



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

JOÃO GABRIEL BOTELHO CUNHA

**MODELAGEM DE USINA AUTOPRODUTORA DE ENERGIA PARA
OFERECIMENTO DO LASTRO ENERGÉTICO DE UMA UNIDADE
CONSUMIDORA DO SERVIÇO AUTÔNOMO DE ÁGUA E ESGOTO DE
SOBRAL/CE**

FORTALEZA

2022

JOÃO GABRIEL BOTELHO CUNHA

MODELAGEM DE USINA AUTOPRODUTORA DE ENERGIA PARA
OFERECIMENTO DO LASTRO ENERGÉTICO DE UMA UNIDADE
CONSUMIDORA DO SERVIÇO AUTONÔMO DE ÁGUA E ESGOTO DE
SOBRAL/CE

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia de
Energias Renováveis do Departamento de
Engenharia Mecânica da Universidade
Federal do Ceará, como requisito parcial
para obtenção do título de Engenheiro de
Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Ana Fabíola Leite
Almeida

FORTALEZA

2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

C978m Cunha, João Gabriel Botelho.

Modelagem de usina autoprodutora de energia para oferecimento do lastro energético de uma unidade consumidora do serviço autônomo de água e esgoto de Sobral/CE / João Gabriel Botelho Cunha. – 2022.
108 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Energias Renováveis, Fortaleza, 2022.

Orientação: Profa. Dra. Ana Fabíola Leite Almeida.

1. Mercado livre de energia. 2. Autoprodução de energia. 3. Usina fotovoltaica. I. Título.

CDD 621.042

JOÃO GABRIEL BOTELHO CUNHA

MODELAGEM DE USINA AUTOPRODUTORA DE ENERGIA PARA
OFERECIMENTO DO LASTRO ENERGÉTICO DE UMA UNIDADE
CONSUMIDORA DO SERVIÇO AUTÔNOMO DE ÁGUA E ESGOTO DE
SOBRAL/CE

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia de
Energias Renováveis do Departamento de
Engenharia Mecânica da Universidade
Federal do Ceará, como requisito parcial
para obtenção do título de Engenheiro de
Energias Renováveis.

Aprovada em: 14/03/2022.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Ana Fabíola Leite Almeida (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Carlos Estêvão Fernandes
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Francisco Nivaldo Freire
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

Aos meus pais, Maurea Nóbrega Botelho
e Francisco Teixeira da Cunha.

AGRADECIMENTOS

A Deus, cuja fortaleza tornou possível tudo o que até aqui foi alcançado, bem como o que está por vir.

Aos meus pais: Francisco Teixeira da Cunha e Maurea Nóbrega Botelho, os quais nunca mediram esforços para a minha felicidade.

Aos meus avôs: Adriano Cordeiro Botelho e Pedro Cardoso da Cunha. Homens fortes, eternos heróis.

Às minhas avós: Rita Nóbrega Botelho e Creuza Teixeira da Cunha. Mulheres fortes, eternas heroínas.

À minha mentora, Maria de Fátima Farias Eugênio, exemplo de atitude e inteligência.

À equipe do SAAE de Sobral/CE pela disponibilidade e confiança.

Aos meus amigos de empresa: Paulo Vitor, Singrid Vieira e Manuela Campos.

Aos meus colegas de curso e futuros colegas de profissão, sem os quais estes mais de 5 anos teriam sido bem mais desafiadores.

Aos meus professores, por todo o ensinamento. Os senhores sempre terão papel fundamental na minha caminhada.

A todos os servidores que compõem a minha querida Universidade Federal do Ceará – UFC.

Aos membros da banca examinadora, pela disponibilidade e pela atenção.

“Até aqui nos ajudou o Senhor...”

1 Samuel 7:12

RESUMO

O Setor Elétrico Brasileiro vive atualmente um processo de modernização, caracterizado, sobretudo, pela maior conferência de autonomia ao consumidor final de energia: grandes consumidoras, tais como indústrias e grandes comércios, já possuem poder de decisão sobre quem será o seu fornecedor de energia elétrica, bem como os preços através dos quais os montantes energéticos serão contratados. Tudo isto é possível graças ao ambiente regulatório denominado de Ambiente de Contratação Livre (ACL), que passa atualmente por um processo gradual de abertura, o qual resultará na possibilidade da inserção de consumidores menores, tais como residências e pequenos comércios, no chamado Mercado Livre de Energia. Dentro deste ambiente regulatório de contratação de energia elétrica, a modalidade de Autoprodução de Energia se destaca como opção de geração de energia própria, devido a todos os benefícios financeiros que o modelo traz. A análise de viabilidade técnica e financeira realizada apontou para a construção de uma usina fotovoltaica cuja potência de saída é de 600 kW. O tempo de retorno obtido com a implementação desta usina autoprodutora de energia foi de aproximadamente 3 anos e 10 meses, revelando-se um investimento de extrema atratividade financeira.

Palavras-chave: Mercado Livre de Energia; Autoprodução de Energia; Usina Fotovoltaica.

ABSTRACT

The Brazilian Electric Sector is currently undergoing a process of modernization, characterized, above all, by the largest conference of autonomy to the final energy consumer: large consumers, such as industries and large businesses, already have decision-making power over who will be their electricity supplier, as well as the prices at which the energy amounts will be hired. All this is possible thanks to the regulatory environment called the Free Contracting Environment (FCE), which is currently undergoing a gradual process of opening, which will result in the possibility of inserting smaller consumers, such as homes and small businesses, in the so-called Free Market power. Within this regulatory environment for contracting electricity, the Self-Production of Energy modality stands out as an option for generating its own energy, due to all the financial benefits this model brings. The payback time obtained with the implementation of this self-producing power plant was approximately 3 years and 10 months, proving to be an investment of extreme financial attractiveness.

Key words: Free Energy Market; Self-Production of Energy; Solar Power Plant.

LISTA DE SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre.

ACR – Ambiente de Contratação Regulada.

PIE – Produtor Independente de Energia.

APE – Autoprodutor de Energia.

UFV – Usina Fotovoltaica.

AVEF – Análise de Viabilidade Econômico-financeira.

PLD – Preço da Liquidação das Diferenças.

AGP – Alocação de Geração Própria.

REH – Resolução Homologatória.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

ONS – Operador Nacional do Sistema.

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia.

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético.

EER – Encargo de Energia de Reserva.

ESS – Encargo de Serviço do Sistema.

MCP – Mercado de Curto Prazo.

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição.

TE – Tarifa de Energia.

CCD – Contrato de Conexão no Sistema de Distribuição.

CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição.

MUSD – Montante de Uso do Sistema de Distribuição.

CCEAL – Contrato de Compra de Energia no Ambiente Livre.

SEB – Setor Elétrico Brasileiro.

SIN – Sistema Interligado Nacional.

MT – Média Tensão.

BT – Baixa Tensão.

CC – Corrente Contínua.

CA – Corrente Alternada.

SMA – Solicitação de Modelagem do Ativo.

DHC – Declaração de Histórico de Consumo.

CliqCCEE – Sistema de Contabilização e Liquidação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

SigaCCEE – Sistema Integrado de Gestão de Ativos da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

SMF – Sistema para Medição de Faturamento.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Esquemático de uma usina solar fotovoltaica.....	23
Figura 2 - Aplicação fotovoltaica com o uso de inversores de string	29
Figura 3 - Instalação de estrutura de fixação fotovoltaica em solo sem uso de tracker	30
Figura 4 - Layout básico de uma UFV flutuante.....	31
Figura 5 - Curva diária de geração da UFV Paracatu 4.....	33
Figura 6 - Perfil anual de geração da UFV Paracatu 4.....	34
Figura 7 - Exemplificação de contrato com uma única vigência	37
Figura 8 - Exemplificação de contrato com múltiplas vigências	37
Figura 9 - Exemplificação do processo de modulação de montante por vigência contratual	38
Figura 10 - Curva de PLD Horário para o submercado NE em 17/10/2021	41
Figura 11 - Síntese do processo de balanço energético no Mercado de Curto Prazo - MCP	41
Figura 12 - Variáveis envolvidas no processo de balanço energético do MCP	42
Figura 13 - Processo de habilitação comercial do candidato a agente	43
Figura 14 - Envio de todo o processo de habilitação comercial para análise da CCEE	44
Figura 15 - Macroprocessos da habilitação técnica.....	45
Figura 16 - Síntese do processo de habilitação técnica	46
Figura 17 - Modelo de negócios típico para autoprodução de energia.....	47
Figura 18 - Benefícios tarifários concedidos aos variados modelos de negócios de geração de energia no ACL	49
Figura 19 – Cenário agente autoprodutor.....	50
Figura 20 - Cenário agente autoprodutor equiparado.....	50
Figura 21 - Esquemático do processo de AGP.....	51
Figura 22 - Fluxograma do processo de requerimento de outorga para centrais geradoras acima de 5 MW.....	52
Figura 23 - Etapas para viabilização do acesso para centrais geradoras em processos padrões .	57
Figura 24 - Metodologia para análise de viabilidade para implantação de uma usina autoprodutora de energia.....	58
Figura 25 - Demonstrativo da isenção dos encargos setoriais para o agente autoprodutor de energia.....	67
Figura 26 - Imagem representativa do modelo escolhido	73
Figura 27 - Gráficos de corrente e tensão de operação do painel.....	74
Figura 28 - Esquema de utilização prática do Sunny Highpower PEAK1	75
Figura 29 - Modelo Sunny Highpower PEAK1 e seu gerenciador para monitoramento	76
Figura 30 - Curva de rendimento do equipamento.....	76

Figura 31 - demonstrativo dos custos médios por Wp de sistema fotovoltaico por faixa de potência e tipologia da instalação.....	84
Figura 32 - Variação do PIB e consumo de energia mundial, de 1998 a 2007.	89
Figura 33 - Evolução da elasticidade-renda do consumo de eletricidade*	90
Figura 34 - Fluxograma dos processos para conexão de centrais geradoras na rede de distribuição da Enel/CE.....	94
Figura 35 - Processos para a implantação de uma central geradora de capacidade reduzida na modalidade de autoprodução de energia	97

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Curva de PLD horário médio para o Submercado Nordeste.....	59
Gráfico 2 - Ilustração gráfica dos dados da Tabela anterior.....	64
Gráfico 3 - Representação das regiões apresentadas no gráfico geração versus consumo.....	66
Gráfico 4 - Perfil de consumo ativo por posto horário.....	69
Gráfico 5 - Perfil de custos da unidade consumidora estudada.....	70
Gráfico 6 - Perfil de consumo médio diário da ETA Sumaré	70
Gráfico 7 - Perfil de demanda registrada por posto horário (PTA e FPTA)	71
Gráfico 8 - Curva de consumo (kWh) Vs geração (kWh) em base horária	79
Gráfico 9 - Curva de modulação para os contratos complementares a serem celebrados.....	79
Gráfico 10 - Representatividade dos custos do autoprodutor ETA Sumaré.....	87
Gráfico 11 - Descritivo do ganho de escala na economia após a implantação da central geradora fotovoltaica.....	88
Gráfico 12 - Projeção de fluxo de caixa para os próximos 10 anos	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Aplicação do desconto sobre as parcelas que compõem a TUSD a ser paga no ACL por modalidade tarifária	62
Tabela 2 - Valores médios de irradiância horária para a localidade de Sobral/CE	64
Tabela 3 - Valores de consumo ativo por posto horário e custos mensais com energia elétrica. 68	
Tabela 4 - Valores de TUSD e TE utilizados para a aplicação do método do ponto de equilíbrio	72
Tabela 5 - Resultados indicando a migração ao mercado livre como viável financeiramente....	73
Tabela 6 - Degradação anual do módulo escolhido	74
Tabela 7 - Resultados do dimensionamento realizado	78
Tabela 8 - Descritivo dos montantes energéticos	80
Tabela 9 - Itens componentes do CAPEX de uma central geradora de pequeno porte	80
Tabela 10 - Premissas para modelagem dos custos mensais do agente APE.....	85
Tabela 11 - Descritivo dos custos do autoprodutor de energia ETA Sumaré.....	87
Tabela 12 - Detalhamento do fluxo de caixa do projeto	91
Tabela 13 - Métricas de engenharia financeira para o projeto	93
Tabela 14 - Dados de consumo, demanda, reativos e totais de conta para a ETA Sumaré	102
Tabela 15 - Detalhamento do consumo em intervalos de 30 minutos.....	105
Tabela 16 - Aplicação do método do ponto de equilíbrio para todos os meses analisados apontando a migração do cliente como viável	107
Tabela 17 - Memorial de cálculo da curva de geração diária e determinação dos montantes energéticos alocados ao consumidor, comercializados e contratados	108

SUMÁRIO

1.	Introdução	19
1.1.	Estruturação do Trabalho	21
1.2.	Objetivos	22
1.2.1.	Objetivo Geral	22
1.2.2.	Objetivos Específicos	22
2.	Referencial Teórico	23
2.1.	Tecnologia Solar Fotovoltaica	23
2.1.1.	Tipos de Módulos Solares Fotovoltaicos	24
2.1.2.	Tipos de Inversores Fotovoltaicos.....	26
2.1.3.	Tipos de Estruturas de Fixação e Suporte	29
2.1.4.	Curva de Geração Solar Fotovoltaica.....	32
2.2.	Mercado Livre de Energia.....	34
2.2.1.	Contratos no Ambiente de Contratação Livre	37
2.2.2.	Balanco Energético	40
2.2.3.	O Processo de Migração ao Mercado Livre de Energia	42
2.3.	Autoprodução de Energia.....	46
2.3.1.	Alocação de Geração Própria	49
2.3.2.	Solicitação de Outorga, Registro e Conexão da Central Geradora Autoprodutora	52
2.3.2.2.1.	Consulta e Informações de Acesso.....	55
2.3.2.2.2.	Solicitação e Parecer de Acesso	56
3.	Metodologia	57
3.1.	Análise de Viabilidade ao Mercado Livre de Energia.....	60
3.2.	Dimensionamento da Central Geradora Fotovoltaica	62
3.3.	Modelo de Negócios a Ser Proposto	65
4.	Modelagem da Usina Autoprodutora	67
4.1.	Apresentação do Consumidor de Energia	67
4.2.	Aplicação do Método do Ponto de Equilíbrio	71

4.3.	Dimensionamento da Usina Autoprodutora Fotovoltaica	73
4.3.1.	Descrição dos equipamentos utilizados para a modelagem da planta	73
4.3.2.	Dimensionamento da planta e modelagem da curva de geração diária	77
4.4.	Análise de Viabilidade Financeira	80
4.4.1.	Definição de CAPEX e de OPEX	80
4.4.2.	Definição dos custos mensais após a implantação da usina autoprodutora – primeiro ano de operação da usina.....	84
4.4.3.	Cálculo da economia mensal obtida pós implantação da usina – primeiro ano de operação da usina	88
4.4.4.	Detalhamento do fluxo de caixa do agente	89
4.4.5.	Métricas financeiras do projeto	92
4.5.	Conexão da Central Geradora na Rede Elétrica de Distribuição da Enel/CE	93
4.6.	Modelagem do Ativo na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	95
5.	Considerações Finais.....	96
	Referências	98
	Apêndices	102
	Anexo I – dados de energia da ETA Sumaré	102
	Anexo II – Dados de consumo horário médio da ETA Sumaré	105
	Anexo III – aplicação mensal do método do ponto de equilíbrio.....	107
	Anexo IV – memorial de cálculo da curva de geração diária.....	108

1. Introdução

Com o passar dos anos, busca-se a modificação da matriz energética mundial, a partir do uso cada vez menor de combustíveis de origem fóssil e da substituição destes por fontes renováveis de energia, tais como a solar e a eólica.

No Brasil, a Lei 9478/1997, que dispõe sobre a política energética nacional, preconiza a utilização de fontes renováveis de energia, a promoção da conservação da energia, a proteção ambiental e a mitigação das emissões de gases de efeito estufa e de poluentes nas soluções energéticas para o país. Estas soluções, vale ressaltar, incluem também a preocupação com o suprimento de energia de forma econômica e confiável.

O Brasil, ao assinar o Acordo de Paris (2015), em relação à convenção do quadro sobre a mudança do clima, tomou conhecimento da necessidade de promover o acesso universal à energia sustentável em países em desenvolvimento, por meio da implantação reforçada das energias renováveis, como também concordou em defender e promover a cooperação regional e internacional de modo a mobilizar a ação climática mais forte e mais ambiciosa de todos os interessados, sejam estes Partes ou não, incluindo a sociedade civil, o setor privado, as instituições financeiras, cidades e outras autoridades subnacionais, comunidades locais e povos indígenas.

A preocupação com o suprimento de demandas energéticas da população se estende ao fato da escassez de combustíveis fósseis, tornando fundamental a busca por energias de fontes renováveis. Por sua vez, o aumento do uso dessas tecnologias leva a uma sucessiva queda em custos de produção. Exemplo disso é a utilização da fonte solar fotovoltaica que, segundo o Ministério de Minas e Energia, já é a forma mais barata de se produzir energia elétrica.

Além dessa crescente utilização de fontes renováveis de energia, observa-se uma dinâmica de modernização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), o qual passa cada vez mais a colocar o consumidor de energia em um papel de protagonismo na gestão e na comercialização dos seus montantes energéticos consumidos. Isso é verificado, por exemplo, no processo de abertura gradual que o Ambiente de Contratação Livre (ACL) tem sofrido.

Até dezembro de 2021, um consumidor só poderia ser considerado livre, estando apto a contratar qualquer tipologia de energia, se possuísse Montante do Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) mínimo de 1500 kW. A partir de janeiro de 2022, tal parâmetro foi reduzido para 1000 kW.

A Portaria 514/2018 regulamenta o disposto no art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com o objetivo de diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores.

O objetivo deste processo de abertura do mercado livre de energia é que até 2024 todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional (SIN), inclusive os conectados em Baixa Tensão (BT), possam comprar energia de qualquer agente vendedor de energia do SEB, estando possível a contratação de montantes energéticos através de contratos bilaterais, nos quais a livre negociação de preços, montantes, prazos e tipologia de energia é o fator preponderante.

Com o processo de abertura descrito, é previsto que modelos de negócios de geração de energia intrínsecos ao ACL, que atualmente são restritos aos grandes consumidores¹, se tornem cada vez mais democráticos e acessíveis a todos os consumidores. Dentre tais modelos, destaca-se a Autoprodução de Energia (APE) a partir de fontes renováveis de energia.

Diante do exposto, o presente Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) visa à disseminação do conhecimento necessário para a proposição de modelos de negócios de APE com a utilização de fontes renováveis, tais como a fonte solar fotovoltaica, bem como a Análise de Viabilidade Econômico-Financeira (AVEF) de tais modelos. Para tanto, oferece-se o referencial teórico necessário sobre a energia solar fotovoltaica, o mercado livre de energia e o modelo de autoprodução de energia, sendo tais conceitos, posteriormente, aplicados, com a utilização dos dados reais de consumo de energia de uma unidade consumidora pertencente ao Serviço Autônomo de Água e Esgoto (SAAE) de Sobral/CE, para o dimensionamento e respectiva AVEF, de uma usina autoprodutora de energia.

¹ Aqueles com demanda contratada igual ou superior a 500 kW, ou consumidores participantes de uma comunhão de cargas.

1.1. Estruturação do Trabalho

O estudo é estruturado da seguinte forma: nos itens iniciais, um referencial teórico é oferecido sobre os conceitos a serem desenvolvidos. Tal referencial teórico é então aplicado nos capítulos finais do estudo para a proposição de uma usina autoprodutora de energia a um consumidor real, a partir de uma metodologia de análise a ser proposta.

O capítulo 2 do trabalho oferece embasamento técnico sobre todos os temas tratados ao longo do estudo: energia solar fotovoltaica, mercado livre de energia e autoprodução de energia. No tocante à energia solar fotovoltaica, são descritas todas as tecnologias e componentes que integram um empreendimento de geração fotovoltaica. No que tange ao mercado livre de energia, é feita uma síntese sobre todos os processos para a migração de um futuro agente ao ACL e sua operação como agente deste ambiente de comercialização. Já para autoprodução de energia, é descrito o modelo de negócios, do ponto de vista técnico, financeiro e jurídico, destacando-se os benefícios financeiros advindos da isenção dos encargos setoriais que oneram a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

O capítulo 3 descreve a metodologia utilizada para a análise que será feita posteriormente. Nele é tratado sobre o método do ponto de equilíbrio, comumente utilizado pelos agentes do setor para a verificação da viabilidade financeira na migração ao mercado livre de energia. Ademais, é tratado também sobre o dimensionamento de uma central geradora fotovoltaica na modalidade de autoprodução de energia, bem como o modelo de negócios que será proposto, no qual se destaca a necessidade da contratação de energia extra no mercado livre de energia para que não haja penalizações ao agente por exposição negativa ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

O capítulo 4 aplica a metodologia descrita no capítulo anterior para a ETA Sumaré, unidade consumidora pertencente ao SAAE de Sobral/CE contemplada com o projeto desenvolvido. Nele, é feita uma descrição completa do perfil de consumo da unidade, é aplicado o método do *Break-Even Point*, tendo sido recomendada a migração da UC, e é dimensionada a usina autoprodutora destinada ao atendimento do lastro da ETA. A análise financeira do investimento é também realizada neste capítulo. Além disso, é descrito todo o processo para a conexão de centrais geradoras autoprodutoras que

necessitam apenas de registro na ANEEL, por possuírem potência instalada igual ou inferior a 5 MW.

O capítulo 5 finaliza o estudo com as considerações finais, conclusões e perspectivas para estudos futuros abordando a mesma temática. O capítulo 6 apresenta as referências bibliográficas utilizadas para a elaboração do estudo, enquanto o 7 traz anexos relacionados ao perfil de consumo da ETA Sumaré.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo Geral

Este trabalho visa a proposição de um modelo de negócios de geração de energia elétrica no mercado livre de energia, seguindo os preceitos da Autoprodução de Energia, para o atendimento do lastro energético de uma unidade consumidora do Serviço Autônomo de Água e Esgoto (SAAE) do município de Sobral/CE.

1.2.2. Objetivos Específicos

Os seguintes objetivos específicos se aplicam:

- a) Apresentação do referencial teórico necessário para o entendimento da dinâmica de operação do mercado livre de energia no Brasil;
- b) Apresentação do referencial teórico necessário para a proposição de modelos de negócios voltados à Autoprodução de Energia;
- c) Dimensionamento de uma usina fotovoltaica autoprodutora de energia;
- d) Levantamento de CAPEX e de OPEX para a solução proposta; e
- e) Análise da viabilidade financeira da solução proposta.

2. Referencial Teórico

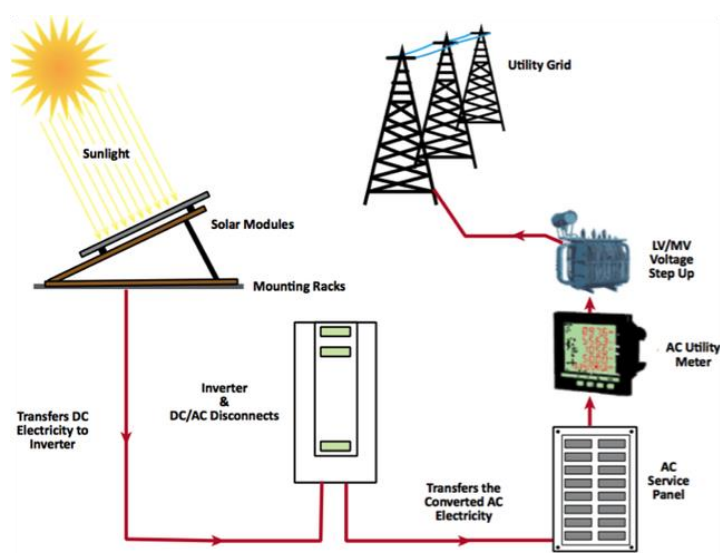
Anterior à modelagem da solução proposta, faz-se necessário o estabelecimento de um referencial teórico sobre os três principais temas trabalhados: a tecnologia solar fotovoltaica, o mercado livre de energia e o modelo de autoprodução de energia.

2.1. Tecnologia Solar Fotovoltaica

Um sistema solar fotovoltaico consiste em um conjunto de equipamentos estruturados e operando de tal forma a converter radiação solar em energia elétrica. Os equipamentos básicos que compõem esse tipo de sistema são: módulos fotovoltaicos, inversores, estruturas de fixação e suporte para os módulos. A definição de tais equipamentos básicos possui fundamental importância na operação e produção de energia da unidade geradora.

