neces. Energética	118458	kWh
Saldo	20604	kWh
Perdas	515	kWh
Liquidação	20089	kWh

Fonte: Autoria própria, 2024.

Assim, observamos que a UFV suprirá mais do que a necessidade da carga, não sendo necessário firmar contratos de compra e possibilitando ao proprietário vender 20,09 MWh excedentes no MCP no valor da PLD.

Com as informações obtidas, podemos construir o custo mensal da unidade no cenário em questão, os detalhes podem ser observados na tabela 10, onde novamente foram simulados os cenários com classificação tarifária horo-sazonal verde e azul, na busca do menor custo.

Os valores expostos na tabela já constam os descontos previstos na legislação para as tarifas de demanda e uso do sistema de distribuição, por gerar e usufruir de energia incentivada I5. Estes são aplicados de forma distinta a depender da classificação tarifária da unidade, podendo ser calculados na prática pelas equações 5 e 6, quando azul, e equação 7 e 8, quando verde.

$$R\$/kW_{p_desc} = R\$/kW_p \times 50\%. \quad (5)$$

$$R\$/kW_{fp_desc} = R\$/kW_{fp} \times 50\% \quad (6)$$

$$R\$/kW_{u_desc} = R\$/kW_u \times 50\%. \quad (7)$$

$$R\$/kWh_{p_desc} = (R\$/kWh_p + R\$/kWh_{fp}) \times 50\% \quad (8)$$

Onde $R\$/kW_{p_desc}$ é o preço descontado da demanda na ponta, $R\$/kW_{fp_desc}$ é o preço descontado da demanda fora da ponta, $R\$/kW_p$ é o preço não-descontado da demanda na ponta e $R\$/kW_{fp}$ é o preço não-descontado da demanda fora da ponta, considerando a classificação

horosazonal azul, enquanto que, $R\$/kW_{u_desc}$ é o preço descontado da demanda única, $R\$/kW_u$ é o preço não-descontado da demanda única, $R\$/kWh_{p_desc}$ é o preço descontado do consumo na ponta, $R\$/kWh_p$ é o preço não-descontado do consumo na ponta e $R\$/kWh_{fp}$ é o preço não-descontado do consumo fora da ponta, considerando a classificação horosazonal verde.

Tabela 10: Custo Mensal - Cenário 2

	UC	TUSD UNT		TE UNT	TUSD (R\$)		TE (R\$)	Total (R\$)
Demanda Geração (kW/mês)	800,00	R\$ 9,50	R\$ 9,50	R\$ -	R\$ 7.600,00	R\$ 7.600,00	R\$ -	R\$ 7.600,00
Consumo P (MWh/mês)	14,95	R\$699,85	R\$ 36,94	R\$ -	R\$10.459,67	R\$ 547,61	R\$ -	R\$ 547,61
Consumo FP (MWh/mês)	114,28	R\$ 36,94	R\$ 36,94	R\$ -	R\$ 4.187,09	R\$ 4.187,09	R\$ -	R\$ 4.187,09
Demanda P (kW/mês)	237,23	R\$ 11,34	R\$ 27,32	R\$ -	R\$ 2.690,21	R\$ 6.481,17	R\$ -	R\$ 6.481,17
Demanda FP (kW/mês)	173,94	R\$ -	R\$ 11,34	R\$ -	R\$ -	R\$ 1.972,44	R\$ -	R\$ 1.972,44
Subtotal (R\$)					R\$ 31.560,88	R\$ 27.412,22	R\$ -	R\$ 20.788,30
MCP – Venda (kWh/mês)	20089,00	R\$ -	R\$ -	-R\$ 0,07	R\$ -	R\$ -	-R\$1.449,79	-R\$ 1.449,79
M&M	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 1.060,76
Arrendamento	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 625,44
Gestão	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 1.500,00
PIS		1%				R\$ 348,49		R\$ 259,58
COFINS		4%				R\$ 1.393,96		R\$ 1.038,31
ICMS		20,5%				R\$ 7.144,02		R\$ 5.321,34
						Custo total (R\$/mês)		R\$ 29.143,93
						LCOE (R\$/kWh)		R\$ 0,226
						Saving		74,60%

Fonte: Autoria própria, 2024.

Observa-se que este cenário, compartilha da mesma vantagem que o cenário 1 em relação ao cenário até então vigente, do não pagamento de bandeira tarifária. Além disso, a unidade não só deixa de ter despesas com a energia, como passa a usufruir de receita em detrimento da venda do excedente - levando em consideração o preço médio da PLD exposta da tabela 1. Em contrapartida, acrescenta-se o custo da gestão da comercializadora e diminuem os descontos sobre o uso do sistema de distribuição em comparação ao cenário 1.