Além dos elementos básicos, há também os elementos de integração como cabos de corrente contínua e de corrente alternada, sistema de proteção de corrente contínua e alternada, sistema de monitoramento remoto ou local, e subestação ou quadro de conexão com a rede local. Há de se destacar também o equipamento de medição da usina, responsável por contabilizar todo montante de energia gerado e entregue à rede. A Figura 01 ilustra o desenho esquemático de uma usina solar fotovoltaica típica.

Figura 1 - Esquemático de uma usina solar fotovoltaica



Fonte: (KHODIZODA, 2017).

A geração de energia pelos módulos fotovoltaicos, a partir da irradiação solar, ocorre em corrente contínua (CC). A energia da rede elétrica, acessada pelos consumidores, é em corrente alternada (CA). Portanto, para que seja possível a injeção e escoamento da energia gerada em uma UFV, é necessário que essa energia seja convertida, de CC para CA, e adequada aos padrões da rede elétrica por meio de inversores de frequência. A potência dos módulos fotovoltaicos, em condições padrão, é expressa em Wp (Watt-pico) enquanto a capacidade dos inversores é expressa em W (Watt) (EPE., 2014).

O contrato de implantação de um parque solar fotovoltaico pode ser realizado em regime de Turn Key. Nesse modelo, o investidor contrata uma única empresa responsável por entregar o projeto já em operação, ou seja, um único responsável por todas as etapas do projeto, desde o fornecimento de equipamentos até o start da usina. Uma outra forma de contratação seria através da divisão em contratos modulares, tais como contrato de fornecimento de equipamentos, contrato de montagem, contrato de engenharia civil e contrato de engenharia elétrica.

2.1.1. Tipos de Módulos Solares Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos, também chamados de placas ou painéis fotovoltaicos, correspondem a um conjunto de células fotovoltaicas agrupadas, conectadas eletricamente e montadas sob uma estrutura rígida. Sua principal função é gerar energia elétrica em corrente contínua a partir da incidência de radiação solar na superfície de suas células (VILLALVA & GAZOLI, 2012).

De acordo com Souza (2019), há diversas tecnologias fotovoltaicas disponíveis no mercado, como é o caso das células solares sensibilizadas por corantes e da tecnologia de filmes finos, onde se enquadram o Silício Amorfo, o Silício Microcristalino, o Seleneto de Cobre, Índio e Gálio (CIGS) e o Telureto de Cádmio (CdTe). Comercialmente, para aplicação em grande escala na constituição de usinas solares fotovoltaicas, destacam-se as tecnologias fotovoltaicas baseadas em silício cristalino: policristalino e monocristalino. O silício cristalino (c-Si) domina o mercado de células fotovoltaicas, com mais de 90% do market share frente às demais tecnologias (VILLALVA M. G., 2019).

As células que compõe os módulos fotovoltaicos policristalinos são produzidas a partir da união de uma grande quantidade de pequenos cristais. Nessa constituição, há

formação de pequenas fronteiras entre os múltiplos cristais, o que dificulta a passagem de corrente elétrica e, conseqüentemente, reduz a eficiência do material. Apesar de menos eficiente, a tecnologia policristalina é mais barata, pois sua produção desperdiça menos matéria prima e requer menos energia.

Já os módulos fotovoltaicos monocristalinos são compostos por células originadas a partir de um bloco cristalino único, o que permite a constituição de um material mais eficiente. Apesar de apresentar um processo de fabricação mais complexo e dispendioso, essa tecnologia permite a fabricação de módulos com maior densidade de potência por área, o que resulta em uma maior capacidade de geração dentro de um mesmo espaço físico disponível. Essa característica contribui na redução de custos de implementação de usinas solares fotovoltaicas de maior porte, visto que seria necessário um menor quantitativo de módulos para atendimento de uma mesma capacidade instalada.

De acordo com Takata (2019), além das células de silício cristalino convencionais, novas tecnologias vêm ganhando destaque no mercado. Para aplicações em usinas solares fotovoltaicas de maior porte, destacam-se:

- a) Tecnologia PERC (Passivated Emitter Rear Cell): Aplicável tanto para módulos policristalinos quanto para monocristalinos. As células recebem uma camada adicional de passivação na parte traseira, o que gera uma maior reflexão na célula de silício. Essa maior característica reflexiva faz com que mais energia seja gerada. A camada de passivação também reduz a velocidade de recombinação dos elétrons na superfície do silício, fazendo com que a célula se torne mais eficiente que uma célula padrão. A desvantagem dos módulos PERC ocorre por conta da maior degradação induzida pela luz (LID) e pela temperatura em razão do maior número de reflexões comparado com um módulo fotovoltaico convencional;
- b) Tecnologia Half Cell: Aplicável tanto para módulos policristalinos quanto para monocristalinos. As células dos módulos half cells são cortadas ao meio, de modo que sua configuração interna seja formada por dois circuitos distintos. Devido a essa característica, módulos fotovoltaicos com essa tecnologia possuem maior vida útil, visto que a corrente elétrica gerada por uma célula half cell corresponde numericamente à metade da corrente

elétrica gerada por uma célula convencional, reduzindo-se, portanto, o estresse elétrico no material fotovoltaico; e

- c) Tecnologia Bifacial: Aplicável tanto para módulos policristalinos quanto para monocristalinos, até mesmo com tecnologias PERC e/ou Half Cell. Células fotovoltaicas com essa tecnologia captam energia a partir da parte frontal e traseira módulo, o que permite o aproveitamento da irradiação por albedo. Ideal para utilização em usinas instaladas em locais com superfície altamente reflexiva, podendo a capacidade de geração aumentar em até 30%.

Dentre os principais fatores técnicos a serem observados para a escolha de um modelo de painel fotovoltaico, destacam-se a potência de pico, a eficiência e os coeficientes térmicos:

- a) Potência pico: Corresponde à potência nominal dos módulos obtida nas condições padrão de teste (STC - Standard Test Conditions), com incidência de irradiação de 1000 W/m^2 , temperatura de operação da célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e massa de ar de 1,5. A potência pico é dada em W_p ;
- b) Eficiência: Valor percentual (%) que representa energia da luz solar que o módulo consegue converter em energia elétrica. A eficiência especificada no catálogo dos fabricantes é dada nas condições STC e sofre redução com o incremento da temperatura de operação da célula;
- c) Coeficientes térmicos: Trata-se de três coeficientes que mostram como as grandezas corrente, tensão e potência são influenciadas pela temperatura de operação das células fotovoltaicas. O coeficiente de corrente de curto-circuito (I_{sc}) é o único positivo, enquanto os coeficientes de tensão de circuito aberto (V_{oc}) e de potência ($P_{m\acute{a}x}$) são negativos, ou seja, a grandeza corrente aumenta com o incremento da temperatura de operação da célula, ao passo que as grandezas tensão e potência diminuem.

2.1.2. Tipos de Inversores Fotovoltaicos

Os inversores fotovoltaicos considerados para aplicação neste estudo são do tipo conectado à rede (grid-tie), os quais recebem a energia gerada pelo arranjo de módulos fotovoltaicos, em corrente contínua (CC), e a transformam em energia elétrica de corrente alternada (CA), adequando aos padrões da rede elétrica na qual estão conectados. Esses

equipamentos devem apresentar um conjunto de proteções de conexão, não permitindo que ocorra funcionamento de forma ilhada. Em caso de falha da rede elétrica, a planta deixa de funcionar e só retorna ao funcionamento após restabelecidos os valores de tensão e frequências normais de operação (RONILSON, 2017).

As funções básicas de um inversor fotovoltaico grid-tie são:

- a) Controle de corrente de saída: Produzem corrente elétrica senoidal, sincronizada com a forma de onda da tensão da rede. Por serem fontes de corrente eletrônicas, os inversores fotovoltaicos não fornecem tensão nos seus terminais. Logo, não são capazes de alimentar sozinhos nenhum tipo de carga, necessitando de conexão à rede elétrica para efetiva operação;
- b) Controle de tensão de entrada: A tensão de entrada é controlada, permitindo operação do inversor em valores de tensão ajustáveis de acordo com a configuração e quantidade dos módulos fotovoltaicos conectados. O controle de tensão de entrada faz com que seja ajustado o valor de tensão de saída dos módulos;
- c) Rastreamento do ponto de máxima potência: Por meio dos algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT - Maximum Power Point Tracking), o sistema MPPT atua em conjunto com o sistema de controle de tensão de entrada dos inversores, controlando a tensão que sai dos módulos fotovoltaicos e estabelecendo um ponto ótimo de operação do sistema para determinadas condições de irradiância (intensidade da luz solar), de temperatura e de presença de sombras; e
- d) Monitoramento da corrente de fuga: Os inversores monitoram as fugas de corrente e devem desligar automaticamente quando detectam esses níveis de corrente, de modo a proteger o sistema contra curto-circuito.

De acordo com a EPE, conforme verificação de projetos cadastrados nos leilões de energia de 2013 a 2018, a prática de subdimensionamento dos inversores fotovoltaicos em relação ao conjunto de módulos instalados é comum na etapa de dimensionamento de usinas fotovoltaicas, ou seja, projeta-se uma potência CC da instalação maior que a potência CA. Como as condições de irradiação e temperatura de operação dificilmente atingirão valores próximos das condições de teste onde os módulos fotovoltaicos são especificados, essa prática é executada na tentativa de mitigar as perdas na conversão de

energia, principalmente por ação da temperatura, permitindo uma operação mais eficiente do inversor.

Dessa forma, um importante parâmetro a ser considerado durante a escolha dos equipamentos de uma usina fotovoltaica é o Fator de Dimensionamento de Inversor (FDI). Sua definição é dada pela razão entre a potência nominal do inversor e a potência de pico do gerador fotovoltaico, ou seja, quanto maior a potência dos módulos fotovoltaicos em relação à potência do inversor, menor é o FDI, como mostra a equação abaixo. Ao longo dos anos, os projetos de usinas solares fotovoltaicas têm evoluído para utilização de menores índices de FDI, ou seja, inversores com menor potência CA em relação a potência CC dos arranjos de módulos a eles conectados.

$$FDI = \frac{\text{Potência Nominal do inversor (kW)}}{\text{Potência pico do gerador fotovoltaico (kWp)}}$$

Para aplicação em usinas de maior porte, a etapa de seleção dos inversores é crucial para o projeto, visto que pode impactar substancialmente nos valores destinados à implantação (CAPEX) e operação e manutenção (OPEX) dos parques geradores. Consideram-se dois tipos principais de inversores fotovoltaicos para aplicação proposta: os inversores de string e os inversores centrais. Cada um dos tipos possui vantagens e desvantagens aplicacionais a depender das características de projeto (Trinasolar, 2020).

Os inversores centrais, como o próprio nome sugere, concentram a conversão CC/CA de toda a usina em poucas estações de conversão. São fisicamente muito maiores que os inversores de string, convertem mais energia por unidade e necessitam de maiores quantidades de cabos CC para interligação dos módulos à central de conversão. Por se tratar de inversores de maior porte, necessita-se de uma menor quantidade de equipamentos para atendimento total da capacidade instalada de usinas fotovoltaicas, o que normalmente reflete em menores custos de aquisição e implantação. Sua manutenção é de maior complexidade, necessitando de mão de obra especializada e acessível, visto que o impacto do tempo ocioso na geração é bem maior (Trinasolar, 2020).

Os inversores de *string* são equipamentos pequenos, capazes de converter uma quantidade muito menor de energia por unidade do que os inversores centrais. São geralmente utilizados em projetos de usinas fotovoltaicas para arquitetura de geração descentralizada, onde os centros de conversão CC/CA ficam distribuídos por toda a

planta. Nesse tipo de configuração, necessita-se de uma quantidade maior de equipamentos para atendimento total da capacidade instalada da planta, o que pode refletir em maiores custos de aquisição e implantação se comparados com o design centralizado. Apesar disso, a utilização de inversores de strings em usinas de maior porte traz maior confiabilidade de geração, visto que, em caso de manutenção, é preciso parar apenas uma pequena fração da usina, reduzindo os impactos da não geração durante o período (MISBRENER, 2018).

A concepção de projetos de usinas fotovoltaicas com inversores do tipo string vem sendo discutida nos últimos anos, sob o argumento de apresentar vantagens na redução de cabeamento CC, maior facilidade de manutenção e reposição de itens defeituosos, e maior capacidade de produção em locais que apresentem problemas como sombreamento e/ou terrenos acidentados. No leilão A4-2018, 15 projetos foram cadastrados com inversores do tipo string de 48 kW de potência. A Figura 02 ilustra uma aplicação de usina com arranjo descentralizado propiciado pelos inversores de *string*.

Figura 2 - Aplicação fotovoltaica com o uso de inversores de string



Fonte: (HUAWEI, 2020).

2.1.3. Tipos de Estruturas de Fixação e Suporte

As estruturas de fixação e suporte de usinas fotovoltaicas devem ser constituídas de materiais apropriados para instalação no local almejado, de forma a evitar problemas de corrosão por ação de intempéries. Um exemplo de material aplicado são perfis de aço galvanizado a fogo, conforme norma NBR 6323:2016 – “Galvanização por imersão a

quente de produtos de aço e ferro fundido - Especificação”. Além disso, considerando os dados de sondagem de resistência do solo, altitude e isopletras da região de instalação, a estrutura de fixação deve ser projetada para suportar a carga dos módulos adicionada das cargas aerodinâmicas locais, conforme a norma NBR 6123: 1988 – “Forças devidas ao vento em edificações”.

2.1.3.1. Estrutura de Solo

Para esse tipo de fixação, dependendo das características de projeto, há possibilidade de os módulos permanecerem com inclinação e/ou com orientação fixas, ou serem fixados a uma estrutura com sistema de rastreamento de 1 ou 2 eixos, também chamados de trackers. As usinas com um sistema tracker, sejam eles de 1 ou 2 eixos, permitem uma maior geração de energia a partir de uma mesma potência instalada, por conta do ajuste contínuo em busca do ponto de inclinação e/ou de orientação ótimos para melhor aproveitamento da irradiação. A Figura 03 representa a instalação de uma estrutura de fixação em solo sem o uso da tecnologia dos rastreadores solares.

Figura 3 - Instalação de estrutura de fixação fotovoltaica em solo sem uso de tracker



Fonte: (SOLAR, 2018).

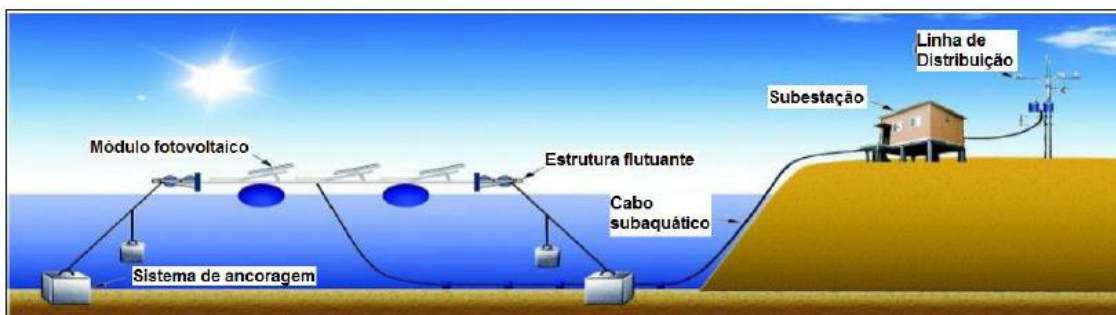
Selecionar os sistemas de cravamento e fundação corretos para a concepção de uma usina solar fotovoltaica em solo é essencial para o sucesso do projeto em termos técnicos e financeiros. A seleção da melhor opção de fundação para o projeto deve ser fundamentada a partir de estudos geotécnicos da área de instalação, ao passo que a escolha de um sistema incompatível pode resultar em atrasos no projeto, problemas estruturais no

curto prazo e custos adicionais para conserto e correção dos problemas. Logo, conhecer as condições geológicas locais é fundamental para determinar a profundidade e o método para a cravação das estacas de aço que irão estruturar a fixação dos painéis solares, de forma que não haja interferência na produção de energia (SOLAR, 2018).

2.1.3.2. Estrutura Flutuante

Esse modelo de usina se diferencia do modelo convencional em solo devido sua concepção em plataformas flutuantes sobre espelho d'água, onde ficam alocadas as estruturas de suporte para fixação dos módulos fotovoltaicos, as passarelas de manutenção, os suportes para cabeamento e, em alguns casos, também os inversores. As plataformas flutuantes, assim como as estruturas em solo, podem apresentar sistema de rastreamento de 1 ou 2 eixos, sendo sua fixação feita no fundo do corpo d'água ou em suas margens por meio de sistemas de ancoragem e amarração. A Figura 04 esquematiza um layout básico de instalação flutuante.

Figura 4 - Layout básico de uma UFV flutuante



Fonte: EPE (2019).

2.1.3.3. Sistema de Rastreamento – Tracker

Um sistema de rastreamento solar – *tracking system* – permite alcançar maiores níveis de rendimento em usinas solares fotovoltaicas, maximizando a produção de energia elétrica. O sistema é responsável por promover a movimentação dos módulos fotovoltaicos em torno de 1 ou 2 eixos de rotação, permitindo com que painéis sigam o movimento solar em busca do ponto ótimo para aproveitamento da radiação incidente. Esse ponto ótimo é atingido quando o ângulo de incidência, ângulo formado entre o feixe de luz solar incidente e a normal à superfície do painel tende a zero, ou seja, os raios solares incidem perpendicularmente à superfície dos módulos fotovoltaicos.

Há diferenças substanciais entre os dois tipos de sistemas de rastreamento solar, que se diferenciam pelo plano de rotação, conforme destacado a seguir:

- a) Rastreador de 1 eixo ou de eixo horizontal: Equipamento responsável por proporcionar a rotação dos módulos fotovoltaicos em torno de um único eixo. Geralmente, esse tipo de sistema está alinhado com eixo norte-sul, permitindo com que os painéis se rotacionem no sentido de leste a oeste e acompanhem o sol, ao longo do dia, do nascente ao poente. Geralmente, uma usina solar construída com sistema de rastreamento de 1 eixo obtém um ganho de desempenho que varia de 25 a 35%;
- b) Rastreador de 2 eixos: Equipamento responsável por proporcionar a rotação dos módulos fotovoltaicos em torno de dois eixos. Esse tipo de sistema está alinhado com os eixos norte-sul e Leste-Oeste, permitindo maximizar a captação de radiação e produção de energia ao longo do ano. Além do movimento diário do sol do nascente ao poente, o sistema de dois eixos rastreia as variações sazonais na altura do sol. Geralmente, uma usina solar construída com sistema de rastreamento de 2 eixos obtém um ganho de desempenho varia entre 27,5% e 38,5%.

Apesar de todas as vantagens em relação ao rendimento, os sistemas de rastreamento solar para usinas fotovoltaicas apresentam alguns pontos negativos, principalmente no que tange aos custos de instalação e de manutenção bem mais elevados que os custos para sistemas fixos. Os trackers agregam complexidade à estrutura de fixação em comparação com o elemento estático, acarretando custos adicionais para sua implementação. Além disso, a maior complexidade do sistema por conta da existência de partes móveis requer a utilização de manutenção especializada, o que reflete em maiores custos de operação ao longo do tempo em comparação com os sistemas fixos.

Para uma tomada de decisão assertiva pela implementação, ou não, de um sistema de rastreamento para uma usina solar fotovoltaica, é necessário analisar se os benefícios financeiros por conta de uma maior produção de energia superam os impactos dos custos adicionais.

2.1.4. Curva de Geração Solar Fotovoltaica

A geração solar fotovoltaica é intermitente, ou seja, um recurso energético renovável que, para fins de conversão em energia elétrica pelo sistema de geração, não

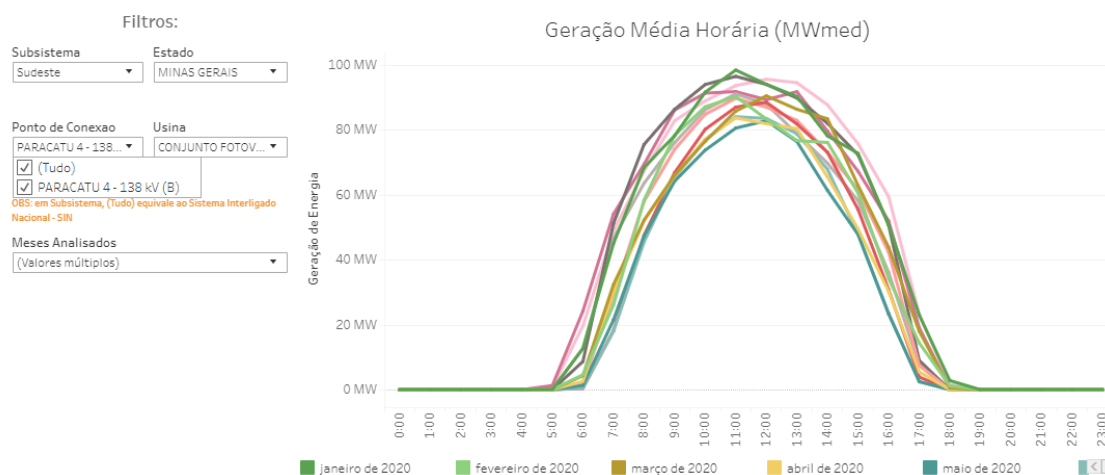
pode ser armazenado em sua forma original². Há diferença substancial entre o máximo e mínimo de geração durante o dia e entre os dias, em função da energia disponível pelo sol.

Para a energia solar fotovoltaica essa variação decorre da incidência variável de radiação solar, aumentando entre o nascer do sol e o meio-dia astronômico do local onde está instalada a central geradora, e apresenta uma redução gradual até o pôr do sol. Esse fenômeno apresenta uma característica de geração representada por uma curva típica.

Essa curva de geração pode sofrer alterações em função da latitude, do uso ou não de seguidor solar e da inclinação e alinhamento em relação à linha Leste-Oeste. Considerando-se os dados médios do mês de janeiro de 2020, a geração fotovoltaica no Brasil inicia aproximadamente às 5h no horário de Brasília, atinge seu pico às 12h e se encerra às 18h, formando uma curva assintótica. (ANEEL, 2017)

A Figura 05 ilustra o perfil de geração fotovoltaica média diária da usina Paracatu 4 no estado de Minas Gerais para todos os meses do ano de 2020, sendo perceptível os melhores resultados de geração ao longo do mês de setembro.

Figura 5 - Curva diária de geração da UFV Paracatu 4



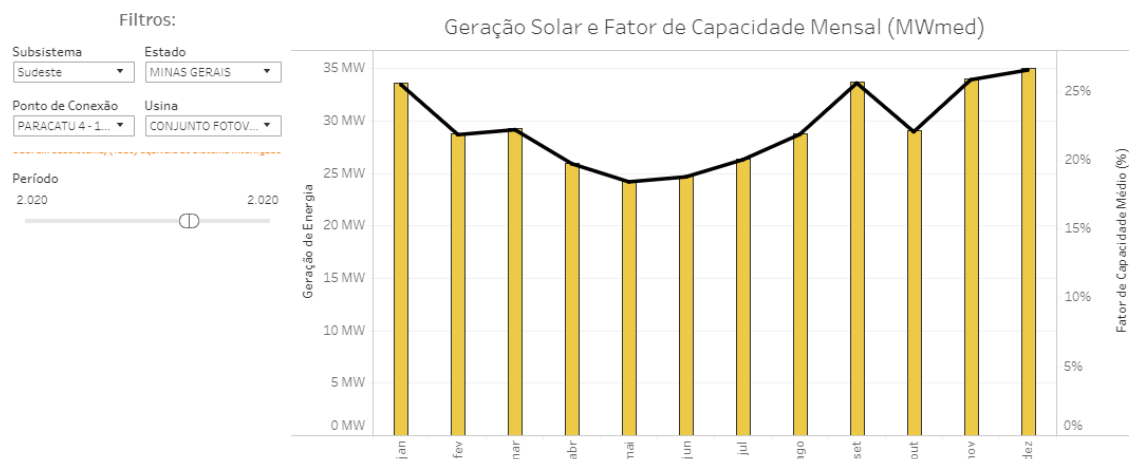
Fonte: (ONS, 2021)

Quanto à geração em base mensal, é perceptível que os melhores resultados ocorrem ao longo do segundo semestre de cada ano. A Figura 06 ilustra o perfil de geração da usina Paracatu 4, no estado de Minas Gerais, ao longo do ano de 2020, sendo

² O armazenamento de energia gerada por sistemas fotovoltaicos (ou qualquer outra fonte de energia) é possível por meio da utilização de sistemas de baterias, com o sistema estando conectado à rede ou não. Tais tecnologias de armazenamento estão sendo cada vez mais estudadas e utilizadas em projetos de diversos portes. Entretanto, o custo para a implementação de sistemas de armazenamento por baterias ainda não justifica o estudo aprofundado desta opção nesta modelagem técnica.

percebidos os melhores resultados de geração de energia e de fator de capacidade³ nos meses de setembro de 2020, em decorrência dos maiores índices solarimétricos deste mês.

Figura 6 - Perfil anual de geração da UFV Paracatu 4



Fonte: (ONS, 2021)

2.2. Mercado Livre de Energia

Na configuração regulatória do setor elétrico brasileiro, destaca-se a divisão entre os ambientes de contratação livre e regulado: neste as tarifas de energia são definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio de resoluções homologatórias publicadas anualmente e o consumidor não possui liberdade de escolha do seu fornecedor de energia, enquanto naquele o consumidor possui liberdade de escolha quanto ao seu fornecimento de energia elétrica, sendo os preços livremente negociados entre as partes (consumidor – comercializador e/ou consumidor – gerador) e acertados por meio de contratos bilaterais.

Tais operações de compra e de venda de energia elétrica são operacionalizadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob autorização do Poder Concedente com regulação e fiscalização da ANEEL, criada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, com o propósito de viabilizar a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como desses com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional – SIN, mediante contratação regulada ou livre, nos termos da Lei e do seu regulamento.

³ Fator de capacidade é um indicador de desempenho calculado a partir da divisão entre a geração verificada pelo sistema de medição da usina e o total de geração possível considerando a operação da usina 24 horas por dia.

A opção tradicional da maioria dos consumidores é a aquisição energia elétrica mediante contratos de fornecimento celebrados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Trata-se de contratação exclusiva e compulsória dessa energia da distribuidora da região em que os consumidores estão localizados. As tarifas pelo consumo da energia são fixadas pela ANEEL e não podem ser negociadas. No ACR são realizadas as operações de compra e venda de energia elétrica entre Agentes Vendedores e Agentes de Distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme Regras e Procedimentos de Comercialização específicos, de acordo com o disposto no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), um consumidor cativo (pertencente ao ambiente de contratação regulado) poderá migrar para o ACL quando se enquadrar em duas modalidades: consumidor livre ou consumidor especial. Consumidores livres são aqueles que apresentam Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) contratado mínimo de 1.000 kW e podem contratar energia proveniente de qualquer fonte de geração. Para o enquadramento como consumidores especiais, as unidades de consumo devem possuir demanda contratada igual ou superior a 500 kW e menor que 1.000 kW, sendo autorizadas a comprar energia de fontes especiais como solar, eólica, biomassa ou PCH/CGH. Uma das vantagens da compra de energia proveniente de fontes incentivadas é o desconto mínimo⁴ de 50% sobre a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), incidentes sobre o consumo e sobre a demanda de energia elétrica, conforme Art. 26 da lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996:

"§ 1o-A Para empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e, conforme regulamentação da Aneel, cogeração qualificada, a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia proveniente de tais empreendimentos, comercializada ou destinada à autoprodução, pelos aproveitamentos, desde que a potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja maior que 30.000 kW (trinta mil quilowatts) e menor ou igual a 300.000 kW (trezentos mil quilowatts) e atendam a quaisquer dos seguintes critérios: (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)

⁴ Ressalta-se, entretanto, que tal subsídio tarifário será extinto, conforme Lei Federal nº 14.120/2021, sendo prevista sua manutenção para Centrais Geradoras de fonte incentivada que solicitarem outorga até março de 2022 e iniciarem sua operação comercial em até 48 meses após a publicação do ato autorizativo.

I – Resultem de leilão de compra de energia realizado a partir de 1o de janeiro de 2016; ou (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)

II – Venham a ser autorizados a partir de 1o de janeiro de 2016. (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015)"

Ainda de acordo com a CCEE, quando unidades consumidoras não apresentarem demanda contratada suficiente para enquadramento individual nos limites de adesão do Ambiente de Contratação Livre (ACL), elas poderão realizar reunião ou comunhão de cargas para que atinjam o limite de 500 kW necessário para migração como consumidor especial. Para unidades consumidoras que apresentem, no mínimo, demanda contratada de 30 kW, a comunhão poderá ocorrer de duas formas:

- a) Comunhão de Fato: unidades consumidoras localizadas em áreas contíguas, ou seja, unidades que são vizinhas ou que fazem fronteira entre si sem obstáculos (logradouro); e
- b) Comunhão de Direito: unidades consumidoras que possuem a mesma raiz de CNPJ e estão situadas no mesmo submercado e não necessariamente em área contígua.

Os principais benefícios relacionados à migração de um consumidor ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) são os seguintes:

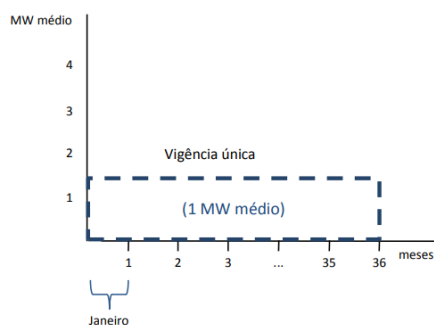
- a) Liberdade de escolha dos principais parâmetros contratuais, tais como: definição de montantes de energia contratados, definição do período de suprimento contratual, definição das vigências contratuais e dos montantes associados à cada vigência, definição junto ao agente vendedor de energia do preço contrato em R\$/MWh, dentre outros;
- b) A negociação dos parâmetros contratuais citados na alínea anterior resulta em economias na ordem de 20% a 30%; e
- c) A possibilidade de contratação de fontes incentivadas de energia, tais como fontes renováveis, e o benefício tarifário associado à contratação delas na forma de desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), acaba por impulsionar o desenvolvimento de uma matriz energética mais limpa e sustentável, revelando o benefício socioambiental deste ambiente regulatório.

2.2.1. Contratos no Ambiente de Contratação Livre

Os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL) resultam da negociação entre os agentes, respeitada a legislação/regulamentação vigente. Todos os contratos de compra e venda de energia elétrica e respectivas alterações devem ser registrados na CCEE, independentemente da data de início de suprimento, para fins de Contabilização e Liquidação Financeira, segundo as condições e prazos previstos nos Procedimentos de Comercialização específicos, sem prejuízo de seu registro, aprovação ou homologação pela ANEEL.

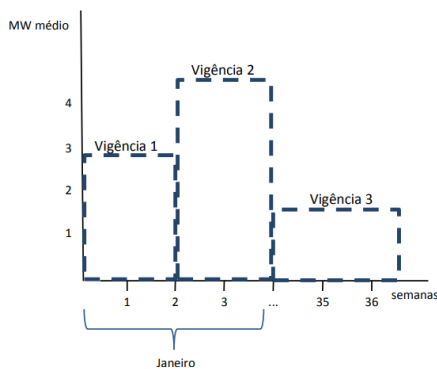
Os montantes e vigências consistem no processo da definição dos volumes de energia contratados, em MW médio, em uma determinada vigência, de acordo com um perfil de entrega previamente validado pelas partes. As Figuras 07 e 08 apresentam dois exemplos de definição de montantes e vigência. No primeiro exemplo tem-se um contrato com uma única vigência, para a qual o montante não se altera. Já o segundo exemplo apresenta um contrato que possui diferentes montantes para diferentes vigências.

Figura 7 - Exemplificação de contrato com uma única vigência



Fonte: (CCEE, REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO - CONTRATOS, 2020)

Figura 8 - Exemplificação de contrato com múltiplas vigências

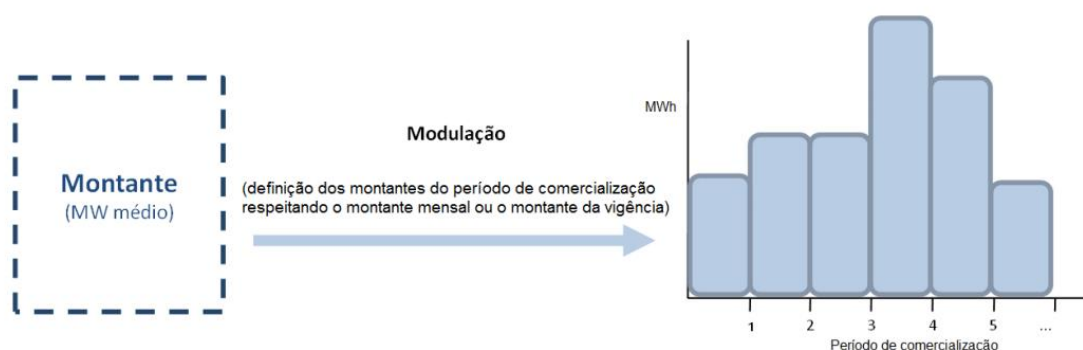


Fonte: (CCEE, REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO - CONTRATOS, 2020)

Dessa forma, a definição da vigência e do montante consiste na discretização da sazonalidade do agente, de acordo com um perfil de entrega previamente validado pelas partes, independentemente da periodicidade do registro do contrato, ou da periodicidade da contabilização.

A distribuição do montante mensal/vigência pelo número de períodos de comercialização (modulação) é feita de acordo com um perfil de entrega, também, previamente validado entre as partes envolvidas na negociação do contrato, representada na Figura 09.

Figura 9 - Exemplificação do processo de modulação de montante por vigência contratual



Fonte: (CCEE, REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO - CONTRATOS, 2020)

De forma a facilitar a modulação do CCEAL, os agentes podem, de comum acordo, vincular sua modulação à medição de ativos de geração ou consumo. Dessa forma, os CCEAL com Modulação Vinculada possibilitam que a modulação do contrato seja realizada de forma automática pela CCEE, conforme um perfil pré-estabelecido atrelado à medição de um ativo específico ou um conjunto de ativos, desde que devidamente acordado entre as partes. Essa funcionalidade pode ser realizada de quatro maneiras distintas, sendo elas:

- a) Modulação de CCEAL declarada: as partes acordam bilateralmente o montante de energia que será entregue ao ativo do tipo carga por período de comercialização ao longo de um mês a ser contabilizado;
- b) Modulação de CCEAL conforme Carga ou conjunto de Cargas: Essa funcionalidade processa a modulação de um CCEAL conforme o perfil da medição apurada de uma carga específica ou um conjunto de cargas modeladas na CCEE. De modo semelhante ao CCEAL firmado entre

empresas do mesmo grupo econômico, cuja parte compradora pertence à categoria de distribuição;

- c) Modulação de CCEAL conforme Geração ou conjunto de Usinas: De modo análogo à funcionalidade disponível para modulação de CCEAL conforme uma carga ou conjunto de cargas, a modulação conforme geração vincula o processo de modulação de CCEAL ao perfil da medição apurada de uma usina ou um conjunto de usinas modeladas na CCEE; e
- d) Modulação de CCEAL conforme MRE: A modulação conforme o MRE permite às contrapartes de um CCEAL que o contrato seja modulado de acordo com o perfil realizado pelo conjunto de usinas que integram o MRE em todo o SIN.

Outra flexibilidade que pode ser incorporada aos contratos bilaterais de compra é a possibilidade de aumento ou redução dos montantes contratados. Esta flexibilidade equivale a uma opção embutida no contrato, onde o aumento do montante contratado equivale a uma opção de compra e a redução do montante contratado equivale a uma opção de venda.

Se para um determinado mês de fornecimento, o valor de aquisição de um contrato de curto prazo for inferior ao preço do contrato bilateral de compra, a opção de venda é exercida e o montante referente a esta redução é adquirido através do contrato de curto prazo. O ganho para o portfólio se dá pela diferença de preço dos dois contratos, o de longo e o de curto prazo.

Diferentemente dos contratos bilaterais de compra, os contratos bilaterais de venda devem atender as necessidades quanto a incerteza no montante consumido. Nestes contratos são permitidos ao consumidor a variação do montante contratado dentro de uma faixa entre um limite superior e um limite inferior. Esta variação atrelada ao consumo é denominada *Take or Pay* do contrato.

Nestes contratos, normalmente quando o consumo for superior ao limite máximo pré-estabelecido, o consumidor livre se compromete a pagar por este montante mínimo contratado ao preço pré-estabelecido em contrato com a valoração do excedente consumido ao preço do PLD. Caso o consumo seja inferior ao limite mínimo, normalmente o agente se compromete a entregar a energia excedente, porém a preços diferenciados, previamente definidos.

Outra flexibilidade importante nestes contratos é a permissão no caso das paradas programadas e não programadas da redução parcial ou total do fornecimento de energia. Estas reduções equivalem a uma opção de venda por parte dos consumidores livres e adicionam valor a estes contratos.

De maneira resumida, os pontos a serem observados nos contratos de compra e venda de energia são (AREND, 2017):

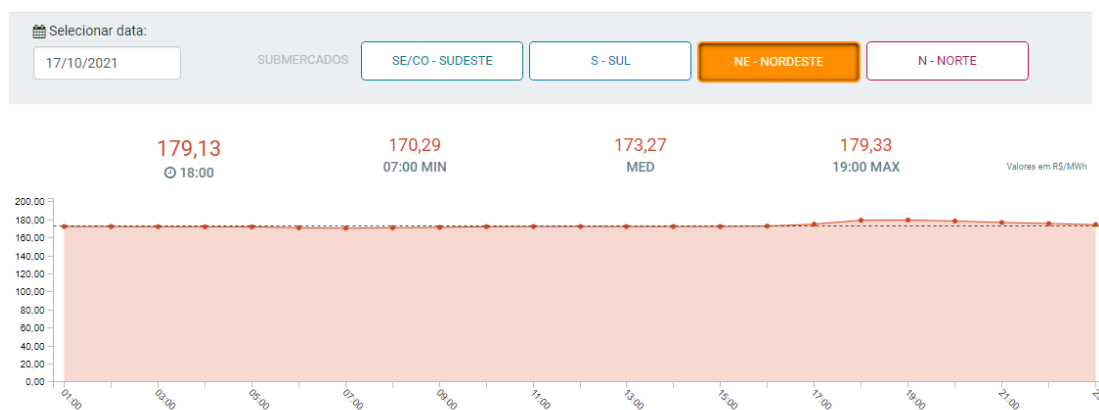
- a) Prazo de duração (vigência e período de fornecimento);
- b) Submercado brasileiro onde será realizada a entrega da energia;
- c) Montante/Volumes total de energia contratada em cada período;
- d) Flexibilidades de Volumes (Modulação e Sazonalização);
- e) Registro na CCEE;
- f) Preços e índice de reajuste por período para períodos maiores que 12 meses;
- g) Determinação de consumo/Volumes mínimo e máximo (Take or Pay);
- h) Condições de pagamentos; e
- i) Garantias.

2.2.2. Balanço Energético

Uma das principais atribuições da CCEE, conforme estabelecido no inciso VI do Artigo 2º do Decreto nº 5.177/2004, é realizar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no Sistema Interligado Nacional – SIN, bem como promover a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo (MCP).

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado, mediante consideração dos contratos e dos dados de medição registrados, sendo as diferenças positivas ou negativas valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), definido atualmente pela CCEE em base horária, conforme Figura 10.

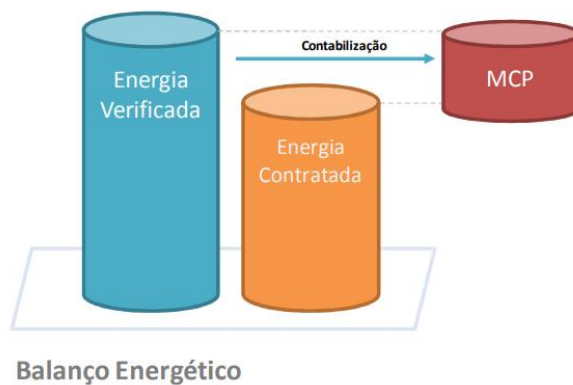
Figura 10 - Curva de PLD Horário para o submercado NE em 17/10/2021



Fonte: (CCEE, 2021)

Com base nessas duas informações (volumes contratados e volumes medidos), é processado o cálculo da contabilização e são computadas as quantidades negociadas no MCP. Dessa forma, pode-se dizer que o MCP corresponde à diferença apurada no balanço energético de cada agente da CCEE por período de comercialização, conforme ilustrado na Figura 11.

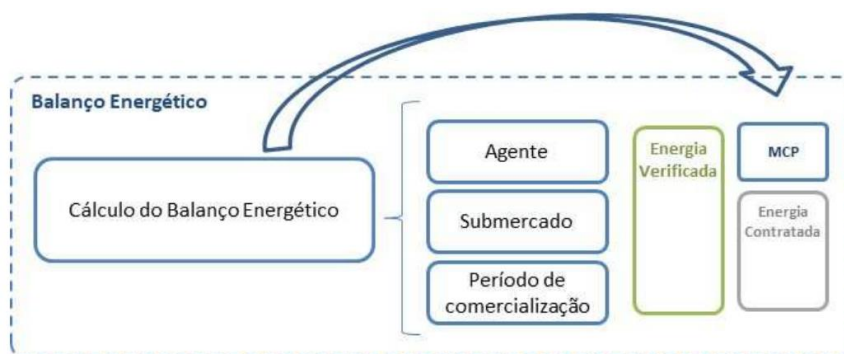
Figura 11 - Síntese do processo de balanço energético no Mercado de Curto Prazo - MCP



Fonte: (CCEE, REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO - BALANÇO ENERGÉTICO, 2020)

O Balanço Energético, portanto, é composto por uma sequência de cálculos com o objetivo de apurar as diferenças entre os volumes medidos e contratados de cada agente da CCEE como esquematizado na Figura 12.

Figura 12 - Variáveis envolvidas no processo de balanço energético do MCP



Fonte: (CCEE, REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO - BALANÇO ENERGÉTICO, 2020)

2.2.3. O Processo de Migração ao Mercado Livre de Energia

O primeiro passo do processo de migração ao ACL é a realização da denúncia do contrato com a distribuidora através do envio da carta denúncia: informe de que o consumidor não irá mais contratar energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulado. Vale ressaltar que os prazos para a denúncia do contrato devem ser verificados no atual contrato de fornecimento e, caso o consumidor deseje realizar a rescisão contratual antes da data fim, há a possibilidade do pagamento de multas rescisórias.

Efetuada a denúncia do contrato com a distribuidora, o próximo passo será o cadastro pessoal do candidato a agente no site da CCEE, no menu “Minha CCEE” na página inicial do site. Feito o cadastro pessoal, deverá ser realizado o cadastro dos dados da empresa no menu “Minhas Empresas”. Após o cadastro de todos os dados da empresa, o candidato deverá realizar o download do boleto do emolumento, efetuar seu pagamento e aguardar a confirmação automática do pagamento. O valor do emolumento é de R\$ 6.503,005, sendo a sua quitação necessária para custear todas as atividades da CCEE no processo de migração do candidato à agente.

Após essas primeiras ações prévias do candidato a agente, os processos de habilitação comercial e técnica deverão ser feitos em paralelo.

2.2.3.1. Processo de habilitação comercial

Para o processo de habilitação comercial, as seguintes etapas descritas na Figura 13 devem ser seguidas, sendo a realização delas no mesmo sistema da CCEE.

⁵ (CCEE, 2021).

Figura 13 - Processo de habilitação comercial do candidato a agente



Fonte: Elaboração Própria

Em Informações Financeiras, após o pagamento do emolumento, o candidato a agente deverá informar a conta corrente, que deverá ser aberta no banco custodiante no mesmo CNPJ da empresa cadastrada para adesão. Atualmente o banco custodiante é o Banco Bradesco, a agência é a Trianon – USP, sendo esta conta destinada exclusivamente para as operações na CCEE. Vale ressaltar que, caso a conta não seja aberta, haverá uma indicação de pendência para a conclusão do processo de adesão.

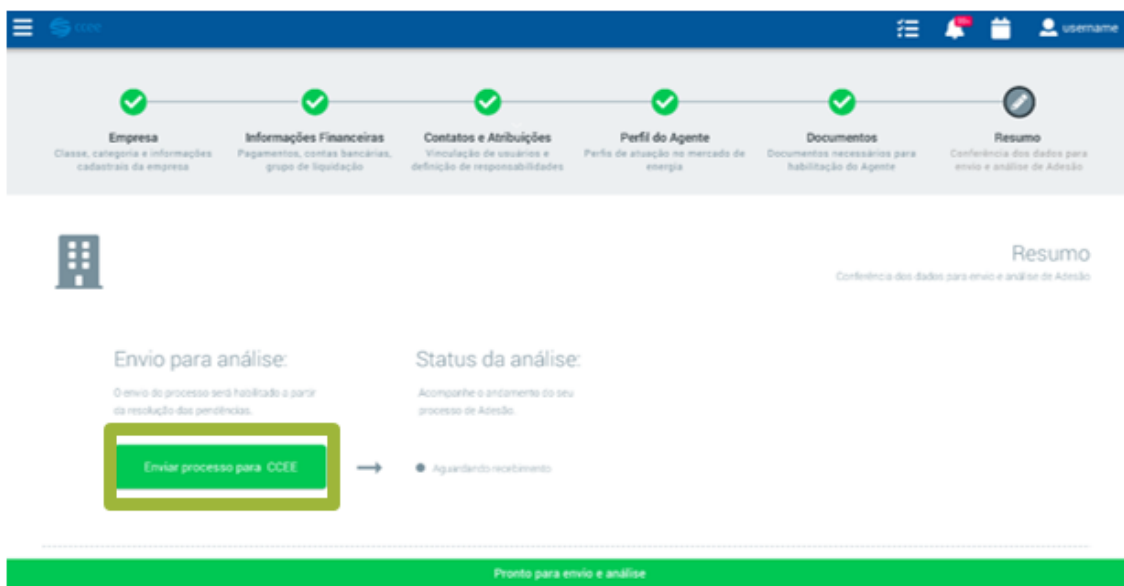
Na aba “Contatos e Atribuições”, o candidato a agente poderá realizar o cadastro e indicar o tipo de acesso e responsabilidades que os contatos vinculados à empresa terão. Caso o candidato faça a escolha de ser representado por uma empresa, a empresa representante deverá ser cadastrada dentro de uma das seguintes opções:

- a) Representação Operacional Parcial: O representante pode realizar apenas operações e interações em nome do representado correspondente às atribuições que foram concedidas a representação. As questões financeiras permanecem de responsabilidade do representado;
- b) Representação Operacional Total: O representante pode realizar todas as operações e interações em nome do representado perante a CCEE. As questões financeiras permanecem de responsabilidade do representado; e
- c) Representação Contábil: O representante pode realizar todas as operações e interações em nome do representado, inclusive sendo responsável pelos aspectos financeiros perante a CCEE.

Realizado o processo de definição de contatos e atribuições, tanto o candidato a agente com características de consumidor especial como de consumidor livre terá seus perfis de agente criados automaticamente, não havendo a necessidade da realização de nenhum cadastro adicional. Na etapa “Envio de Assinatura de Documentos”, o candidato deverá inserir a documentação requerida de acordo com sua classe e categoria. A documentação necessária para a adesão está disponível no PdC Módulo 1 – Submódulo 1.

Após a conclusão de todos os processos da fase de Habilitação Comercial, o candidato a agente deverá enviar o processo para análise da CCEE, através da aba “Resumo”, como ilustra a Figura 14. Caso haja a indicação de alguma pendência no processo, ele será retornado com a indicação do item a ser revisado/concluído. Após a eventual pendência ser concluída, basta realizar novo envio do processo por meio da aba “Resumo”.

Figura 14 - Envio de todo o processo de habilitação comercial para análise da CCEE



Fonte: (CCEE, 2020).

A CCEE terá 05 (cinco) dias úteis (5 du) para realizar a análise do processo de adesão. Caso o processo não seja concluído em até 12 (doze) meses, ele será cancelado.

2.2.3.2. Processo de habilitação técnica

O processo de habilitação técnica, o qual deve ser realizado em paralelo ao processo de habilitação comercial, consiste nas etapas de adequação física do Sistema de Medição para Faturamento (SMF) e modelagem do(s) ativo(s). Tais atividades devem ser realizadas de forma simultânea, como esquematiza a Figura 15.