Por fim, observou-se que novamente a classificação horosazonal azul encontra-se aproximadamente 14,15% mais vantajosa em relação a verde, contribuindo assim para um cenário com um LCOE de R\$ 0,226/kWh, chegando ao *saving* de 74,60% para total abastecimento da unidade.

3.3 PROJEÇÃO FINANCEIRA

Apesar de algumas premissas já terem sido estabelecidas em tópicos anteriores, tais como valor inicial de investimento e receita bruta mensal de cada cenário, outras ainda se fazem necessárias quando o objetivo é a avaliar a viabilidade financeira das soluções apresentadas.

A primeira que será abordada diz respeito a período temporal em que o investimento será analisado, para isso será considerado o tempo de garantia dos equipamentos utilizados, que giram em torno de 25 anos para os módulos e 5 anos para os inversores. Como o custo dos módulos representa a maioria do investimento, será considerado seu tempo de garantia como período temporal para a análise em questão.

Vale salientar que os fabricantes não garantem 100% da potência dos módulos nesse período, isso porque o equipamento conta com uma perda gradativa de potência no decorrer dos anos. Estima-se uma perda de 2% do potencial dos módulos no primeiro ano, e mais 13,2% até o final dos 24 anos seguintes, resultando em uma perda média de aproximadamente 0,55% a.a. do segundo ano em diante.

Outra premissa importante a ser considerada é o Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, este é o principal indicador da inflação no Brasil e impacta diretamente investimentos de longo prazo como o analisado. Segundo o IBGE, o índice acumulou o percentual de 78,27% entre janeiro de 2014 e janeiro de 2024, resultando numa média anual de 7,83% a.a., a qual será utilizada para esta análise. [22]

O IPCA atinge o valor de todo e qualquer produto ou serviço existente, para esta análise será aplicado ao arrendamento do terreno para implementação, aos custos de manutenção e monitoramento do sistema, ao serviço de gestão da comercializadora varejista e a custo ponderado da bandeira tarifária. Considera-se que o custo da energia pago no ACL, se manterá nos patamares atuais, sendo assim, podendo reajustá-lo apenas pela taxa IPCA também. O reajuste das tarifas dos agentes de distribuição é implementado de acordo com as resoluções publicadas pela ANEEL quando ocorrem suas mudanças e seu histórico de preço pode ser consultado no site da agência. Assim, foi consultado o crescimento das tarifas de TUSD e TE, onde se aplica, da distribuidora Neoenergia-PE, para cliente A4, das modalidades verde, azul e geração, nos ambientes livres e regulado, de 2014 até 2024 e dividido pelo mesmo período, a fim de obter uma média de reajuste anual. As taxas obtidas podem ser consultadas na Tabela 11.

Tabela 11: Crescimento médio ao ano das tarifas de aplicação.

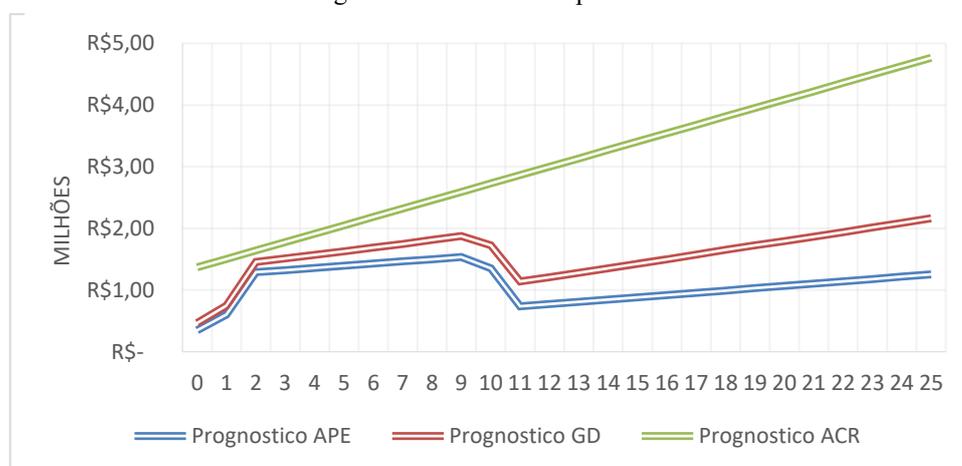
Detalhe	Mod.	Posto	TUSD		Energia/TE
			%R\$/MWh a.a.	%R\$/kW a.a.	%R\$/MWh a.a.
APE	AZUL	P	7,36%	6,58%	IPCA
		FP	7,36%	10,40%	IPCA
	VERDE	P	6,63%	10,40%	IPCA
		FP	7,36%	10,40%	IPCA
ACR	AZUL	P	21,96%	6,58%	8,12%
		FP	21,96%	10,40%	8,77%
	VERDE	P	7,12%	10,40%	8,12%
		FP	21,96%	10,40%	8,77%
GERAÇÃO	NA	NA	NA	13,46%	NA

Fonte: ANEEL, 2024.