Figura 15 - Macroprocessos da habilitação técnica



Fonte: (CCEE, 2020)

A adequação ou a implantação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF), nos moldes do Módulo 12 dos Procedimentos de Rede do ONS, do Módulo 5 dos Procedimentos de Distribuição da ANEEL, dos Procedimentos e Regras de Comercialização da CCCE e da legislação vigente, é parte indispensável para a migração de unidade consumidora para o mercado livre de energia. O candidato a agente deverá:

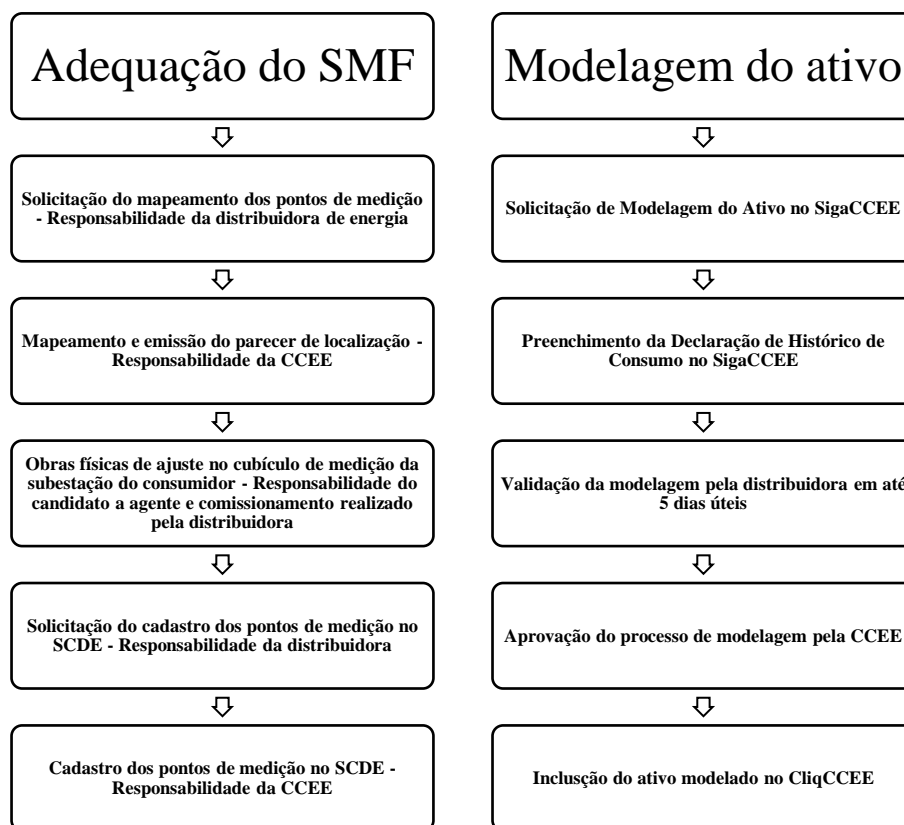
- a) Solicitar sua adesão à CCEE, em conformidade com os Procedimentos de Comercialização, apresentar as informações necessárias para permitir que a distribuidora solicite o Parecer de Localização do Ponto de Medição e comunicar o cadastro da solicitação de adesão pela CCEE;
- b) Providenciar as adequações no cubículo de medição e/ou na subestação em conformidade com a notificação emitida pela distribuidora e com as normas técnicas referidas; e
- c) Após a conclusão das obras, instalações de painel elétrico / medidor e configuração da VPN de comunicação de dados, agendar Comissionamento com a distribuidora.

Em paralelo ao processo de adequação do Sistema de Medição para Faturamento, a modelagem do(s) ativo(s) deve ser realizada. Por ativo entende-se a representação contábil da(s) empresa(s) cadastrada(s) nos procedimentos iniciais da adesão, anterior à habilitação comercial. Modelar o ativo é, portanto, solicitar a inclusão do candidato a agente no sistema CliqCCEE, momento no qual o ativo passará a constar no sistema de contabilização e liquidação de operações da CCEE. Tal processo consiste na realização de 2 atividades em paralelo no sistema SigaCCEE:

- a) Solicitação de Modelagem de Ativo(s) – SMA; e
- b) Declaração de Histórico de Consumo – DHC;

A Declaração de Histórico de Consumo – DHC – ocorre em paralelo à SMA e é também realizada no SigaCCEE. É responsabilidade do candidato a agente (tanto consumidor livre ou especial, como também autoprodutores) e consiste na inserção no SigaCCEE de dados de montante mensal de consumo energético, em MWh, da unidade consumidora quando ela era participante do Ambiente de Contratação Regulado, em um histórico de tempo de 27 meses. Sinteticamente, a Figura 16 descreve o processo de habilitação técnica.

Figura 16 - Síntese do processo de habilitação técnica



Fonte: Elaboração Própria

2.3. Autoprodução de Energia

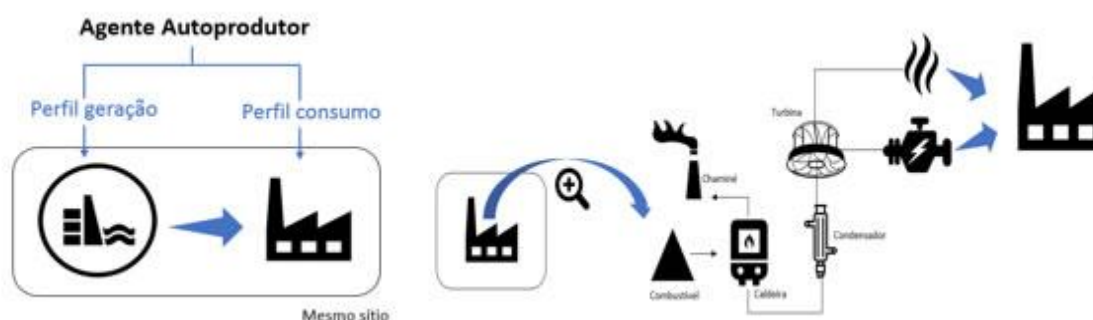
A geração de energia no âmbito do Ambiente de Contratação Livre ocorre sobretudo através de dois modelos: Produção Independente de Energia (PIE) e Autoprodução (APE).

A PIE e o APE foram regulamentados pelo Decreto n° 2003/1996, que define em seu art. 2° o PIE como 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 e o APE como a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

Por meio da APE, os geradores assumem e operam o risco de preço e garantia de suprimento energético, reduzindo custos e garantindo a competitividade em suas atividades. Além disso, produzir a própria energia permite às empresas seguirem uma política interna própria de produção/consumo, amplificando o domínio sobre o insumo e agregando valor estratégico ao seu produto. A APE pode ter sua instalação física tanto junto à carga (in situ), modelo de negócios representado de maneira ilustrativa na Figura 17, ou de forma remota, quando geração e consumo se dão em locais distintos. Neste caso, torna-se necessário o uso oneroso de redes de transmissão/distribuição.

Figura 17 - Modelo de negócios típico para autoprodução de energia



Fonte: ABIAPE - Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia.

Um modelo de negócios clássico para APE consiste em um consumidor investir na instalação de uma usina geradora para seu uso exclusivo, dentro de sua(s) unidade(s) produtiva(s) ou em local a sua escolha, assumindo todos os riscos atrelados. Como vantagem, ele tem isenção sobre a energia autoconsumida dos encargos setoriais que oneram a conta de energia, como Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Outra vantagem desse modelo é que a energia não consumida pode ser vendida no mercado. Como o próprio consumidor é proprietário da usina, não se faz necessário o firmamento de contratos de fornecimento de energia, garantindo maior previsibilidade dos custos e melhor controle operacional. Esse modelo é ideal para consumidores com alta demanda energética que não podem ficar expostos à volatilidade de preços, às incertezas das condições de fornecimento e que necessitam de previsibilidade de custos.

Outro modelo de negócio interessante para APE é feito através da locação de cotas de usinas diretamente para os consumidores finais agentes do ACL. Nesse modelo de negócios o consumidor se livra do risco e do trabalho de administrar e operar uma usina de geração de energia, deixando a execução desse serviço para os agentes geradores que possuem expertise no ramo. Os contratos dentro desta estrutura costumam ter longos prazos de duração, pelo menos 10 anos, garantindo, para os consumidores, segurança no fornecimento e, para os geradores, segurança na receita.

Ressalta-se a existência um terceiro modelo de geração: a autoprodução equiparada à produção independente de energia. A Lei nº 11.488/2007 em seu art. 26º, definiu os requisitos cumulativos para a equiparação, quais sejam:

“I - que venha a participar de sociedade de propósito específico constituída para explorar, mediante autorização ou concessão, a produção de energia elétrica;

II - que a sociedade referida no inciso I deste artigo inicie a operação comercial a partir da data de publicação desta Lei; e

III - que a energia elétrica produzida no empreendimento deva ser destinada, no todo ou em parte, para seu uso exclusivo.

§ 1o A equiparação de que trata este artigo limitar-se-á à parcela da energia destinada ao consumo próprio do consumidor ou a sua participação no empreendimento, o que for menor.

§ 2o A regulamentação deverá estabelecer, para fins de equiparação, montantes mínimos de demanda por unidade de consumo.

§ 3o Excepcionalmente, em até 120 (cento e vinte) dias contados da data de publicação desta Lei, os investidores cujas sociedades de propósito específico já tenham sido constituídas ou os empreendimentos já tenham entrado em operação comercial poderão solicitar à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL a equiparação de que trata este artigo.

§ 4o A participação no empreendimento de que trata o § 1o será calculada como o menor valor entre:

I - a proporção das ações com direito a voto detidas pelos acionistas da sociedade de propósito específico outorgada; e

II - o produto da proporção das ações com direito a voto detidas pelos acionistas da sociedade diretamente participante da sociedade de propósito específico outorgada pela proporção estabelecida no inciso I.”

A Figura 18 ilustra os benefícios em termos de isenção de encargos setoriais sobre a energia autoconsumida para os modelos de negócio citados (PIE, APE a partir da construção de empreendimento próprio, APE por locação de ativos e APE equiparada a PIE).

Figura 18 - Benefícios tarifários concedidos aos variados modelos de negócios de geração de energia no ACL

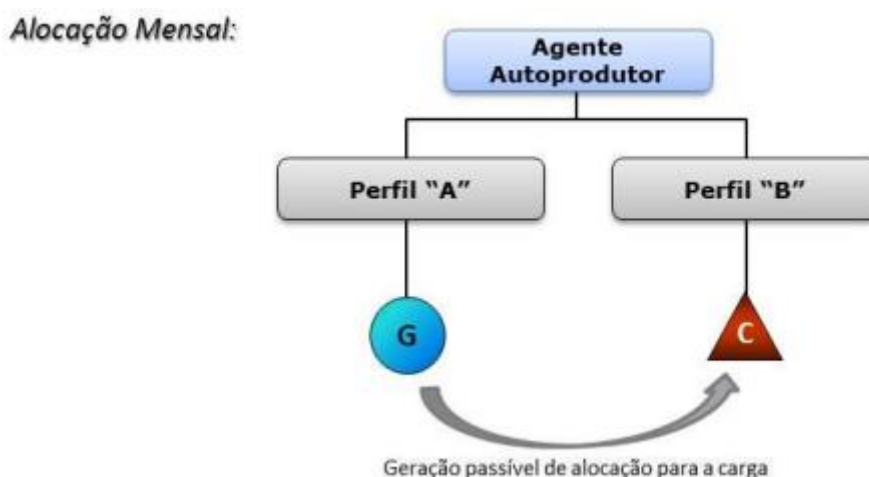
ENCARGOS INCIDENTES	PIE	PIE – EQUIPARADO	APE - LONGE DA CARGA	APE JUNTO À CARGA
ESS	Incidência Normal	Incidência Normal	Parte do ESS	Não Incide
EER	Incidência Normal	Incidência Normal	Não Incide	Não Incide
CDE	Incidência Normal	Não Incide	Não Incide	Não Incide
PROINFA	Incidência Normal	Não Incide	Não Incide	Não Incide
TFSEE	Incidência Normal	Incide acima de 5 MW Não incide até 5 MW	Incide acima de 5 MW Não incide até 5 MW	Incide acima de 5 MW Não incide até 5 MW
TUSD	Regra Normal	Regra Normal	Regra Normal	Regra Normal
ICMS	Incidência Normal	Incidência Normal	Pode não Incidir – Ação Judicial	Não Incide
P&D	Não Incide	Não Incide	Não Incide	Não Incide

Fonte: (Greener, 2021)

2.3.1. Alocação de Geração Própria

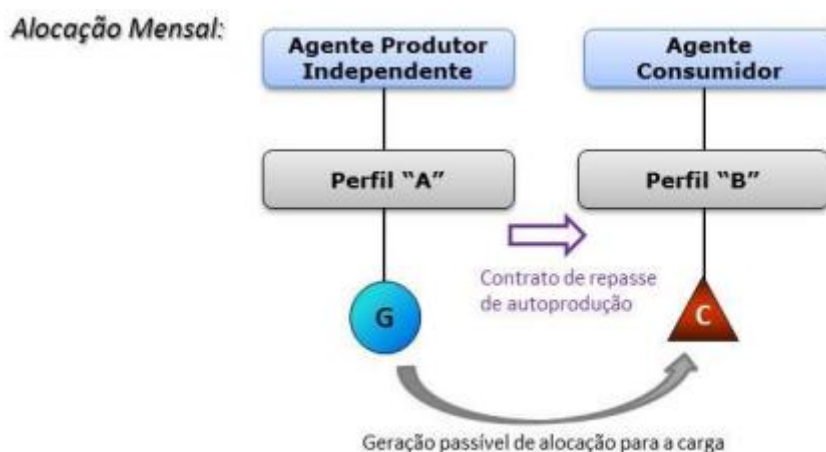
Para agentes autoprodutores, produtores independentes de energia ou autoprodutores equiparados (com participação societária em uma Sociedade de Propósito Específico), os quais possuem como benefício a isenção de alguns encargos setoriais incidentes sobre a TUSD/TUST, faz-se necessário um processo denominado Alocação de Geração Própria (AGP) que consiste na definição do montante energético gerado que será destinado ao consumo das cargas. Neste íterim, destacam-se dois cenários principais, os quais estão representados pelas Figuras 19 e 20.

Figura 19 – Cenário agente autoprodutor



Fonte: (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2020)

Figura 20 - Cenário agente autoprodutor equiparado



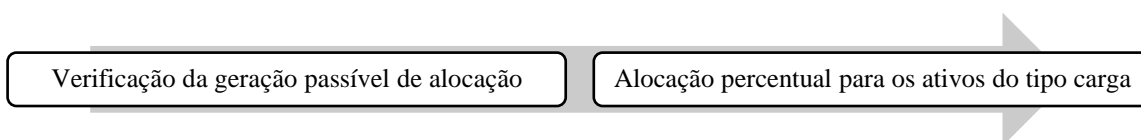
Fonte: (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, 2021)

No primeiro cenário, o ativo de geração está modelado sob o mesmo agente que possui também um perfil de cargas. Nesse caso a geração será contabilizada juntamente com o consumo mensal do agente. Para este cenário, não se faz necessária a celebração de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL). Já para o segundo cenário, o agente consumidor, com perfis de agente do tipo carga, possui participação societária em um SPE modelada sob a forma de um produtor independente de energia (PIE), o consumidor, portanto, passará a operar sob a condição de autoprodutor equiparado, fazendo jus a isenção de alguns encargos setoriais, tais como a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Para este cenário, contratos de compra de energia devem ser celebrados entre o agente vendedor (PIE) e o agente comprador (APE

equiparado), devendo tais contratos serem inseridos no sistema de contabilização e liquidação da CCEE (CliqCCEE). Para ambos os cenários expostos a alocação mensal de energia definida pelos agentes será a base para o cálculo dos benefícios tarifários concedidos a agentes caracterizados como autoprodutores ou autoprodutores equiparados.

O processo de alocação de geração própria (AGP) é dividido em dois subprocessos principais, conforme representado pela Figura 21.

Figura 21 - Esquemático do processo de AGP



Fonte: Elaboração Própria

A verificação da geração passível de alocação consiste no cálculo representado pela equação a seguir, na qual GPA se refere à geração passível de alocação preliminarmente e CCEAR, contratos de compra de energia no ambiente regulado.

$$GPA_{preliminar} = Geração - CCEAR - Perdas$$

Após a verificação da geração passível de alocação preliminarmente, multiplica-se o valor encontrado pelo percentual de participação do ativo do tipo carga no ativo do tipo de geração. No caso de agentes autoprodutores, esse percentual costuma ser 100%, enquanto para autoprodutores equiparados, tal percentual é a participação societária do ativo tipo carga na SPE ou consórcio produtor independente de energia. Com isto, chega-se na geração passível de alocação final.⁶

O próximo passo é a alocação percentual da geração passível de alocação para cada uma das cargas modeladas sob o perfil do agente autoprodutor, ou agente produtor equiparado. Com isto, chega-se ao montante de energia efetivamente autoconsumido, ou seja, o montante sobre o qual calcular-se-á a isenção dos encargos setoriais⁷.

⁶ Ressalta-se que tal valor é limitado ao consumo mensal das unidades consumidoras modeladas.

⁷ Vale ressaltar que o processo de AGP ocorre em base mensal e tem a finalidade de verificar o montante energético sobre o qual os encargos setoriais serão isentos, bem como o montante energético que o agente gerador terá direito de venda no ACL. Tal processo difere do balanço energético, que por sua vez é realizado em base horária (período de comercialização), por perfil de agente e por submercado.

2.3.2. Solicitação de Outorga, Registro e Conexão da Central Geradora Autoprodutora

A Resolução Normativa nº 876, de 10 de março de 2020, estabelece os requisitos e procedimentos necessários para obtenção de outorga de autorização para exploração comercial de centrais geradoras de fonte incentivada com potência superior a 5 MW, bem como a implementação de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida, destinada à figura do autoprodutor de energia e do produtor independente. Sinteticamente, a Figura 22 esquematiza os procedimentos necessários para o requerimento de outorga de autorização para usinas de fonte incentivada com potência igual ou superior a 5 MW.

Figura 22 - Fluxograma do processo de requerimento de outorga para centrais geradoras acima de 5 MW



Fonte: Elaboração Própria, com base na REN nº 876/2020

O pedido de requerimento de outorga de autorização poderá ser feito pelo representante legal da empresa, conforme instruções disponíveis no site da ANEEL, mediante a apresentação da documentação listada no Anexo I da REN 876 de 2020.

Os requerimentos de outorga para a exploração de centrais geradoras de fonte incentivada serão objeto de publicação de Despacho de Registro do Requerimento de Outorga (DRO), o qual tem como finalidade facilitar a obtenção de pedidos de informação de acesso pela concessionária de distribuição ou de transmissão, bem como facilitar a obtenção de licenças e/ou autorizações dos órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental, dentre outros órgãos públicos federais, estaduais ou municipais.

Após a emissão do DRO, o interessado poderá dar início, por sua conta e risco, a todas as atividades necessárias para a implementação do empreendimento de geração de energia e a seguinte documentação deve ser apresentada no sítio eletrônico da ANEEL, transcrita do Anexo II da REN nº 876/2020:

- a) Licença ambiental compatível com a etapa do projeto;
- b) Informação de Acesso, emitida pela concessionária de distribuição de energia elétrica, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, ou

ainda, excepcionalmente, pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, a respeito da viabilidade da conexão do empreendimento. Tal documento deve ser apresentado à ANEEL em até 60 (sessenta) dias após sua emissão.

- c) Sumário executivo para emissão de outorga;
- d) Cronograma físico completo da implantação da central geradora fotovoltaica, com destaque para as seguintes atividades:
 - a. início das obras civis das estruturas;
 - b. início da montagem dos arranjos fotovoltaicos;
 - c. início das obras da Subestação (SE) e/ou da Linha de Transmissão (LT) de Interesse Restrito;
 - d. início da operação em teste da unidade geradora; e
 - e. início da operação comercial da unidade geradora.
- e) Arranjo geral da central geradora;
- f) Diagrama unifilar simplificado do empreendimento;
- g) Estudo simplificado contendo os dados de pelo menos 1 (um) ano de medição realizada por meio de estação solarimétrica instalada no local do empreendimento, referentes às leituras de irradiação global horizontal, ou de irradiância global, difusa e direta – podendo ou a componente difusa ou a componente direta ser calculada. Esse estudo deve apresentar as curvas de “dia médio” para cada mês do ano e histograma com a distribuição de frequência anual da irradiância solar, de forma a subsidiar a previsão da produção anual de energia da UFV; e
- h) Sumário de Certificação de medições solarimétricas e de estimativa da produção anual de energia elétrica associada ao empreendimento, emitida por certificador independente, com base em série de dados.

Após a apresentação desta documentação, o Ato de Outorga deverá ser emitido. Após a emissão do ato, o empreendimento deverá ser implementado e ter sua conexão efetivada na rede de distribuição ou de transmissão em até 36 meses.

Dessa forma, verifica-se que a solicitação de acesso, e posterior emissão do parecer de acesso pela distribuidora ou pelo ONS, deve ser feita após a obtenção do Ato de Outorga pela ANEEL (Poder Concedente). Após a obtenção do parecer de acesso, diz-se que a central geradora está em fase *Ready to Build* (RTB).

Em caso de central geradora na modalidade de Produção Independente de Energia (PIE), geralmente os empreendedores optam pela celebração do contrato de venda de energia na modalidade de *Power Purchase Agreement (PPA)*. Após a confirmação de tal acordo de venda, diz-se que o empreendimento está em fase *Ready to Finance (RTF)*, podendo, portanto, ter sua construção iniciada e dentro de um prazo de 36 meses, conforme REN ANEEL n° 876/2020, deve ter sua conexão à rede efetivada.

Após a conexão do ativo, ele deve passar por um processo de modelagem na CCEE e posterior processo de Alocação de Geração Própria (AGP), no caso de um agente autoprodutor de energia, seja ele equiparado ou não. Tendo todos estes passos sido concluídos, a operação comercial do agente autoprodutor se inicia.

2.3.2.1. Registro de Centrais Geradoras de Potência Reduzida

Para ativos de geração, caracterizados como APE ou PIE, cujas capacidades instaladas sejam menores ou iguais a 5 MW, a REN n° 876/2020 estabelece que apenas uma comunicação de implantação será necessária, conforme a seguinte transcrição do Capítulo V da referida resolução:

“Art. 20. A implantação de EOL, UFV, UTE e outras fontes alternativas, com capacidade instalada reduzida deverá ser comunicada à ANEEL.

§ 1º Para fins de comunicação, o interessado deverá cadastrar as informações sobre seu empreendimento, após sua implantação, conforme determinações disponíveis no sítio da ANEEL na internet.

§ 2º A comunicação não isenta o empreendedor das obrigações ambientais e exigências requeridas pelos órgãos públicos federais, estaduais ou municipais, não gerando qualquer imputação de responsabilidades à ANEEL ou ao Poder Concedente.

Art. 21. É assegurada às centrais geradoras com capacidade instalada reduzida e registradas na ANEEL a comercialização de energia e o livre acesso às instalações de distribuição e de transmissão de energia elétrica, nos termos da legislação vigente.”

2.3.2.2. Conexão de Centrais Geradoras APE em Redes de Distribuição ou de Transmissão

As informações aqui apresentadas foram retiradas do documento Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, em

especial o Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição. As etapas que constituem os procedimentos de acesso ao sistema de distribuição/transmissão são listadas a seguir:

- a) Consulta de acesso⁸: é a relação entre concessionária e os agentes com o objetivo de obter informações técnicas que subsidiem os estudos pertinentes ao acesso, sendo facultado ao acessante a indicação de um ponto de conexão de interesse;
- b) Informação de acesso: é a resposta formal e obrigatória da acessada à consulta de acesso, o documento por meio do qual a distribuidora acessada apresenta a alternativa de conexão da central geradora, selecionada de acordo com o critério de mínimo custo global, e esclarece os procedimentos a serem seguidos pela central geradora para posterior formalização da solicitação de acesso;
- c) Solicitação de acesso: é o requerimento acompanhado de dados e informações necessárias a avaliação técnica de acesso, encaminhado à concessionária para que possa definir as condições de acesso. Esta etapa se dá após a validação do ponto de conexão informado pela concessionária ao acessante; e
- d) Parecer de acesso: é a resposta da solicitação de acesso, sendo o documento formal obrigatório apresentado pela acessada onde são informadas as condições de acesso (compreendendo a conexão e o uso) e os requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações do acessante.

A consulta de acesso e a solicitação de acesso devem ser enviadas inicialmente à distribuidora/transmissora titular de concessão ou permissão na área de instalação da usina com antecedência compatível à data de entrada em operação pretendida para o empreendimento, considerando os prazos necessários para elaboração de informação de acesso e de parecer de acesso, para celebração dos contratos de uso e conexão e para execução de eventuais obras.

2.3.2.2.1. Consulta e Informações de Acesso

A central geradora (acessante) deve enviar um documento para a acessada (distribuidora/transmissora) com a formalização da consulta de acesso à rede, fornecendo

⁸ No caso de uma central autoprodutora menor ou igual a 5 MW de potência (centrais que necessitam apenas de registro na ANEEL), a consulta de acesso, bem como a informação de acesso, não é etapa obrigatória.

informações sobre o empreendimento de geração por meio de formulários específicos, sendo facultada a indicação de um ponto de conexão de interesse exato.

Segundo o PRODIST, nos casos em que o acessante é uma central geradora dos tipos termelétrica, eólica, fotovoltaica ou de outras fontes alternativas, deve ser apresentado a distribuidora, no ato da consulta de acesso, o despacho de recebimento do requerimento de outorga⁹ publicado pela ANEEL, em complemento aos demais documentos solicitados pela distribuidora.

Após os prazos normativos para elaboração dos estudos pertinentes e requisição de informações adicionais, a distribuidora deve emitir a Informação de Acesso, contendo obrigatoriamente descrição da alternativa de conexão selecionada de acordo com o critério de mínimo custo global, com a apresentação das alternativas avaliadas e respectivas estimativas de custos e justificativas, do descritivo de etapas e de prazos e das demais informações sobre formulários, documentos e estudos de responsabilidade da central geradora a serem apresentados por ocasião de posterior solicitação de acesso, sendo a distribuidora acessada responsável por disponibilizar à central geradora informações atualizadas do sistema elétrico e demais dados de sua responsabilidade necessários à elaboração dos referidos estudos (PRODIST – Módulo 3).

2.3.2.2.2. Solicitação e Parecer de Acesso

A Solicitação de Acesso é uma etapa obrigatória a todos os tipos de acessantes, e deve ser encaminhada à distribuidora/transmissora contendo todos os documentos e formulários listados na Informação de Acesso, ou solicitados pela distribuidora por outros meios, no caso daqueles em que a etapa de Informação de Acesso não é obrigatória e não foi realizada.

No caso de acessante do tipo central geradora que não está dispensada de concessão, autorização ou permissão do poder concedente, os documentos enviados na Solicitação de Acesso devem incluir o ato de outorga e parecer do ONS contendo a modalidade de operação da usina, conforme o Módulo 26 dos Procedimentos de Rede.

Além de ratificação das informações enviadas durante a Consulta de Acesso, caso realizada, na etapa de Solicitação de Acesso o acessante deve realizar os estudos de integração do empreendimento de sua responsabilidade indicados pela distribuidora

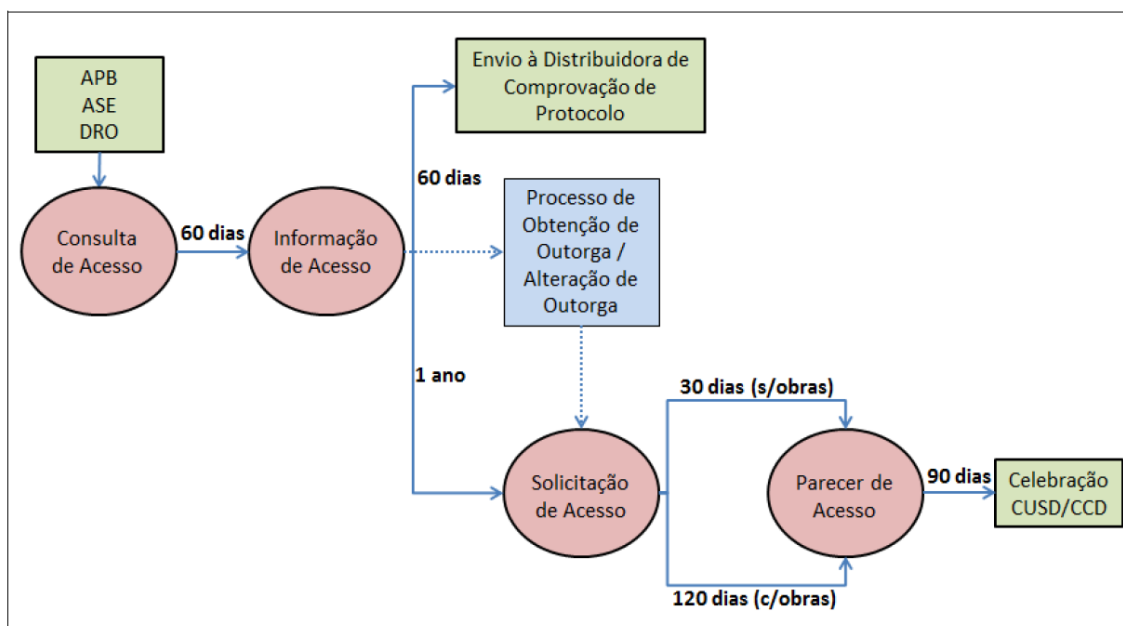
⁹ Documento a ser solicitado para a ANEEL no início do procedimento de requerimento de outorga/autorização. Válido para centrais acima de 5 MW de potência.

acessada e seguir suas responsabilidades em relação aos estudos específicos de qualidade da energia elétrica para fins de acesso ao sistema de distribuição dispostas no Módulo 8 do PRODIST.

Em resposta ao pedido de Solicitação de Acesso, a distribuidora deve emitir o Parecer de Acesso, documento por meio do qual a distribuidora acessada consolida a avaliação sobre a viabilidade técnica do acesso solicitado, de forma que o sistema elétrico contemple os requisitos para atendimento ao acessante interessado e mantenha o atendimento aos demais acessantes dentro dos requisitos definidos no PRODIST, devendo ser referenciado no Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD e no Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição – CCD correspondentes.

A Figura 23 mostra o resumo para viabilização do acesso para centrais geradoras em processos padrões, cabíveis de algumas exceções que podem ser conferidas no documento oficial.

Figura 23 - Etapas para viabilização do acesso para centrais geradoras em processos padrões

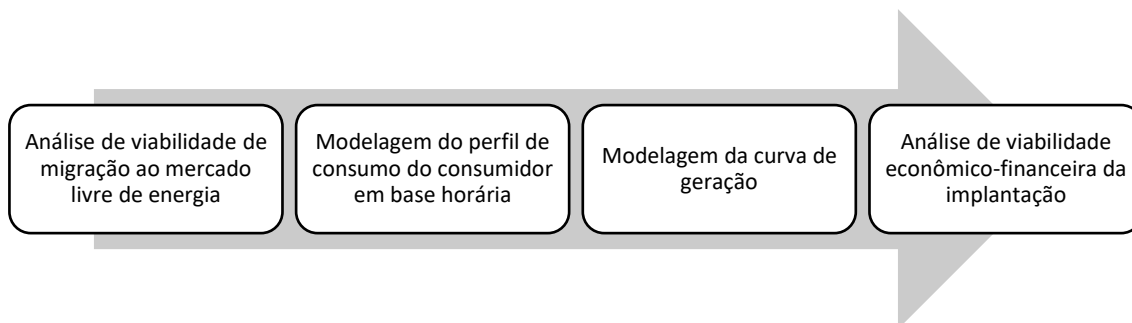


Fonte: PRODIST – Módulo 3 (Revisão 07)

3. Metodologia

Para a análise de viabilidade da implantação de uma usina autoprodutora de energia, o fluxograma da Figura 24 pode ser empregado.

Figura 24 - Metodologia para análise de viabilidade para implantação de uma usina autoprodutora de energia



Fonte: Elaboração Própria

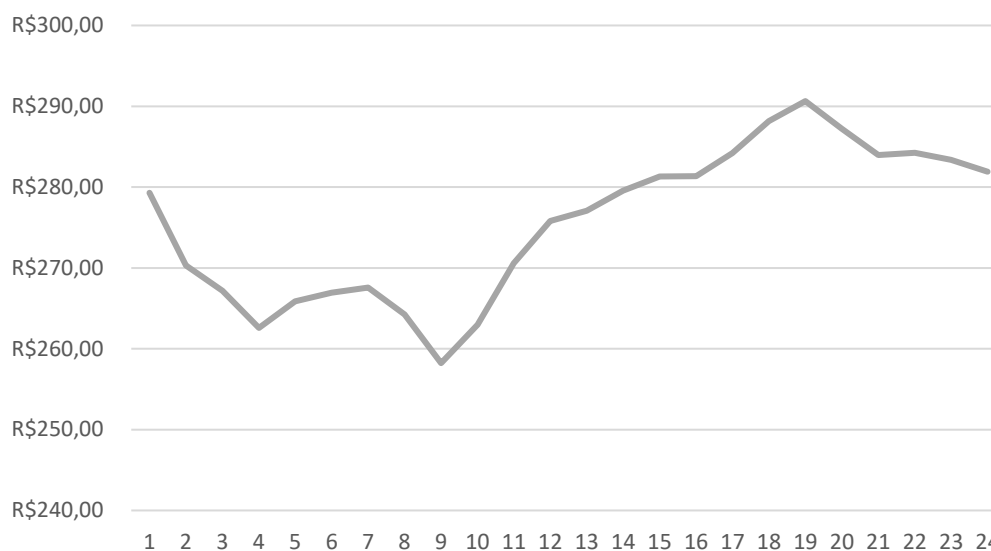
O primeiro passo é a análise de viabilidade para a migração do cliente cativo ao mercado livre de energia, visto que um agente autoprodutor possui todas as suas operações no âmbito do Ambiente de Contratação Livre (ACL). Para tanto, a metodologia mais empregada no mercado é o método denominado de *Break-Even Point*, ou simplesmente método do ponto de equilíbrio. A aplicação deste retorna um valor de tarifa de energia (R\$/MWh) que se fosse aplicado pelo agente vendedor de energia ao agente comprador não traria ao consumidor do ACL vantagem ou desvantagem econômica na migração. Recomenda-se, pois, que a migração seja feita somente quando a tarifa de energia proposta ao consumidor for minimamente inferior em 10% ao valor de encontrado na aplicação do método do ponto de equilíbrio.

O segundo passo, no caso de a análise anterior apontar em resultado positivo, é a modelagem do perfil de consumo do futuro agente autoprodutor em base horária, devendo haver o descritivo do consumo energético do agente para cada hora de um dia típico. Conforme indicado no subitem 2.2.2. – Balanço Energético no MCP – todos os agentes pertencentes ao ACL se submetem a um processo de balanço energético, o qual contabiliza se um dado agente consumiu mais energia do que possuía em contrato, e vice-versa. Atualmente, a CCEE realiza o processo de balanço energético em base horária: para cada hora de um dado mês de referência é verificado se um agente possuía energia contratada, ou geração de energia, o suficiente para suprir toda sua demanda energética naquela dada hora. Esse processo é feito por agente, para cada hora de um mês de referência e por submercado. Caso seja verificado que o agente não possuía contrato ou geração suficiente para a garantia do lastro energético em uma dada hora do mês de referência, a diferença entre a energia verificada e a contratada (ou gerada) é valorada ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD – R\$/MWh) para a hora em análise. Esse valor

é então pago pelo agente durante o processo de liquidação financeira no mercado livre de energia.

O Gráfico 01 ilustra o comportamento médio do PLD horário para o submercado Nordeste até o dia 08 de agosto de 2021. Percebe-se, por ele, que o PLD apresentou na média maiores valores depois das 18:00 e menores valores anterior as 10:00 da manhã.

Gráfico 1 - Curva de PLD horário médio para o Submercado Nordeste



Fonte: Elaboração Própria com base em (CCEE, 2021)

Após a modelagem da curva de consumo diário, o futuro agente deve analisar a curva diária de geração da usina que o fornecerá lastro energético. Para uma solução pautada na tecnologia fotovoltaica, temos a curva descrita no subitem 2.1.4. deste trabalho. Para uma usina fotovoltaica típica, a qual possui geração com perfil parabólico com pico ao meio-dia e valores de geração nulos quando não há recurso solar, atendendo ao consumo de um agente autoprodutor, temos que nos horários nos quais não há geração, sobretudo a noite, o agente autoprodutor não teria energia suficiente para garantia do seu lastro, estando, dessa forma, exposto negativamente ao PLD. Esta análise ilustra a importância da consideração do perfil horário de consumo energético de um agente que almeja tornar-se um autoprodutor de energia juntamente com o estudo do perfil horário de geração da futura usina.

Por fim, após a constatação de que com a geração de energia proveniente da usina modelada o agente autoprodutor não irá sofrer consequências da exposição negativa ao PLD, deve-se realizar a análise de viabilidade econômico-financeira da implantação

proposta. As seguintes métricas são verificadas para tanto: tempo de retorno do investimento (*payback*), taxa interna de retorno (TIR) e valor presente líquido (VPL).

Após percorrer todas estas etapas, e sendo constatado que a implantação da usina autoprodutora de energia será benéfica para o futuro agente, recomenda-se, pois, a implantação.

3.1. Análise de Viabilidade ao Mercado Livre de Energia

De forma geral, o método do ponto de equilíbrio objetiva a determinação de uma tarifa de energia (R\$/MWh) que se aplicada pelo agente vendedor de energia não faria efeito em termos de economia, ou seja: caso essa TE fosse aplicada ao agente comprador, este não sentiria efeito financeiro algum com migração. As equações a seguir ilustram a lógica por trás dessa metodologia. A equação (2) determina o valor do break even: caso a TE ofertada pelo agente vendedor seja minimamente 10% menor que o valor do break even, a migração é recomendada devido sua viabilidade financeira.

$$TUSD_{ACL}(R\$) + TE_{ACL}(R\$) = TUSD_{ACR}(R\$) + TE_{ACR}(R\$) \quad (1)$$

$$TE_{ACL}(R\$) = V_{be}(R\$) = TUSD_{ACR}(R\$) + TE_{ACR}(R\$) - TUSD_{ACL}(R\$) \quad (2)$$

Nas quais,

- a) $TUSD_ACL$ = Valor total referente à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicada no ACL;
- b) TE_ACL = Valor total referente à Tarifa de Energia aplicada no ACL;
- c) V_be = Valor do *Break-Even*, numericamente igual à TE_ACL ;
- d) $TUSD_ACR$ = Valor total referente à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicada no ACR; e
- e) TE_ACR = Valor total referente à Tarifa de Energia aplicada no ACR.

Para a determinação das parcelas referentes ao Ambiente de Contratação Regulado (ACR), utilizam-se as equações (3) e (4).

$$TUSD_{ACR}(R\$) = D_p * tUSD_{d_p} + D_{fp} * tUSD_{d_{fp}} + C_p * tUSD_{c_p} + C_{fp} * tUSD_{c_{fp}} \quad (3)$$

$$TE_{ACR}(R\$) = C_p * TE_p + C_{fp} * TE_{fp} \quad (4)$$

Nas quais,

- a) D_p = Demanda ativa paga na ponta (kW);
- b) $TUSD_d_p$ = TUSD de demanda na ponta (R\$/kW);

- c) D_{f_p} = Demanda ativa paga no fora ponta (kW);
- d) $TUSD_{d_fp}$ = TUSD de demanda no fora ponta (R\$/kW);
- e) C_{p} = Consumo ativo pago na ponta (kWh);
- f) $TUSD_{c_p}$ = TUSD de consumo na ponta (R\$/kWh);
- g) C_{fp} = Consumo ativo pago no fora ponta (kWh);
- h) $TUSD_{c_fp}$ = TUSD de consumo no fora ponta (R\$/kWh);
- i) TE_{p} = TE paga na ponta (R\$/kWh); e
- j) TE_{fp} = TE paga no fora ponta (R\$/kWh).

O valor parcial da conta de energia no ACL é obtido simplesmente pela adição da TUSD, calculada pela equação (3), com a TE, obtida a partir da equação (4). Após a obtenção do valor parcial de conta, faz-se necessária a adição dos tributos incidentes sobre a conta de energia dos consumidores cativos, tais como ICMS, PIS/PASEP e COFINS. Tal operação é realizada por meio da equação (5), a qual retorna o valor total de conta (VTC).

$$VTC_{ACR}(R\$) = \frac{TUSD_{ACR}(R\$) + TE_{ACR}(R\$)}{1 - (ICMS + \frac{PIS}{PASEP} + COFINS)} \quad (5)$$

Na qual,

- a) ICMS = Alíquota de ICMS praticada no estado do futuro agente. No caso do Ceará esta alíquota é de 27%;
- b) PIS/PASEP = Alíquota de PIS/PASEP incidente. No caso estudado, 0,71%; e
- c) COFINS = alíquota de COFINS praticada. No caso em tela, 3,13%.

Para o cálculo da TUSD a ser paga no Ambiente de Contratação Livre, faz-se necessária a consideração de percentuais de desconto incidentes sobre essa parcela resultantes da celebração de contratos de compra de energia incentivada no mercado livre de energia. Conforme a Resolução Normativa nº 77/2004¹⁰, os empreendimentos de geração de energia incentivada terão percentuais de 50%, 80% ou 100% de redução a ser aplicado à TUSD, incidindo tanto na demanda quanto no consumo da energia comercializada. (Oliveira, 2019). Para a realização do cálculo com a consideração do

¹⁰ A Lei nº 14.120 de março de 2021 informa que este desconto deixará de existir a partir de março de 2022, sendo ainda válido apenas para empreendimentos que obtenham Despacho de Requerimento de Outorga (DRO) ou sejam registrados na ANEEL até essa data e que iniciem sua operação comercial em até 48 meses após a emissão do DRO. Para fins da modelagem tratada neste trabalho, considerou-se ainda a incidência de desconto de 50% sobre a TUSD.

desconto, deve-se observar a modalidade tarifária na qual o futuro agente do ACL é faturado no ambiente cativo. A Tabela 01 ilustra como se deve proceder em caso de faturamento na modalidade tarifária horossazonal azul ou verde.

Tabela 1 - Aplicação do desconto sobre as parcelas que compõem a TUSD a ser paga no ACL por modalidade tarifária

Modalidade tarifária	Aplicação nas parcelas e forma de cálculo
Horossazonal azul	1) Demanda Ponta (R\$/kW) = Desconto apurado (%) * Tarifa de demanda ponta (R\$/kW) 2) Demanda Fora Ponta (R\$/kW) = Desconto apurado (%) * Tarifa de demanda fora ponta (R\$/kW)
Horossazonal verde	1) Demanda ativa (R\$/kW) = Desconto apurado (%) * Tarifa de demanda ativa (R\$/kW) 2) TUSD consumo ponta (R\$/kWh): [TUSD consumo ponta – TUSD consumo Fora Ponta (R\$/kWh)] * Desconto Apurado (%) + TUSD consumo Fora Ponta (R\$/kWh)

Fonte: Elaboração Própria com base em (Oliveira, 2019).

Tendo o parâmetro TUSD_{acl} sido calculado com auxílio da Tabela 01, basta aplicar os impostos e tributos sobre este parâmetro, o que pode ser feito pela mesma metodologia da equação (5). Dessa forma, para finalizar a aplicação do método, basta subtrair do valor final no ACR o valor da TUSD a ser paga no ACL. Do valor encontrado, retira-se ainda o ICMS incidente sobre a tarifa do cativo e divide-se o valor resultante pelo consumo total do agente comprador em MWh, chegando-se assim ao valor do *break even* (R\$/MWh), conforme equação (6). Caso o valor de tarifa de energia (R\$/MWh) fornecido pelo agente vendedor de energia por minimamente menor que 10% em relação ao valor do *break-even* encontrado em (6), a migração é recomendada.

$$V_{be} \left(\frac{R\$}{MWh} \right) = \frac{[VTC_{ACR}(R\$) - TUSD_{final_{ACL}}(R\$)] * (1 - ICMS)}{C_t(MWh)} \quad (6)$$

Na qual,

- a) C_t = consumo total do agente, equivalente ao somatório do seu consumo ponta com o seu consumo fora ponta (MWh).

3.2. Dimensionamento da Central Geradora Fotovoltaica

A potência de uma planta fotovoltaica deve ser dimensionada a partir da aplicação da equação (7).

$$Pot (kWp) = \frac{Consumo_{Mensal}(kWh)/30}{HSP*PR} \quad (7)$$

Na qual,

- a) Pot = Potência em quilowatts-pico (kWp) da planta fotovoltaica. Unidade de potência correspondente ao somatório da potência unitária de todos os módulos fotovoltaicos;
- b) Consumo_mensal = consumo mensal considerado na análise (kWh);
- c) HSP = Horas de sol pleno (kWh/m².dia) de uma dada localidade de interesse; e
- d) PR = Performance Ratio, ou razão de performance. Corresponde à multiplicação de todos os fatores de perdas considerados no projeto. Geralmente utiliza-se um PR de 0,75.

Para a determinação da potência nominal da planta, correspondente ao somatório da potência de todos os inversores constituintes da planta fotovoltaica, utiliza-se a equação (8).

$$Pot_{Nom}(kW) = \frac{Pot (kWp)}{FDI} \quad (8)$$

Na qual,

- b) Pot_Nom = potência nominal da planta fotovoltaica, em quilowatts (kW);
e
- c) FDI = fator de dimensionamento do inversor. Corresponde a divisão entre a potência nominal de um determinado inversor e a potência máxima de entrada que ele suporta sem danificar suas estruturas internas. Usualmente, a título de dimensionamento preliminar, utiliza-se FDI de 0,85.¹¹

Conforme indicado anteriormente, na aplicação estudada, faz-se necessário que a curva de geração horária da planta dimensionada seja plotada. Para tanto é importante se ter os dados de irradiância horária no plano inclinado para a localidade em que se deseja instalar a usina fotovoltaica autoprodutora de energia. Tais dados podem ser facilmente obtidos com o auxílio do *software* Radiasol 2.0. A Tabela 02 esquematiza os dados de irradiância horária média para a localidade de Sobral/CE, enquanto o Gráfico 02 ilustra tais dados.

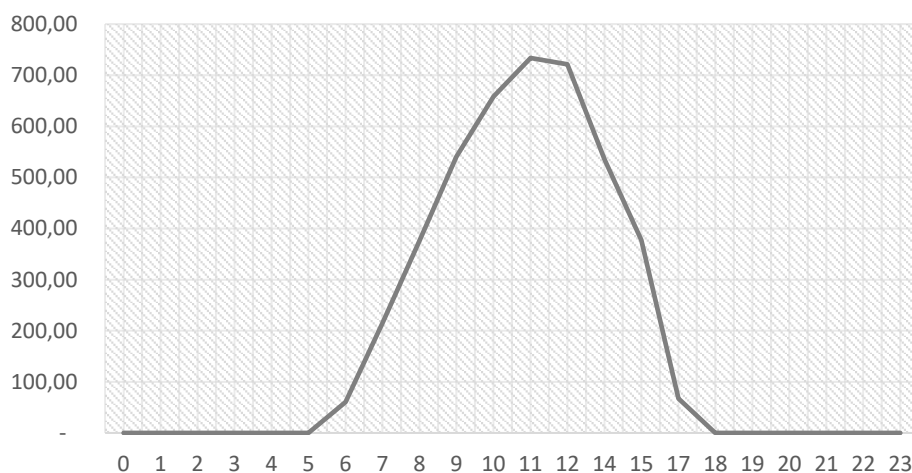
¹¹ Reitera-se aqui a necessidade de uma análise criteriosa para a determinação do FDI real da planta fotovoltaica, visto que tal fator está diretamente ligado com o percentual de perdas do inversor.

Tabela 2 - Valores médios de irradiância horária para a localidade de Sobral/CE

HORA DO DIA	IRRADIÂNCIA (W/M ²)
5	-
6	60,166667
7	214,750000
8	375,916667
9	539,916667
10	658,083333
11	733,583333
12	721,416667
14	534,916667
15	377,416667
17	67,500000
18	-

Fonte: Elaboração Própria com base nos dados obtidos do software Radiasol 2.0

Gráfico 2 - Ilustração gráfica dos dados da Tabela anterior.

Curva de Irradiância Média Horária (W/m²)

Fonte: Elaboração Própria com base nos dados obtidos do software Radiasol 2.0

Para a verificação do montante energético gerado a cada hora do dia, utiliza-se a equação (9).

$$GH \text{ (kWh)} = IHM * \alpha * A * QMFV * PR * (1 + GT) * (1 - P_{at}) / 1000 \quad (9)$$

Na qual,

- GH = Geração Horária em (kWh);
- IHM = Irradiância Horária Média (W/m²) para cada hora do dia;

- c) α = Eficiência Energética do módulo fotovoltaico (%). Parâmetro encontrado no catálogo do módulo fotovoltaico a ser empregado no projeto;
- d) A = Área total ocupada pelo módulo fotovoltaico (m^2);
- e) PR = Performance Ratio;
- f) GT = Ganhos de produtividade com o uso do tracker; e
- g) P_{at} = Perdas de alta tensão. Refere-se às perdas na rede de distribuição ou de transmissão. Usualmente utiliza-se o valor de 3,5%.

Com o auxílio das equações apresentadas neste item, modela-se a usina fotovoltaica autoprodutora a ser implementada, bem como a sua futura curva de geração ao longo de um dia típico. Com a curva de geração, cruza-se ela com o perfil de consumo horário do futuro agente autoprodutor e verifica-se o montante energético que a usina não conseguirá lastrar a cada hora. Tal montante energético, por sua vez, deverá ser comprado pelo agente através da celebração de contratos complementares de compra de energia no mercado livre para que o agente não corra o risco de futuras exposições negativas ao PLD.