Por fim, será considerado que 100% do recurso utilizado para implementação da solução será oriundo de instituição financeira. Isso garante que a unidade pague os custos do empreendimento com os recursos economizados da fatura de energia mensal, impactando o mínimo possível na saúde financeira do estabelecimento. Dessa forma, considera-se o financiamento com características comumente aplicadas no mercado como Imposto sobre Operações Financeira – IOF – atualmente vigente de 0,38% a.a, taxa de juros de 9% a.a., prazo de 108 parcelas pagas de forma fixa e carência de 9 meses para que o estabelecimento só comece a pagar após a implementação do sistema.

Após a aplicação das premissas discorridas anteriormente nos custos calculados nas tabelas 5, 7 e 9, foi construído o gráfico da figura 20 no qual compara os custos inerente em cada cenário, incluindo o que o estabelecimento se encontra.

Figura 19: Custo ao ano por cenário.



Fonte: ANEEL, 2024.

Podemos observar que mesmo com o valor do financiamento - visualizado entre os anos 1 e 10 - o estabelecimento tem economia no custo com seus insumos energéticos, ampliando ainda mais seu lucro por economia de energia ao término após esse período. Na tabela 11 pode-se consultar o Valor Presente Líquido – VPL - e a Taxa Mínima de Atratividade – TMA – considerada para o cálculo do índice, enquanto que na tabela 12 vemos o fluxo de caixa dos cenários.

Tabela 12: VPL e TMA.

	TMA	VPL
GD	10%	R\$ 9.129.030,24
APE	10%	R\$ 12.107.851,29

Fonte: Autoria própria, 2024.

Tabela 13: Fluxo de caixa.

ANO	GD (x1000)	APE (x1000)	ANO	GD (x1000)	APE (x1000)
0	R\$ 903,48	R\$ 1.021,02	13	R\$ 1.855,78	R\$ 2.325,74
1	R\$ 756,27	R\$ 903,10	14	R\$ 1.919,59	R\$ 2.425,27
2	R\$ 185,45	R\$ 351,76	15	R\$ 1.981,90	R\$ 2.524,65
3	R\$ 265,66	R\$ 452,82	16	R\$ 2.042,72	R\$ 2.623,89
4	R\$ 344,38	R\$ 553,73	17	R\$ 2.102,05	R\$ 2.723,00
5	R\$ 421,61	R\$ 654,51	18	R\$ 2.161,63	R\$ 2.821,97
6	R\$ 497,35	R\$ 755,15	19	R\$ 2.226,85	R\$ 2.920,79
7	R\$ 571,59	R\$ 855,64	20	R\$ 2.291,27	R\$ 3.019,48
8	R\$ 644,35	R\$ 956,00	21	R\$ 2.354,89	R\$ 3.118,03
9	R\$ 715,61	R\$ 1.056,22	22	R\$ 2.417,71	R\$ 3.216,44
10	R\$ 1.002,89	R\$ 1.373,81	23	R\$ 2.479,73	R\$ 3.314,71
11	R\$ 1.723,70	R\$ 2.126,28	24	R\$ 2.540,96	R\$ 3.412,84
12	R\$ 1.790,49	R\$ 2.226,08	25	R\$ 2.601,38	R\$ 3.510,83

Fonte: Autoria própria, 2024.

4 CONCLUSÃO

Diante do avanço na modernização do setor elétrico, é indispensável a constante busca de alternativas de reduzam os custos com energia para as empresas, dessa forma ao considerar a economia gerada pela migração para modelos como GD e APE, tem-se a possibilidade de expandir significativamente os resultados da empresa em relação ao cenário que se encontra, optando por tarifas mais atrativas tanto nos contratos de distribuição, quanto nos contratos de energia.

Ao comparar os cenários GD e APE, conclui-se apesar de contar com: (1) custos maiores de TUSD de consumo e operacionalidade, há maior rentabilidade na implementação do sistema fotovoltaico na configuração de Autoprodutor de Energia, no qual tem VPL 32,63% maior e economia de 13% no primeiro ano, chegando a 35% no último ano de análise, podendo ligar tal economia aos menores custos com TUSD de demanda, tributos e energia em si.

Além disso, há alguns aspectos na geração distribuída que contribuem para que o cenário seja menos vantajoso, o principal deles é a instabilidade política do cenário, tendo em visto que a configuração irá sofrer mudanças legislativas previstas a partir de 2029 que não são consideradas neste trabalho para a projeção de seus custos, tornando o risco do investimento alto devido a sua falta de previsibilidade principalmente.