3.3. Modelo de Negócios a Ser Proposto

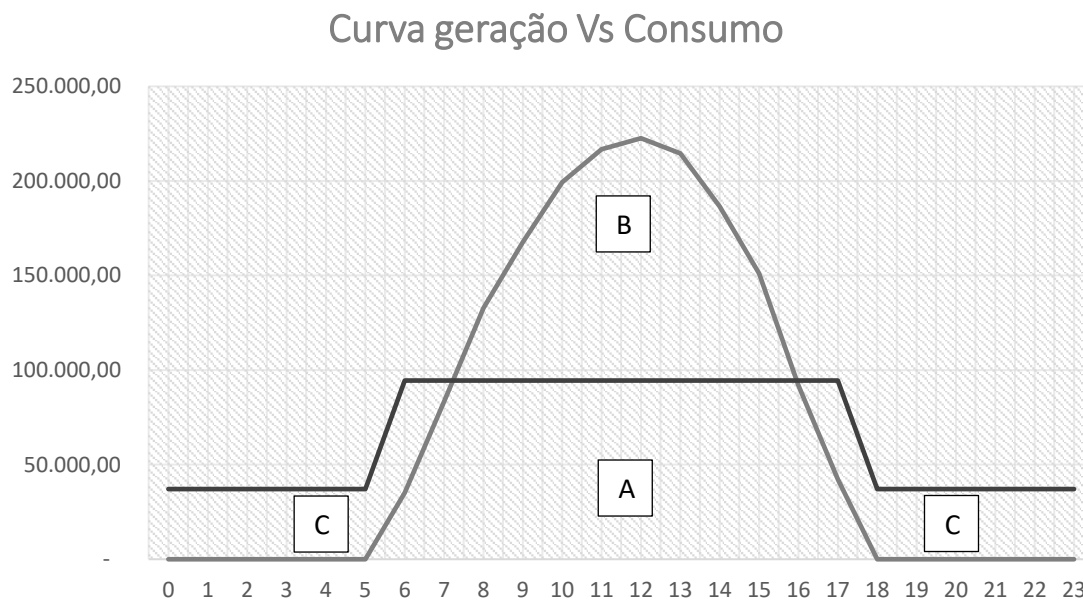
O Gráfico 03 ilustra um perfil de consumo horário hipotético de um dado consumidor juntamente com o perfil de geração horário típico de uma usina fotovoltaica. Em tal gráfico, destacam-se 3 regiões principais:

- a) Região A = Região correspondente à interseção entre a curva de geração fotovoltaica e a curva de consumo. Esse montante energético representado corresponde numericamente à energia realmente alocada ao consumidor, no processo de Alocação de Geração Própria. É sobre este montante que irão incidir os descontos dos encargos conferidos ao agente autoprodutor;
- b) Região B¹² = Região correspondente ao montante energético gerado instantaneamente, porém não consumido pelo agente autoprodutor a cada hora. Tal montante pode ser comercializado pelo agente autoprodutor no mercado livre de energia através de contratos de venda de energia; e
- c) Região C = Região correspondente ao montante energético consumido a cada hora pelo autoprodutor o qual não é atendido pela geração horária da

¹² Caso a usina não seja dimensionada para todo o consumo mensal do agente autoprodutor, tal região talvez não venha a existir.

usina fotovoltaica. Tal montante deve ser comprado pelo agente através de contratos de compra de energia no mercado livre de energia, para que o agente não sofra problemas com liquidação financeira no mercado de curto prazo.

Gráfico 3 - Representação das regiões apresentadas no gráfico geração versus consumo



Fonte: Elaboração Própria

O modelo de negócios a ser proposto por este trabalho consiste na implementação de uma usina fotovoltaica em um agente do mercado livre de energia. Dessa forma, haverá a compensação energética nos horários de operação do sistema de geração. Para os demais horários, o agente autoprodutor deverá celebrar contratos extras de compra de energia no mercado livre de modo que todo o montante não compensado pela usina seja lastreado (região C). A modulação de tais contratos deve ser atrelada à carga para que o consumidor não venha a ter custos extras de garantia financeira devido às exposições negativas ao PLD horário. Nos horários nos quais houver excedente de geração (região B), tal montante poderá ser comercializado no ACL sob a forma de contratos de venda de energia incentivada.

A vantagem econômico-financeira deste modelo é que para o montante propriamente autoconsumido (região B) haverá isenções de encargos setoriais que oneram a conta de energia, tais como o CDE e o PROINFA. A Figura 25 ilustra as tarifas aplicadas pela ANEEL à distribuidora Enel/CE, aplicação esta que se dá no formato de Resolução Homologatória. Percebe-se que sob a TUSD de consumo (TUSD volumétrica

ou encargos) há uma diferença de aproximadamente 74,70% entre um consumidor horossazonal azul convencional conectado em 69 kV e um consumidor horossazonal azul autoprodutor (APE) conectado sob o mesmo patamar de tensão. Esse percentual de redução referenciado é a isenção dos encargos setoriais. A TE para o agente autoprodutor encontra-se zerada, visto que tal custo é calculado sob o valor necessário para a implantação do empreendimento e sua operação.

Figura 25 - Demonstrativo da isenção dos encargos setoriais para o agente autoprodutor de energia

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO		
				TUSD	TE	
				R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A3 (69kV)	AZUL	NA	P	15,06	39,19	395,99
			FP	7,65	39,19	244,58
	AZUL APE	NA	P	15,06	9,91	0,00
			FP	7,65	9,91	0,00
	GERAÇÃO	NA	NA	15,12	0,00	0,00

Fonte: Adaptado de (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2021)

4. Modelagem da Usina Autoprodutora

Neste capítulo serão apresentados todos os resultados técnicos e financeiros da implantação de uma usina solar fotovoltaica sob o regime de autoprodução de energia no ACL destinada ao atendimento da demanda energética do Serviço Autônomo de Água e de Esgoto (SAAE) do município de Sobral/CE. Abordar-se-ão os seguintes tópicos:

- a) Apresentação do consumidor beneficiado;
- b) Aplicação do método do ponto de equilíbrio para determinação da viabilidade econômico-financeira da migração do consumidor ao mercado livre de energia;
- c) Dimensionamento da usina autoprodutora fotovoltaica;
- d) Análise de viabilidade financeira;
- e) Etapas para a conexão da central geradora na rede de distribuição de energia; e
- f) Modelagem do ativo na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

4.1. Apresentação do Consumidor de Energia

O Serviço Autônomo de Água e Esgoto (SAAE) de Sobral/CE é uma autarquia municipal vinculada à Secretaria de Infraestrutura da Prefeitura Municipal de Sobral/CE. Compete ao SAAE estudar, projetar e executar, diretamente ou mediante contrato com

organizações especializadas em engenharia sanitária, ou ainda em parceria com outros órgãos estatais, as obras relativas à construção, ampliação ou remodelação dos sistemas públicos de abastecimento de água potável e de esgotamento sanitário. (SAAE Sobral/CE, 2022).

A empresa possui 12 unidades consumidoras conectadas em média tensão, com tensão de fornecimento de 13,8 kV, faturadas, por conseguinte, no Grupo A.

Para fins desse estudo, foi escolhida a unidade consumidora 429965, denominada de ETA Sumaré. Foi fornecida pela direção do órgão um total de 12 contas de energia, havendo a descrição do consumo mensal de energia e dos custos mensais para os meses de outubro de 2020 a setembro de 2021. A unidade é classificada como A4 – Horossazonal azul, havendo, pois, o faturamento do consumo ativo por posto horário e faturamento da demanda (contratada ou registrada) também por posto horário. O Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) contratado pela UC é 600 kW, o que já é um indicativo de um possível enquadramento da unidade como consumidora especial do Ambiente de Contratação Livre.

O consumo mensal médio da empresa no período analisado foi de 346.538 kWh, enquanto o custo médio mensal com energia, R\$ 223.242,35 (duzentos e vinte e três mil, duzentos e quarenta e dois reais e trinta e cinco centavos). A Tabela 03 esquematiza os dados de consumo e de custo de energia atualmente, enquanto os Gráficos 04 e 05 ilustram os perfis de consumo por posto horário (ponta e fora ponta) e de custos com energia para a ETA Sumaré, respectivamente

Tabela 3 - Valores de consumo ativo por posto horário e custos mensais com energia elétrica

MÊS	CONSUMO FPTA (KWH)	CONSUMO PTA (KWH)	TOTAL - CONTA DE ENERGIA (R\$)
OUT/20	363.681,00	33.761,00	R\$ 247.012,54358
NOV/20	303.928,00	27.794,00	R\$ 215.428,13809
DEZ/20	333.894,00	32.323,00	R\$ 233.303,23145
JAN/21	164.605,00	18.248,00	R\$ 144.315,03051
FEV/21	331.265,00	30.493,00	R\$ 230.039,04656
MAR/21	294.047,00	27.823,00	R\$ 211.015,30573
ABR/21	319.156,00	34.166,00	R\$ 226.805,44975
MAI/21	320.866,00	30.943,00	R\$ 225.705,30397

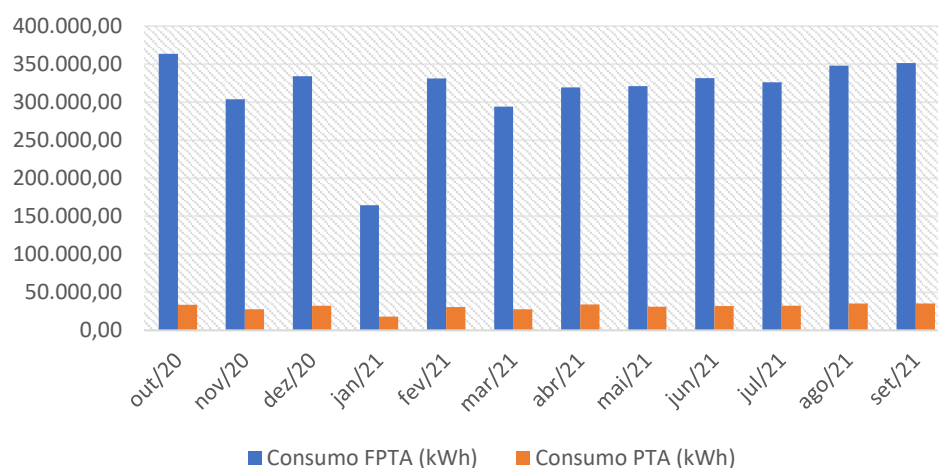
MÊS	CONSUMO FPTA (KWH)	CONSUMO PTA (KWH)	TOTAL - CONTA DE ENERGIA (R\$)
JUN/21	331.658,00	32.006,00	R\$ 231.031,87401
JUL/21	325.919,00	32.151,00	R\$ 229.205,41052
AGO/21	347.881,00	35.167,00	R\$ 242.388,96658
SET/21	351.332,00	35.349,00	R\$ 242.657,83148

Fonte: Elaboração Própria

Percebe-se pelos dados expostos que o consumo mensal da unidade consumidora apresenta uma tendência linear, em decorrência da operação linear das cargas pertencentes à instalação. Tal comportamento linear se torna interessante para a proposição de soluções energéticas, visto que tal tipo de perfil possui alta previsibilidade.

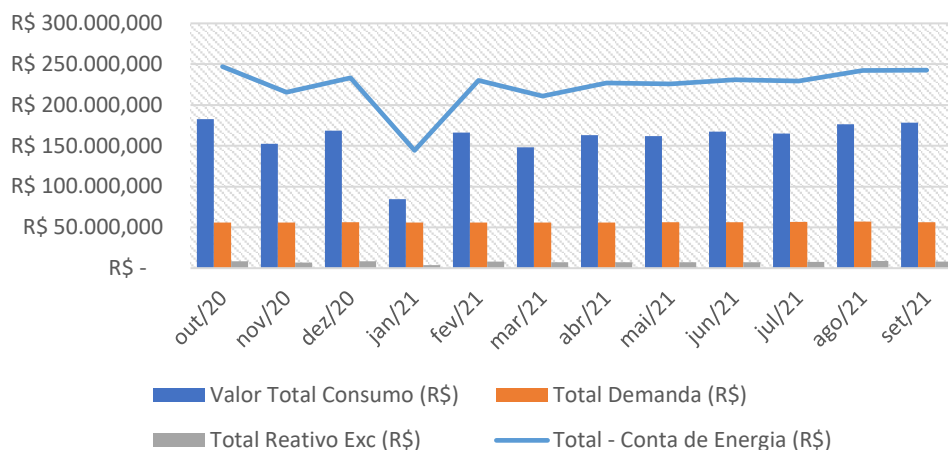
Quanto ao perfil de custos apresentado, percebe-se que há também um comportamento linear, decorrência do perfil de consumo já detalhado. Quanto à composição dos custos, tem-se que a maior parte destes ocorrem devido ao consumo ativo da UC, seguido pelos custos decorrentes da demanda de energia (contratada e registrada) e pelos custos com reativo excedente.

Gráfico 4 - Perfil de consumo ativo por posto horário



Fonte: Elaboração Própria

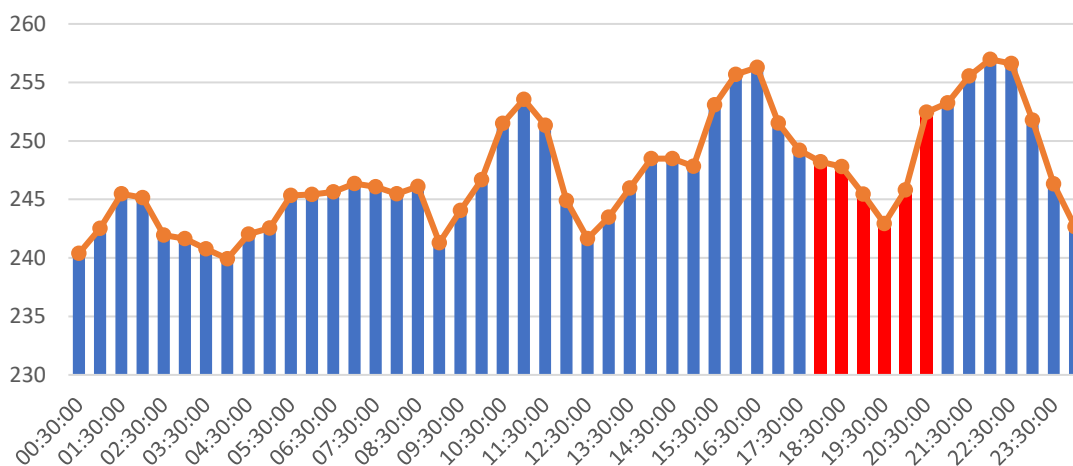
Gráfico 5 - Perfil de custos da unidade consumidora estudada



Fonte: Elaboração Própria

No que tange ao perfil de consumo diário da ETA Sumaré, tem-se o exposto no Gráfico 06, obtido a partir de análise do sistema de telemetria da Enel Ceará. Foi feito um tratamento de todos os dados de consumo horário de outubro de 2020 a setembro de 2021, chegando-se na seguinte curva média de consumo diário. Verifica-se com base nela que ocorrem alguns picos de consumo entre 05:30 e 17:30, o que beneficia soluções pautadas na aplicação da geração fotovoltaica, visto que a curva de geração fotovoltaica ocorre dentro deste período. As colunas em azul referem-se ao consumo no posto fora ponta, enquanto as colunas em vermelho, posto hora ponta.

Gráfico 6 - Perfil de consumo médio diário da ETA Sumaré

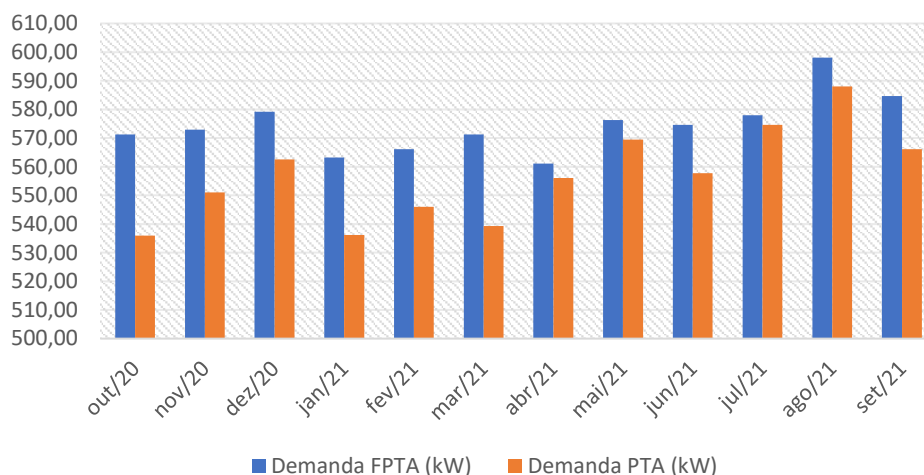


Fonte: Elaboração Própria

No tocante à demanda ativa contratada, percebe-se pelos dados que, embora haja a contratação de 600 kW por posto horário, a unidade apresentou ao longo do período

analisado um registro médio de 574,70 kW no fora ponta e 556,92 na ponta, conforme detalhado no Gráfico 07. As regras do mercado cativo pregam que para um registro de demanda inferior à 95% da demanda contratada implica em um faturamento de demanda contratada sem ICMS, que se configura como custos adicionais de energia elétrica para a unidade consumidora.

Gráfico 7 - Perfil de demanda registrada por posto horário (PTA e FPTA)



Fonte: Elaboração Própria

A tarifa média de energia, ou custo médio de energia (obtida pela divisão entre o custo médio de energia pelo consumo médio), para o período analisado é de R\$ 644,21/MWh (seiscentos e quarenta e quatro reais e vinte um centavos para cada mega watt-hora consumido).

Os dados apresentados indicam que a unidade consumidora apresenta viabilidade para a análise de soluções relativas ao contrato de fornecimento, tais como adequações de demanda contratada, e de eficiência energética, como a correção do fator de potência. Há um indicativo de um potencial de migração ao mercado livre de energia, foco deste trabalho. A análise da viabilidade de migração será feita no item posterior, através da aplicação do método do ponto de equilíbrio.

4.2. Aplicação do Método do Ponto de Equilíbrio

Conforme apresentado no capítulo 3, a metodologia mais utilizada para verificação da viabilidade financeira da migração ao ACL é o método do *Break Even Point*, ou ponto de equilíbrio. Segue a aplicação da metodologia, a partir da utilização das equações apresentadas no item 3.1. e dos dados repassados pelo órgão público.

Seguem as premissas adotadas na análise:

- a) Desconto obtido na TUSD na contratação de energia a partir de fonte incentivada e especial: 50%;
- b) Tarifa de Energia ofertada pelo comercializador de energia: R\$ 300,00/MWh¹³;
- c) Contribuição associativa mensal à CCEE: R\$ 0,10/MWh contratado;
- d) Encargo de Energia de Reserva (EER): R\$ 1,00/MWh contratado; e
- e) Encargo de Segurança do Sistema (ESS): R\$ 6,00/MWh contratado.

Os encargos citados não são cobrados ao agente do mercado livre mensalmente, no entanto, para tornar o estudo ainda mais realista e conservador, a cobrança deles foi considerada obrigatória e mensal. As tarifas de aplicação utilizadas foram retiradas da Resolução Homologatória nº 2.859 de 22 de abril de 2021, a qual regula as tarifas aplicadas pela distribuidora Enel/CE. A Tabela 04 esquematiza os valores de TUSD e de TE utilizados (sem a aplicação os tributos), bem como as alíquotas de impostos e tributos utilizadas, em conformidade com a conta de energia do consumidor.

Tabela 4 - Valores de TUSD e TE utilizados para a aplicação do método do ponto de equilíbrio

DADOS TARIFÁRIOS	
TUSD D PTA(R\$/KW)	R\$ 46,88
TUSD D FPTA(R\$/KW)	R\$ 19,04
TUSD C PTA (R\$/MWH)	R\$ 60,21
TUSD C FPTA (R\$/MWH)	R\$ 60,21
TE C PTA (R\$/MWH)	R\$ 395,99
TE C FPTA (R\$/MWH)	R\$ 244,58
ICMS	27,00%
PIS/PASEP	0,71%
COFINS	3,13%

Fonte: Elaboração Própria com base em (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2021)

Com base nas premissas citadas e valores de tarifa aplicados, bem como os dados de consumo energético expostos em 4.1. temos os seguintes resultados após a aplicação do método do ponto de equilíbrio, conforme Tabela 05. O valor de tarifa que se aplicado igualaria os dois ambientes de contratação (valor do *break-even*) é de R\$ 357,57/MWh. Percebe-se que a economia média mensal obtida é da ordem de 12%. O método do ponto de equilíbrio recomenda a migração quando a economia for maior ou igual a 10%. No

¹³ Tal premissa configura-se como conservadora. Na prática os preços praticados pelos comercializadores de energia são bem inferiores ao adotado. Considerar uma premissa de R\$ 300,00/MWh torna o estudo conservador, sem favorecer uma dada conclusão em específica.

Anexo II deste trabalho encontram-se todos os cálculos e resultados obtidos para cada um dos meses analisados pelo método do ponto de equilíbrio.

Tabela 5 - Resultados indicando a migração ao mercado livre como viável financeiramente

RESULTADOS	
TOTAL MÉDIO ACL (R\$)	R\$ 196.800,59
ECONOMIA MÉDIA (R\$)	R\$ 26.302,88
ECONOMIA MÉDIA (%)	12,00%
RECOMENDAÇÃO	Migração

Fonte: Elaboração Própria

Tendo sido obtido um resultado favorável à migração ao ACL, parte-se para o próximo passo da análise: o dimensionamento e a análise econômico-financeira da implantação de uma usina fotovoltaica na modalidade de autoprodução de energia.

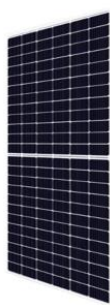
4.3. Dimensionamento da Usina Autoprodutora Fotovoltaica

4.3.1. Descrição dos equipamentos utilizados para a modelagem da planta

Dentre os modelos de módulos fotovoltaicos disponíveis no mercado, para efeitos de dimensionamento e simulação, foi escolhido o modelo HiKu CS3W 435MS de tecnologia monocristalina, PERC e Half Cell do fabricante Canadian Solar. Além de apresentar altos valores de potência pico e eficiência de operação, este módulo opera numa ampla faixa de temperatura entre -40°C até 85°C e possui baixo coeficiente de perda de potência, apresentando uma ótima resposta para instalações com temperaturas ambientes mais elevadas.

Os módulos possuem 11,28 kgf/m² e possuem resistência IP68. A garantia contra defeito de fabricação é de 12 anos e a garantia de eficiência em produção é de 25 anos. Na Figura 26, tem-se uma imagem representativa do modelo utilizado.

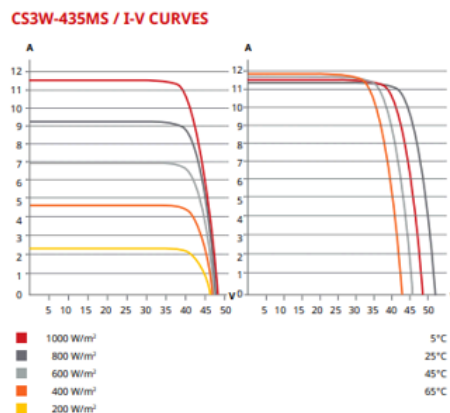
Figura 26 - Imagem representativa do modelo escolhido



Fonte: (Canadian Solar, 2022)

A Figura 27 representa os gráficos de corrente e tensão de operação do painel, presentes no catálogo do fabricante.

Figura 27 - Gráficos de corrente e tensão de operação do painel



Fonte: (Canadian Solar, 2022)

Para o módulo fotovoltaico utilizado, o Canadian Solar modelo HiKu CS3W 435MS (monocristalino), a sua degradação anual é ilustrada pela Tabela 06. Percebe-se uma queda máxima de potência assegurada pelo fabricante de 2,00% no primeiro ano de operação da usina e de aproximadamente 0,55% nos demais anos de operação comercial.