Por fim, conclui-se que a simulação abordada neste trabalho são relevantes e oferecem uma análise inicial aos que tenham interesse em trabalhar na área de modelagem de soluções energéticas, podendo ser sofrer aperfeiçoamentos futuros com o estudo dos riscos inerentes a cada cenário.

REFERÊNCIAS

- [1] PEREIRA, Osvaldo LS; GONÇALVES, Felipe F. Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: Estudo de caso do sistema de tubarão-sc. Revista Brasileira de Energia, v. 14, n. 1, p. 25-45, 2008.
- [2] VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. São Paulo: Érica, v. 2, 2012.
- [3] RIBEIRO, Bruno. Alexandre Edmond Becquerel (1820-1891): o criador da célula solar. In: UNICENTRO, GPET Física. Paraná, 11 dez. 2021. Disponível em: < <https://www3.unicentro.br/petfisica/2021/12/17/alexandre-edmond-becquerel-1820-1891-o-criador-da-celula-solar/>>. Acesso em: 4 abr. 2022.
- [4] CASTRO, Rui MG. Introdução à energia fotovoltaica. DEEC/Seção de Energia Lisboa: Universidade Técnica de Lisboa. Instituto Superior Técnico, 2002.
- [5] HINRICHS, R.; KLEINBACH, M.; REIS, L. Energia e Meio Ambiente. 4ª. LF Flávio Maron Vichi, Trad.) Cengage Learning, São Paulo, 2010.
- [6] SOLAR, Energia. Princípios e aplicações. Centro de Referencia para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito-CRESESB, Rio de Janeiro. Disponível em:< http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf, v. 4, 2006.
- [7] SAUER, Ildo. Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro. Relatório Técnico. São Paulo: USP, 2002
- [8] SOUZA, H. P. D. de. Comercialização de energia elétrica na visão do consumidor potencialmente livre: Uma abordagem baseada em dinâmica de sistemas. 226 p. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal do Paraná, 2012.
- [9] MME. Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019. Altera a Portaria MME nº 514, de 27 de dezembro de 2018, que regulamenta a progressão da permissão de abertura do mercado livre para consumidores com carga abaixo de 3 MW. 2019.
- [10] BRASIL. 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. 2004.
- [11] CASTRO, M. A. L. Análise dos riscos de uma distribuidora associados à compra e venda de energia no novo modelo do setor elétrico. 2004.
- [12] 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.
- [13] BRASIL. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis no 3.890- A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências.
- [14] ANEEL. Resolução normativa nº 166, de 10 de outubro de 2005. Estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE). 2005.
- [15] BRASIL. Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007. Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura - REIDI; reduz para 24 (vinte e quatro) meses o prazo mínimo para utilização dos créditos da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS decorrentes da aquisição de edificações; amplia o prazo para pagamento de impostos e contribuições; altera a Medida Provisória no 2.158-35, de 24 de agosto de 2001, e as Leis nos 9.779, de 19 de janeiro de 1999, 8.212, de 24 de julho de 1991, 10.666, de 8 de maio de 2003, 10.637, de 30 de dezembro de 2002, 4.502, de 30 de novembro de 1964, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, 10.426, de 24 de abril de 2002, 10.833, de 29 de dezembro de 2003, 10.892, de 13 de julho de 2004, 9.074, de 7

de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, 10.865, de 30 de abril de 2004, 10.925, de 23 de julho de 2004, 11.196, de 21 de novembro de 2005; revoga dispositivos das Leis nos 4.502, de 30 de novembro de 1964, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, e do Decreto-Lei no 1.593, de 21 de dezembro de 1977; e dá outras providências. 2007b.

- [16] BRASIL. Decreto nº 6.210, de 18 de setembro de 2007. Altera dispositivos do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, define demanda mínima por unidade de consumo para a equiparação de consumidor a autoprodutor, e dá outras providências. 2007a.
- [17] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 1000 de 7 de dezembro de 2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 21 jan. 2022, seção 1, p. 74, v. 160, n. 15.
- [18] ANEEL. Resolução homologatória nº3325, de 23 de abril de 2024. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2024, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Companhia Energética de Pernambuco - Neoenergia Pernambuco, e dá outras providências. 2024.
- [19] GLOBAL SOLAR ATLAS. Global Solar Atlas, 2024. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/map?s=-7.950437,-34.915924&m=site&c=-8.403093,-34.991455,9>
- [20] GREENER. Geração Distribuída: Mercado Fotovoltaico. Estudo Estratégico, 2024
- [21] Quanto custa manutenção em energia solar. Liberty Energia, 2021. Disponível em: <https://www.libertyenergia.eco.br/quanto-custa-a-manutencao-em-energia-solar/>
- [22] IBGE. IBGE, 2024. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php>