Tabela 6 - Degradação anual do módulo escolhido

ANO	DEGRADAÇÃO %	POTÊNCIA (WP)
0	100,00%	435
1	98,00%	426,3
2	97,45%	423,9075
3	96,90%	421,515
4	96,35%	419,1225
5	95,80%	416,73
6	95,25%	414,3375
7	94,70%	411,945
8	94,15%	409,5525
9	93,60%	407,16
10	93,05%	404,7675
11	92,50%	402,375
12	91,95%	399,9825
13	91,40%	397,59
14	90,85%	395,1975
15	90,30%	392,805
16	89,75%	390,4125
17	89,20%	388,02
18	88,65%	385,6275
19	88,10%	383,235

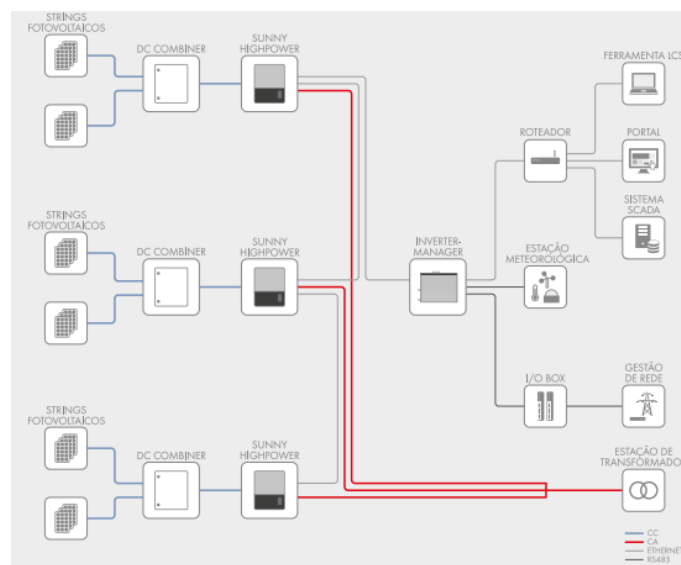
ANO	DEGRADAÇÃO %	POTÊNCIA (WP)
20	87,55%	380,8425
21	87,00%	378,45
22	86,45%	376,0575
23	85,90%	373,665
24	85,35%	371,2725
25	84,80%	368,88

Fonte: Elaboração Própria com base em (Canadian Solar, 2022).

Quanto ao inversor interativo escolhido para a modelagem a ser apresentada, optou-se pela utilização do modelo Sunny Highpower PEAK1, do fabricante SMA. Com uma potência de saída de 75 kW, esta solução une as vantagens de um layout de sistema descentralizado e os benefícios do design de um inversor central, combinando o melhor de dois mundos. Eficiência elevado, dimensionamento flexível do sistema, fácil instalação e comissionamento assim como baixos custos de manutenção, contribuem decisivamente para reduzir os custos de operação de todo o sistema. (SMA, 2022)

A Figura 28 ilustra um layout básico de uma planta de geração com a utilização do modelo trabalhado, sendo possível a observação da fácil integração do sistema de monitoramento do inversor com demais tecnologias de monitoramento, inclusive sistema SCADA, amplamente utilizado. A potência de saída 75 kW confere à planta uma arquitetura descentralizada, de modo que eventuais perdas de geração que afetem exclusivamente uma unidade de condicionamento de potência, não irão contribuir para perda da usina como um todo.

Figura 28 - Esquema de utilização prática do Sunny Highpower PEAK1



Fonte: (SMA, 2022)

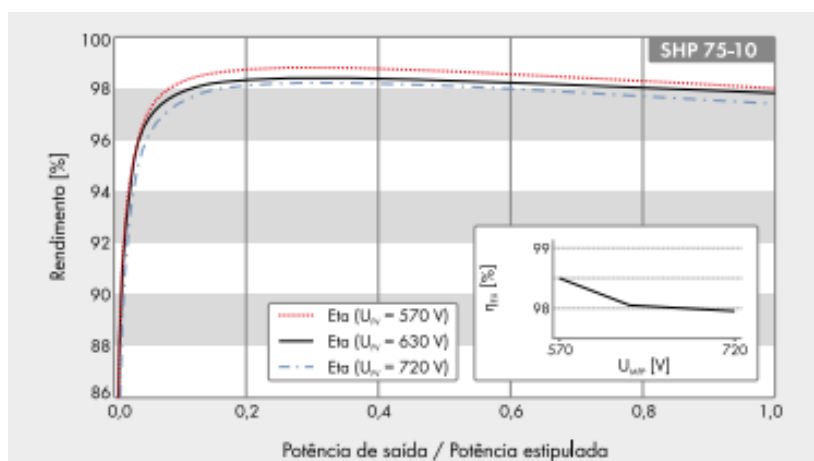
O modelo possui um seguidor do ponto de máxima potência (ou entrada MPPT) com apenas uma entrada de série fotovoltaica, fazendo-se necessário o uso de caixas de junção e de proteção em corrente contínua. A potência máxima de entrada admissível é de 112,5 kWp, o que confere ao equipamento um FDI mínimo de 0,66. A UCP oferece uma faixa de tensão de saída em corrente alternada entre 360 V e 530 V e de frequência de saída de 44 a 65 Hz. O rendimento do aparelho gira em torno de 98,8% com distorção harmônica total máxima de 1%, o que comprova a elevada eficiência do inversor. A Figura 29 ilustra o modelo trabalhado, enquanto o gráfico da Figura 30 esquematiza a curva de eficiência do modelo.

Figura 29 - Modelo Sunny Highpower PEAK1 e seu gerenciador para monitoramento



Fonte: (SMA, 2022)

Figura 30 - Curva de rendimento do equipamento



Fonte: (SMA, 2022)

4.3.2. Dimensionamento da planta e modelagem da curva de geração diária

Conforme apresentado no item 3.2. deste trabalho, faz-se necessária a análise da usina autoprodutora a partir de uma ótica horária, visto que os processos de balanço energético intrínsecos ao mercado livre de energia ocorrem em base horária. Para evitar eventuais exposições negativas ao PLD, o agente autoprodutor deve garantir que para todas as horas de um mês contabilizado, todo o seu consumo será lastreado através de um ativo de geração ou de contratos de compra de energia.

Dessa forma, o dimensionamento aqui realizado visa, sobretudo, a modelagem da curva de geração diária da usina fotovoltaica bem como a comparação desta com a curva de consumo diário da unidade consumidora (ver Gráfico 6), verificando-se com isso os montantes energéticos sobre os quais haverá a isenção dos encargos setoriais (benefício tarifário concedido ao agente autoprodutor), os montantes energéticos que precisaram ser adquiridos através de contratos de compra no mercado livre e eventuais montantes energéticos que poderão ser comercializados ou liquidados ao preço do PLD horário, o que pode representar receitas acessórias para a instalação.

As seguintes premissas foram utilizadas para o dimensionamento da planta de geração:

- a) Consumo médio mensal: 346.538 kWh;
- b) HSP Médio de Sobral/CE: 5,53 kWh/m².dia, em conformidade com a base de dados do CRESESB Sun Data;
- c) *Performance Ratio* – PR: 0,75;
- d) Perdas no circuito de alta tensão¹⁴: 3,5%;
- e) Ganho de produção com o uso de rastreador de 1 eixo: 25%;
- f) Potência do módulo fotovoltaico: 435 Wp;
- g) Potência do inversor interativo: 75 kW;
- h) Eficiência energética do módulo: 19,70%;
- i) Área do módulo fotovoltaico: 2,21 m²; e
- j) Fator de Dimensionamento do Inversor – FDI: 0,85.

Buscou-se, para fins desse estudo, o dimensionamento de um sistema fotovoltaico cuja potência nominal correspondesse à demanda contratada da unidade consumidora

¹⁴ Linhas de transmissão e eventuais circuitos de alta tensão no interior da central geradora fotovoltaica.

(600 kW), visto que tal consideração torna viável eventuais estratégias de instalação da central geradora *in loco*, sem a necessidade de possíveis obras de reforço das instalações elétricas da concessionária de energia, o que demandaria possíveis participações financeiras do órgão público.

Através de algumas análises de sensibilidade, percebeu-se que uma abrangência de 23% do consumo mensal pela central geradora fotovoltaica faria com que a potência nominal da planta correspondesse ao MUSD contratado pela unidade consumidora, 600 kW. A Tabela 07 resultados foram obtidos com a consideração de geração mensal de 23% do consumo médio mensal da ETA Sumaré.

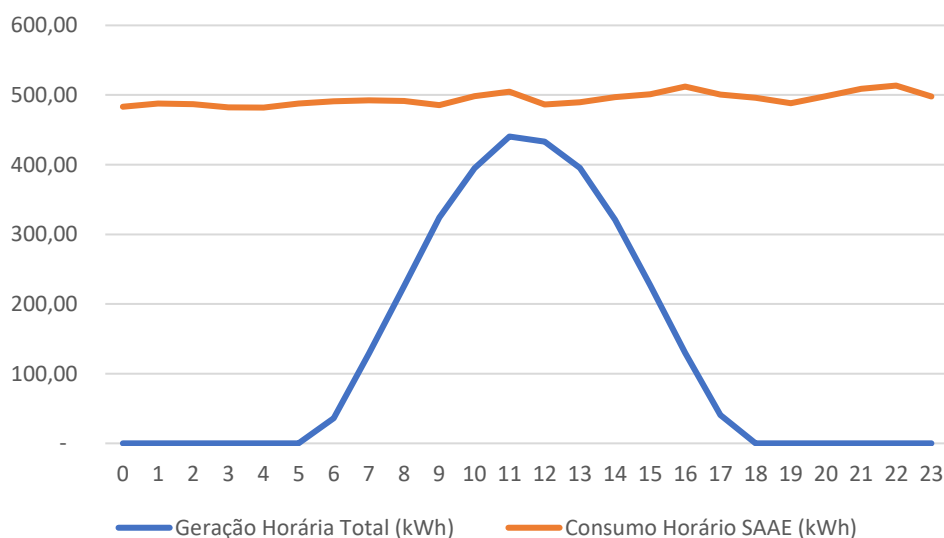
Tabela 7 - Resultados do dimensionamento realizado

RESULTADOS PRELIMINARES	
POTÊNCIA FINAL DO SISTEMA (KWP)	663,38
QUANTIDADE DE MÓDULOS FV	1.525,00
POTÊNCIA NOMINAL FINAL (KW)	600,00
QUANTIDADE DE INVERSORES	8,00

Fonte: Elaboração Própria

Fazendo utilização das equações descritas em 3.2., bem como dos dados de irradiação solarimétrica horária para o município de Sobral/CE obtidas no software Radiasol 2.0, chega-se nos seguinte curva de geração de energia, conforme Gráfico 08. Percebe-se que toda energia gerada é consumida instantaneamente pela unidade consumidora, não restando montantes energéticos a serem comercializados no mercado livre de energia ou liquidados ao preço do PLD horário. Todo o montante gerado será então alocado à unidade, de modo que sobre ele haverá a isenção dos encargos setoriais. Nota-se, ainda, a necessidade da celebração de contratos complementares de compra de energia incentivada e especial para que o consumo remanescente seja lastreado e o consumidor não venha a ser penalizado por exposições negativas.

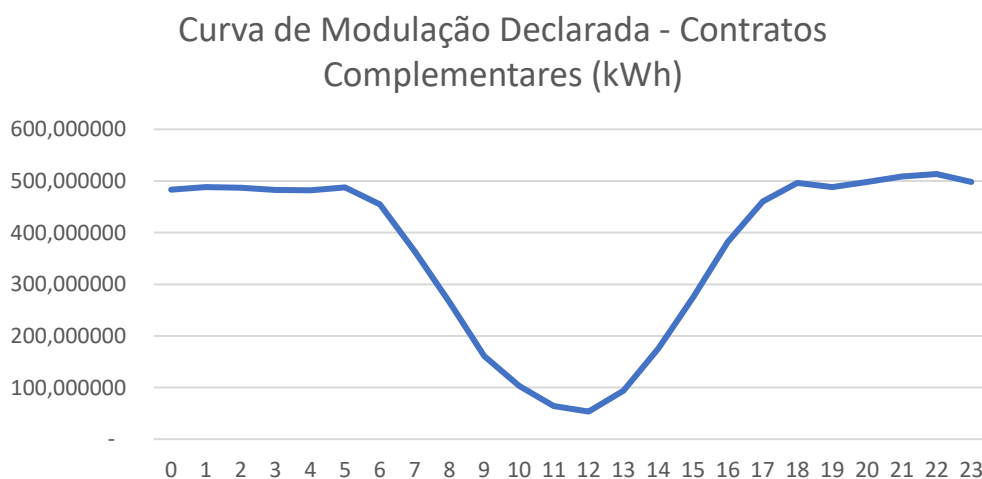
Gráfico 8 - Curva de consumo (kWh) Vs geração (kWh) em base horária



Fonte: Elaboração Própria

O Gráfico 09, por sua vez, ilustra o tipo de modulação contratual que deverá ser acordada entre o consumidor e o agente vendedor do montante energético a ser comprado. Percebe-se que tal curva de modulação é complementar à curva de geração fotovoltaica.

Gráfico 9 - Curva de modulação para os contratos complementares a serem celebrados



Fonte: Elaboração Própria

Em suma, os resultados ilustrados pela Tabela 08 serão obtidos com a modelagem. O Anexo III detalha o memorial de cálculo da curva de geração, bem como os dados de consumo horário da ETA Sumaré.

Tabela 8 - Descritivo dos montantes energéticos

Descritivo dos montantes energéticos	
Montante Mensal Contratado (MWh)	262,995032
Montante Mensal Contratado (MWmed)	0,365271
Excedente Mensal Comercializado (MWh)	-
Montante Mensal Alocado ao Consumidor (MWh)	92,91
Indicador kWh/kWp	1.704,07
Fator de Capacidade	24,32%

Fonte: Elaboração Própria

4.4. Análise de Viabilidade Financeira

4.4.1. Definição de CAPEX e de OPEX

Inicialmente, faz-se necessária a definição de dois importantes parâmetros para a análise de viabilidade econômico-financeira: o custo de investimento inicial (CAPEX do projeto) e o custo para as atividade de operação e manutenção da central geradora fotovoltaica (OPEX do projeto).

O CAPEX (Capital Expenditure) consiste em despesas de capital ou investimentos em bens de capitais, envolvendo todos os custos relacionados à aquisição de equipamentos e instalações necessários para quantificar o retorno sobre o investimento. O OPEX (Operational Expenditure) identifica as despesas operacionais e investimentos na manutenção de equipamentos.

No que tange ao CAPEX de usinas fotovoltaicas, este geralmente se divide em custos com equipamentos e serviços relacionados ao gerador fotovoltaico e o restante dos custos relacionados a equipamentos e serviços de integração do empreendimento. A Tabela 09 relaciona os principais itens envolvidos na composição dos custos de uma usina autoprodutora de energia do porte proposto no item 4.3.

Tabela 9 - Itens componentes do CAPEX de uma central geradora de pequeno porte

ID	ITEM
1	Módulos Fotovoltaico
2	Inversores interativos (<i>grid tie</i>)
3	Estruturas com <i>Tracker</i> de 1 eixo
4	Obras civis
5	Montagem eletromecânica (Fotovoltaico) + Demais Componentes (Cabos, conectores etc.)
6	Seguros de Instalação
7	Sistema SCADA + CFTV + Iluminação
8	Subestação 13,8kV (Equipamentos + Montagem)

9	Custos de Conexão
10	Terreno
11	Projetos e Estudos (elétrica e civil)
12	Despesas Gerencias e Administrativas de implantação

Fonte: Elaboração Própria

Segue a descrição dos itens que compõem o CAPEX:

- a) Módulos Fotovoltaicos: São todos os custos referentes aos módulos solares fotovoltaicos, incluindo taxas de importação;
- b) Inversores: Custos referentes aos inversores, incluindo taxas de importação;
- c) Estrutura de Suporte: Esse item se refere aos custos de aquisição das estruturas que sustentarão os módulos fotovoltaicos, como estruturas metálicas fixas para solo, estruturas com tracker em solo e estruturas flutuantes. Nesse custo já estão inclusos todos os componentes das estruturas, como sistemas de movimentação dos trackers;
- d) Obras civis: Nesse ponto estão englobados todos os custos com obras civis (materiais e mão de obra) para a implementação da usina solar. Dentre as obras civis estão a supressão vegetal, movimentações de terra necessárias, drenagem, cercamento do terreno da usina e edificações em alvenaria;
- e) Montagem eletromecânica, demais componentes e seguros de obra: Custos de mão de obra e demais componentes (cabos, eletrodutos, conectores, quadros de proteção), referentes aos serviços de execução da obra eletromecânica até os circuitos de saída dos inversores CC-CA da usina fotovoltaica:
 - a. Montagem das estruturas de suporte;
 - b. Fixação dos módulos fotovoltaicos nas estruturas de suporte;
 - c. Conexão das séries de módulos fotovoltaicos;
 - d. Instalação dos inversores CC-CA;
 - e. Cabeamento e conexões dos subarranjos e/ou arranjos de módulos fotovoltaicos aos inversores;
 - f. Cabeamento e conexões dos circuitos dos inversores aos quadros elétricos de baixa tensão;
 - g. Instalação das malhas de aterramento na região dos módulos fotovoltaicos e inversores;

- h. Instalação do sistema de proteção contra descargas atmosféricas;
 - i. Seguro de transporte dos equipamentos. Ampara os equipamentos e materiais durante viagens decorrentes de importação ou exportação, indeniza danos ocasionados por acidentes com a carga e roubo do veículo transportador junto com a carga (ALFAREAL, 2018);
 - j. Seguro de riscos de engenharia. Indeniza por acidentes decorrentes de danos a obra, defeito de materiais e equipamentos, despesas com entulho, despesas com salvamento e contenção de sinistros, erros de projeto ou de execução, eventos naturais e roubo durante a instalação da usina, vigora desde a descarga do material na obra até a sua entrega total (ALFAREAL, 2018);
 - k. Seguro de acidente para empregados. Item de extrema importância por se tratar de um serviço envolvendo eletricidade, cobrindo morte natural ou acidental, invalidez permanente parcial ou total por acidente, extensão da cobertura para cônjuges e filhos e auxílio funeral no período de instalação da usina (ALFAREAL, 2018);
 - l. Seguro de equipamentos. Resguarda em caso de acidentes por motivos externos, como danos elétricos, eventos naturais, impacto de veículo, incêndio, perda de aluguel, em caso de equipamento alugado, e roubo durante a operação da usina, de acordo com (ALFAREAL, 2018); e
 - m. Seguro de responsabilidade civil geral. Conforme (ALFAREAL, 2018), resguarda terceiros, pessoas e bens, em caso de acidentes ocorridos durante a instalação e operação do sistema. O seguro de responsabilidade civil profissional resguarda prejuízos causados a clientes por erros profissionais.
- f) Sistema SCADA, CFTV, Iluminação: Nesse ponto apresenta-se os custos referentes aos equipamentos do sistema de monitoramento e comunicação da usina (sistema SCADA), do sistema de vídeo monitoramento e de toda a estrutura de iluminação da usina solar fotovoltaica. O sistema SCADA consiste na integração do monitoramento de todos os pontos da usina desde a corrente de uma série até os dados solarimétricos da torre

meteorológica, sendo possível acessar todos os pontos de monitoramento através de um software supervisor e de aquisição de dados;

- g) Subestação Elevadora: Custos de equipamentos e mão de obra para a instalação da subestação elevadora responsável pela conexão da usina à rede elétrica de distribuição local, no caso estudado a conexão será na tensão de 13,8 kV. O transformador elevador de tensão deve ser tal que eleve tal parâmetro de 380 V para 13,8 kV;
- h) Custos de Conexão: Valor referente aos possíveis custos de adequação da rede elétrica local e da subestação que receberão a energia gerada na usina. Incluindo também os itens necessários para a conexão da subestação elevadora da usina com a rede elétrica local;
- i) Terreno: Valor referente ao custo de utilização do terreno da usina solar fotovoltaica, seja o preço de aquisição do terreno ou outra forma de contrato para utilização do terreno;
- j) Projetos e Estudos: Custos referentes a todos os projetos e estudos de engenharia (elétrica, civil e mecânica) estudos necessários para a implementação e futura operação da usina solar fotovoltaica; e
- k) Despesas Administrativas de implantação: Despesas referentes aos custos administrativos durante os processos de desenvolvimento e implementação da planta de geração, tais como escritório em canteiro de obras, profissionais administrativos para o escritório, dentre outros.

No que tange ao OPEX, a análise geralmente considera dois centros de custos: os custos com Operação e Manutenção (O&M) da central geradora fotovoltaica e os custos Gerenciais e Administrativos para manter a operação e manutenção da Usina Fotovoltaica e gerenciamento das unidades consumidoras compensadas pela usina, visto que um agente autoprodutor naturalmente demanda uma atenção especial com a gestão da sua energia, devido aos processos intrínsecos ao mercado livre de energia.

Para fins de composição desta análise de viabilidade financeira, mesmo com a proposição de uma usina autoprodutora de energia, considerou-se, pelo porte do empreendimento, que os custos para a sua implementação são equivalentes aos custos de uma usina fotovoltaica no modelo de geração distribuída.

Em razão ao volume de equipamentos (módulos fotovoltaicos, inversores etc.), tal consideração faz sentido, visto que a utilização de um parâmetro de R\$/Wp (reais por

unidade de potência da usina) intrínseco a uma usina autoprodutora poderia fragilizar os resultados financeiros da modelagem, tendo em vista que as usinas de geração centralizada mais comuns são da ordem de dezenas de megawatts de potência.

Portanto, para o dimensionamento do CAPEX foram utilizadas as referências da pesquisadora Greener, empresa especializada na realização de pesquisas sobre o mercado fotovoltaico no Brasil. Conforme apresentado pela Figura 31, extraída do estudo estratégico para geração distribuída no primeiro semestre de 2021 da pesquisadora, o custo médio para a implantação de usinas fotovoltaicas em solo, considerando o porte do empreendimento proposto (600 kW), é de R\$ 4,16 para cada unidade de potência fotovoltaica em watts-pico.

Figura 31 - demonstrativo dos custos médios por Wp de sistema fotovoltaico por faixa de potência e tipologia da instalação



Fonte: Adaptado de (Greener, 2021)

Quanto ao OPEX, o mesmo estudo sugere a utilização de um parâmetro de 1,86% do CAPEX anualmente destinados às atividades de operação e de manutenção de unidades geradoras fotovoltaicas do porte aqui tratado. Portanto, temos os seguintes valores para CAPEX e OPEX da usina dimensionada:

- a) CAPEX: R\$ 2.759.640,00; e
- b) OPEX: R\$ 51.329,30/ano.

4.4.2. Definição dos custos mensais após a implantação da usina autoprodutora – primeiro ano de operação da usina

Em termos de custos pós implantação da usina autoprodutora, é possível dividi-los em dois centros de custos: custos relativos à usina fotovoltaicos e custos relativos à operação do agente autoprodutor. O primeiro centro engloba os custos de demanda

contratada da usina, visto que a operação dela será longe da carga devido ao fato de a unidade consumidora não possuir área de telhado suficiente para a implantação *in loco*, e os custos relativos ao O&M do empreendimento. Já o segundo, engloba todos os custos relativos à contratação da energia extra no mercado livre de energia, todos os custos com a distribuidora de energia, encargos pagos à CCEE, dentre outros.

A Tabela 10 esquematiza todas as premissas utilizadas para o cálculo dos custos mensais do futuro agente autoprodutor. Os custos de tarifa (TUSD e TE) trazidos pela Tabela 09 foram retirados de (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2021), resolução homologatória válida até abril de 2022 para as unidades consumidoras atendidas pela Enel/CE. Os valores de encargo de energia de reserva, segurança do sistema e de contribuição associativa foram retirados de (Oliveira, 2019). A utilização de uma premissa de TE no ACL de R\$ 300,00/MWh torna o estudo conservador, visto que tais valores de TE no momento de escrita deste material são considerados caros pelo mercado. Caso o estudo apresente viabilidade financeira com a utilização de tal parâmetro, indicará também com a utilização de valores reais ofertados pelas comercializadoras de energia.

Tabela 10 - Premissas para modelagem dos custos mensais do agente APE

PREMISSAS	
DESCONTO TUSD	50,00%
TUSD GERAÇÃO (R\$/KW)	R\$ 9,52
TUSD CONSUMO NA PONTA - APE (R\$/MWH)	R\$ 25,09
TUSD CONSUMO FORA PONTA - APE (R\$/MWH)	R\$ 25,09
TUSD DEMANDA PONTA(R\$/KW)	R\$ 46,88
TUSD DEMANDA FORA PONTA(R\$/KW)	R\$ 19,04
TUSD CONSUMO PONTA (R\$/MWH)	R\$ 60,21
TUSD CONSUMO FORA PONTA (R\$/MWH)	R\$ 60,21
TE CONSUMO PONTA (R\$/MWH)	R\$ 395,99
ALÍQUOTA DE ICMS	27,00%
ALÍQUOTA DE PIS/PASEP	0,71%
ALÍQUOTA DE COFINS	3,13%
TE ACL (R\$/MWH)	R\$ 300,00
ENCARGO DE ENERGIA DE RESERVA (R\$/MWH)	R\$ 1,00
ENCARGO DE SEGURANÇA DO SISTEMA (R\$/MWH)	R\$ 6,00
CONTRIBUIÇÃO ASSOCIATIVA (R\$/MWH)	R\$ 0,10

Fonte: Elaboração Própria

Para o cálculo do custo de demanda da usina fotovoltaica, basta multiplicar a TUSD de demanda de geração pela potência de saída da usina fotovoltaica (neste caso,

600 kW), aplicando-se ao resultado o desconto de 50% na TUSD, concedido a agentes do mercado livre que possuem lastro energético advindo de fontes incentivadas e especiais.

Para o cálculo da TUSD de consumo do futuro agente autoprodutor, faz-se necessário a divisão dessa rubrica em duas: consumo energético oriundo da geração própria do agente e consumo energético oriundo dos contratos complementares do agente no mercado livre de energia. A Tabela 08 realiza a descrição desses montantes energéticos. Sobre o montante oriundo da geração própria (92,91 MWh/mês), aplicam-se os valores de TUSD de consumo ponta e fora ponta específicos à modalidade de autoprodução, havendo a isenção dos encargos setoriais. Sobre o resultado desta operação, aplica-se, por fim, o desconto de 50% adotado como premissa. Já para o montante oriundo de contratos de compra no mercado livre (262,99 MWh), aplica-se os valores de TUSD de consumo por posto horário especificados pelas linhas 7 e 8 da Tabela 09, valorados ainda pelo desconto na TUSD obtido.

Para a determinação da TUSD de demanda, basta a multiplicação da demanda registrada do futuro agente autoprodutor pela TUSD de demanda trazida pela Tabela 09. O resultado dessa operação deve ser ajustado em razão do desconto de 50% sobre a TUSD, o qual incide também sobre a demanda. Para todas as rubricas envolvendo TUSD descritas, faz-se necessário também aplicar as alíquotas de ICMS, PIS/PASEP e COFINS, também esquematizadas pela Tabela 10.

Para o cálculo do valor relativo ao montante que deverá ser contratado de forma extra no mercado livre de energia, deve-se multiplicar o parâmetro de R\$ 300,00/MWh pelo montante que será lastreado por intermédio de tais contratos (262,99 MWh). O resultado desta operação, deve ser valorado pelas alíquotas de impostos e tributos relacionadas na Tabela 10.

Por fim, deve-se calcular os custos relativos às operações da CCEE, sendo eles: encargos de energia de reserva (EER), encargos de segurança do sistema (ESS) e contribuição associativa. Para tanto, deve-se multiplicar os parâmetros trazidos pela Tabela 10 referentes à cada uma dessas rubricas pelo montante total consumido pela unidade consumidora, o que corresponde a 355,90 MWh/mês.

A Tabela 11 resume todos os custos mensais que o futuro agente autoprodutor terá após a implantação do sistema. O valor de iluminação pública trazido é referente à média

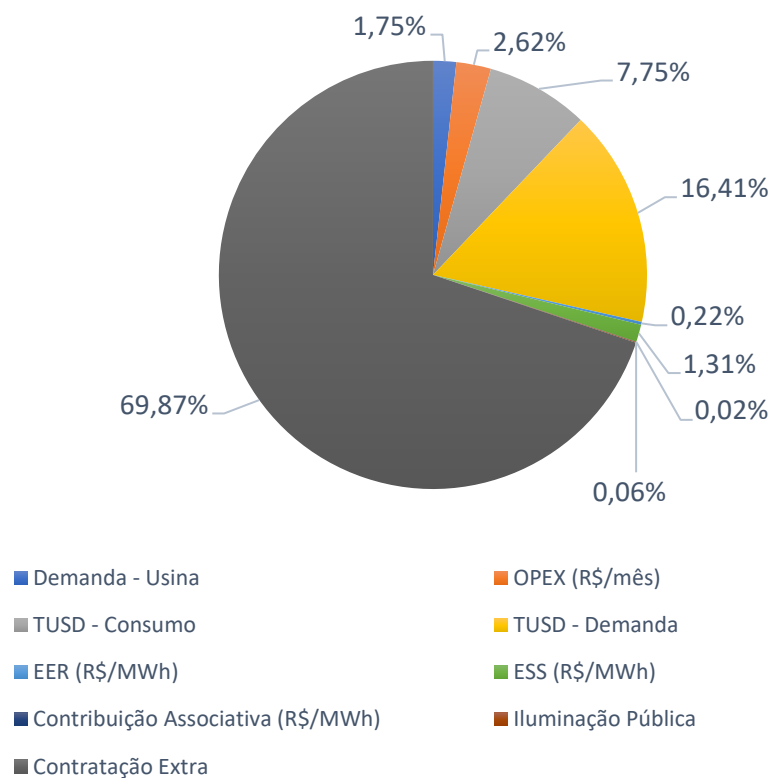
dos valores de iluminação pública pagos ao longo do histórico de contas fornecido pela administração do órgão. Chega-se à conclusão de que o custo mensal com energia elétrica do futuro agente autoprodutor será da ordem de R\$ 166.278,41. O Gráfico 10 ilustra a representatividade percentual de cada rubrica trazida pela Tabela 10 dentro do custo mensal total projetado.

Tabela 11 - Descritivo dos custos do autoprodutor de energia ETA Sumaré

CUSTOS MENSAIS USINA FOTOVOLTAICA	
DEMANDA - USINA	R\$ 2.856,00
OPEX (R\$/MÊS)	R\$ 4.277,44
CUSTOS MENSAIS AGENTE APE	
TUSD - CONSUMO	R\$ 12.660,18
TUSD - DEMANDA	R\$ 26.786,22
EER	R\$ 355,91
ESS	R\$ 2.135,45
CONTRIBUIÇÃO ASSOCIATIVA	R\$ 35,59
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	R\$ 90,50
CONTRATAÇÃO EXTRA	R\$ 114.081,13

Fonte: Elaboração Própria

Gráfico 10 - Representatividade dos custos do autoprodutor ETA Sumaré



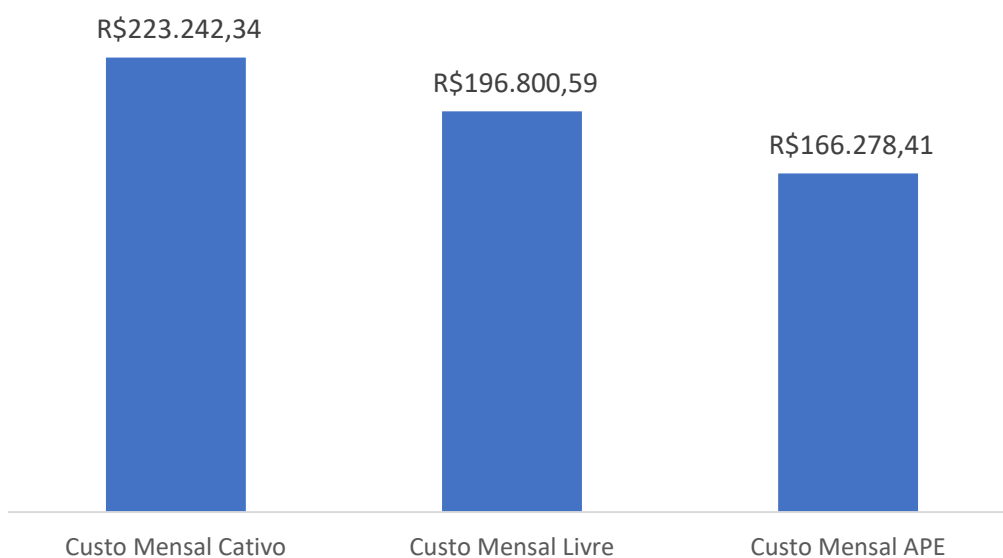
Fonte: Elaboração Própria

4.4.3. Cálculo da economia mensal obtida pós implantação da usina – primeiro ano de operação da usina

Conforme detalhado no item 4.2., a migração da ETA Sumaré para o ambiente de contratação livre trará uma economia da ordem de R\$ 26.302,88/mês, ou 12,00% em comparação com o custo médio mensal atual da unidade faturada no mercado cativo (R\$ 223.242,35).

O item 4.4.2., por sua vez, estima o custo total mensal do agente pós implantação do empreendimento de geração da ordem de R\$ 166.278,41. Comparando-se tal custo com o total gasto atualmente no ACR, conclui-se que a solução como um todo (migração da unidade e posterior implantação da central geradora) possui um potencial de redução das despesas mensais da ordem de R\$ 56.963,94, ou 25,52% em termos percentuais. O Gráfico 11 detalha de forma visual o ganho de escala na economia obtido com a implantação da usina autoprodutora. Vale ressaltar que os resultados expostos são conservadores, em face das premissas adotadas. Na prática, espera-se um ganho de economia ainda maior, a partir da aplicação de valores de tarifa (sobretudo na contratação de energia extra no ACL) realmente praticados pelo mercado de comercialização de energia.

Gráfico 11 - Descritivo do ganho de escala na economia após a implantação da central geradora fotovoltaica



Fonte: Elaboração Própria

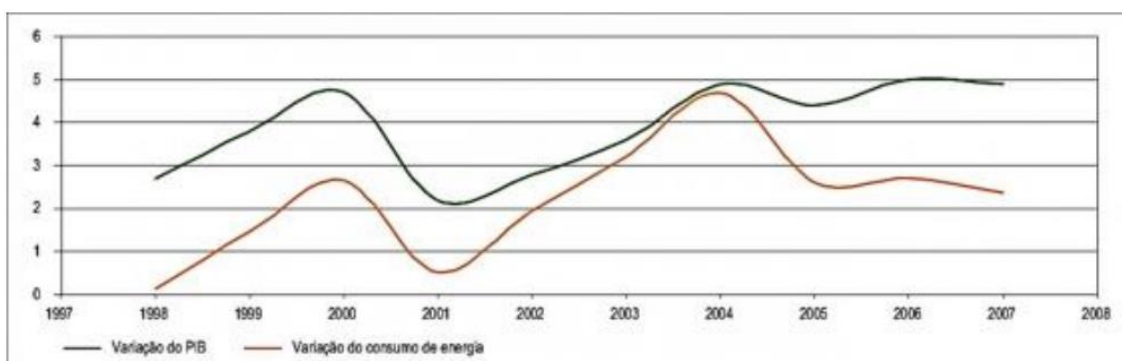
4.4.4. Detalhamento do fluxo de caixa do agente

Conforme demonstrado no item 4.3.1., o módulo fotovoltaico escolhido apresenta um decréscimo na produtividade de 2,00% no primeiro ano e 0,55% nos anos subsequentes. Tal fato acarreta uma perda de geração fotovoltaica nos demais anos, o que acarreta, por conseguinte, em uma diminuição da energia alocada diretamente ao agente autoprodutor e consequente aumento da necessidade da contratação de energia extra no ACL.

Além da redução esperada da geração de energia, é viável a consideração de que o uso de energia em uma unidade consumidora não é estático, podendo apresentar variações positivas ou negativas ao longo dos anos. Em razão disso, necessita-se de um estudo preliminar quanto à projeção de aumento de consumo. A metodologia utilizada para tanto foi a análise do crescimento de energia correlacionando essa variável com a projeção de crescimento do Produto Interno Bruto.

O consumo de energia possui uma relação bem afinada com o crescimento do PIB. Tal relação é certamente mais acentuada à medida que aumenta a participação do setor industrial, seja na economia ou no consumo de energia elétrica (Finkler, Finkler, Castro, & Milke, 2016). Na figura 32, pode-se verificar como a variação positiva do PIB e o crescimento da demanda energética estão correlacionados, tornando viável a utilização da metodologia a ser utilizada.

Figura 32 - Variação do PIB e consumo de energia mundial, de 1998 a 2007.



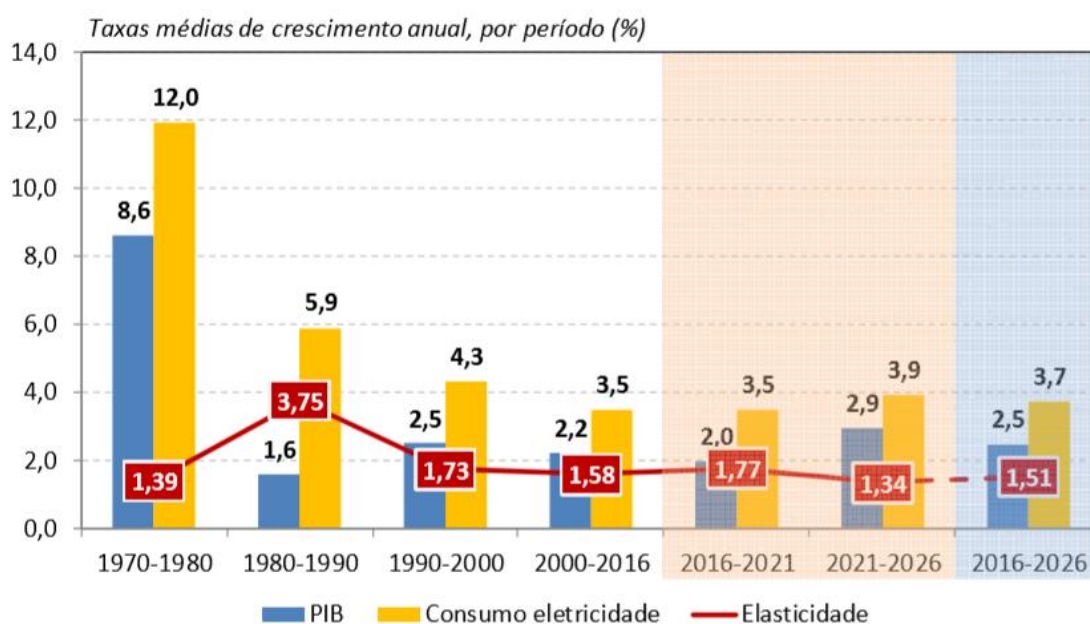
Fonte: (Finkler, Finkler, Castro, & Milke, 2016)

Para a determinação da relação entre o PIB e o crescimento do consumo, necessita-se de dois parâmetros: a Intensidade Elétrica do PIB e a Elasticidade-renda da demanda de eletricidade.

A Intensidade Elétrica do PIB indica a quantidade de energia elétrica demandada para acarretar uma variação positiva de R\$ 1,00 no PIB. Já a Elasticidade-renda da demanda de eletricidade representa a relação entre a variação do consumo de energia elétrica e do PIB. Com essa relação pode-se estipular o crescimento do consumo de energia elétrica em decorrência da taxa de variação do PIB.

De acordo com o estudo da projeção da demanda de energia elétrica (2017-2026) do Brasil, feito pela EPE e ONS, o cenário econômico e as projeções demográficas, assim como a correspondente projeção do consumo total de energia elétrica, para o período decenal, resultam em um crescimento continuado da renda per capita nacional e do consumo per capita de eletricidade, concomitantemente a um aumento da intensidade elétrica da economia no decênio, como identificado na Figura 33 (EPE, 2017). A Figura 33, permite então a conclusão de que a elasticidade-renda da demanda de eletricidade para o decênio 2016-2026 é estimada em 1,51.

Figura 33 - Evolução da elasticidade-renda do consumo de eletricidade*



(*) Inclui autoprodução.

Fonte: (EPE, 2017)

(Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará - IPECE, 2021) demonstra que de 2018 para 2019 houve um crescimento do PIB sobralense de aproximadamente 4,85%. A utilização desse parâmetro é viável, visto que os resultados pós pandemia podem não representar da forma mais realista possível a realidade econômica do município.

Diante do exposto, levando-se em consideração o parâmetro de crescimento do PIB de 4,85% e a elasticidade de 1,51 no decênio 2016-2026, projeta-se o crescimento do consumo de energia elétrica para o órgão público em 7,32% ao ano. Em razão disso, tem-se que o montante a ser contratado anualmente no mercado livre tende a aumentar proporcionalmente à variação positiva do consumo e o decréscimo de geração anual da usina.

Outro parâmetro importante de ser considerado é a variação anual do custo de operação e manutenção do empreendimento. O OPEX tende a sofrer reajustes anuais proporcionais à variação anual do Índice de Preços ao Amplo Consumidor (IPCA). Conforme (Exame, 2021), o IPCA projetado para o ano de 2022 é da ordem de 4,17%, enquanto para 2023, 3,25%. Para fins desse estudo, utilizou-se como parâmetro de IPCA a média aritmética entre esses dois valores, resultando em 3,71%. O mesmo parâmetro foi utilizado como premissa de reajuste tarifário anual, o que confirma o caráter conservador do estudo, visto que a projeção de aumento tarifário para os próximos anos, em decorrência da crise hídrica e de todas as consequências negativas da pandemia do Covid-19, é bem superior.

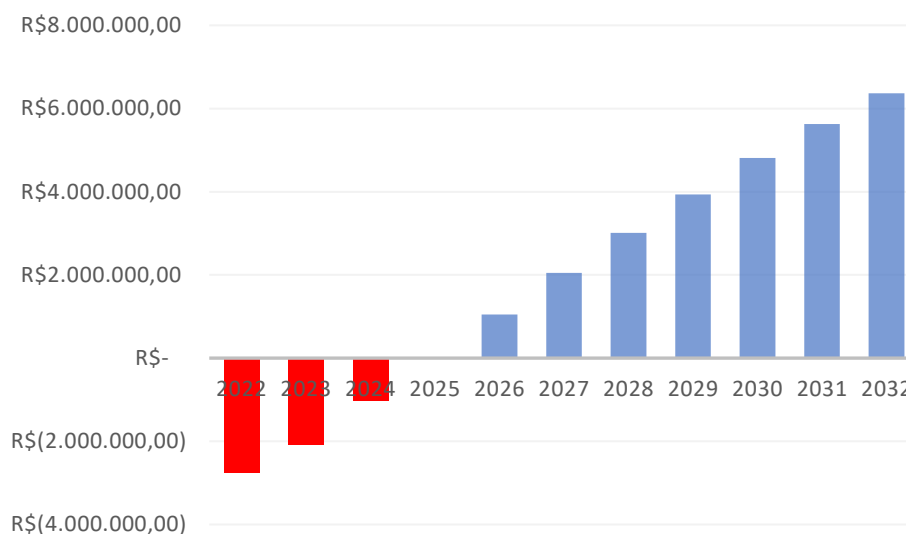
A Tabela 12 demonstra os resultados obtidos na modelagem do fluxo de caixa do projeto, enquanto o Gráfico 12 ilustra o fluxo de caixa projetado para os próximos 10 anos, sendo possível a constatação do retorno do investimento entre o terceiro e o quarto ano. O tempo de *payback* obtido na análise ilustra a viabilidade financeira do projeto.

Tabela 12 - Detalhamento do fluxo de caixa do projeto

ANO	GERAÇÃO (MWH)	MONTANTE CONTRATADO (MWH)	CUSTOS APE	CUSTOS CATIVO	ECONOMIA - CATIVO	ACUMULADO
2022	-	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 2.759.640,00
2023	1.114,9524	3.155,94039	R\$ 1.995.340,95	R\$ 2.678.908,13	R\$ 683.567,19	-R\$ 2.076.072,81
2024	1.092,6533	3.454,69433	R\$ 1.720.282,36	R\$ 2.778.295,62	R\$ 1.058.013,26	-R\$ 1.018.059,55
2025	1.086,6437	3.727,96963	R\$ 1.837.662,90	R\$ 2.881.370,39	R\$ 1.043.707,49	R\$ 25.647,93
2026	1.080,6672	4.022,86172	R\$ 1.964.445,69	R\$ 2.988.269,23	R\$ 1.023.823,54	R\$ 1.049.471,48
2027	1.074,7235	4.341,08055	R\$ 2.101.439,85	R\$ 3.099.134,02	R\$ 997.694,17	R\$ 2.047.165,65
2028	1.068,8125	4.684,47130	R\$ 2.249.528,23	R\$ 3.214.111,89	R\$ 964.583,67	R\$ 3.011.749,32
2029	1.062,9341	5.055,02516	R\$ 2.409.674,43	R\$ 3.333.355,45	R\$ 923.681,01	R\$ 3.935.430,33
2030	1.057,0879	5.454,89080	R\$ 2.582.930,59	R\$ 3.457.022,93	R\$ 874.092,34	R\$ 4.809.522,67
2031	1.051,2739	5.886,38684	R\$ 2.770.445,92	R\$ 3.585.278,48	R\$ 814.832,56	R\$ 5.624.355,24
2032	1.045,4919	6.352,01535	R\$ 2.973.476,10	R\$ 3.718.292,31	R\$ 744.816,22	R\$ 6.369.171,45

Fonte: Elaboração Própria

Gráfico 12 - Projeção de fluxo de caixa para os próximos 10 anos



Fonte: Elaboração Própria

4.4.5. Métricas financeiras do projeto

Dois métricas financeiras extremamente relevantes para a análise econômica de projetos são o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR).

O VPL consiste em uma equação financeira responsável por trazer a valor presente um determinado fluxo de caixa futuro, a partir da aplicação de uma taxa de desconto. Caso o VPL seja positivo, espera-se que o projeto traga o retorno mínimo esperado, o que não ocorrerá caso o VPL seja negativo. A equação (8) descreve o modelo matemático utilizado para determinação do VPL.

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{F_c}{(1+i)^t} \quad (8)$$

Na qual,

- a) VPL = Valor presente líquido (R\$);
- b) I_0 = CAPEX do projeto (R\$);
- c) F_c = somatório do fluxo de caixa no período analisado (R\$);
- d) i = Taxa de desconto (%); e
- e) t = período analisado no fluxo de caixa.

A Taxa Interna de Retorno (TIR), por sua vez, é um resultado matemático responsável por igualar o valor presente de um investimento com os seus valores futuros a partir da aplicação de um juro, justificando assim a atratividade de um investimento em um projeto. Caso a TIR seja superior à Taxa Mínima de Atratividade (TMA) imposta

pelo investidor, o projeto possui viabilidade financeira. A equação (9) demonstra a forma de cálculo da TIR.

$$0 = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{F_c}{(1+TIR)^t} \quad (9)$$

Na qual,

- a) TIR = Taxa interna de retorno (%);
- b) I_0 = CAPEX do projeto (R\$);
- c) F_c = somatório do fluxo de caixa no período analisado (R\$);
- d) i = Taxa de desconto (%); e
- e) t = período analisado no fluxo de caixa.

Como premissa de taxa de desconto utilizou-se 8%, visto que é esse o parâmetro utilizado pelo Plano Nacional de Energia (PNE) vigente. Dessa forma, a Tabela 13 esquematiza os resultados financeiros obtidos com o projeto proposto. Observa-se que os valores obtidos apontam para a atratividade econômico-financeira do investimento.

Tabela 13 - Métricas de engenharia financeira para o projeto

RESULTADOS	
PAYBACK	3 anos e 10 meses
TIR	24,63%
VPL	R\$ 8.506.147,02

Fonte: Elaboração Própria

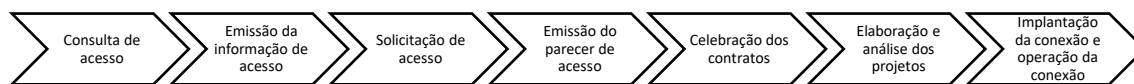
4.5. Conexão da Central Geradora na Rede Elétrica de Distribuição da Enel/CE

Quanto à conexão da Central Geradora de Capacidade Reduzida (CGCR) dimensionada na rede elétrica de distribuição da Enel/CE, verifica-se que a Especificação Técnica n. 131 da Enel/CE deve ser obedecida. O referido documento tem por objetivo estabelecer as condições de acesso e definir critérios técnicos, operacionais e requisitos de projetos aplicáveis à conexão de centrais geradoras ao sistema de distribuição de alta, e média tensão da Enel Distribuição Ceará de forma a garantir que ambos os sistemas, após a conexão, operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade (Enel, 2018).

Conforme a Especificação Técnica n. 131 da Enel/CE, os seguintes procedimentos devem ser seguidos para a viabilização do acesso (ver fluxograma da Figura 34). Ressalta-se que os passos iniciais (realização de consulta de acesso e consequente emissão da

consulta de acesso por parte da distribuidora) são opcionais para centrais de capacidade reduzida, as que necessitam de um processo de registro junto à ANEEL.

Figura 34 - Fluxograma dos processos para conexão de centrais geradoras na rede de distribuição da Enel/CE



Fonte: Elaboração Própria com base em (Enel, 2018)

Para a etapa de solicitação de acesso, o futuro agente autoprodutor deverá encaminhar à distribuidora os documentos constantes nos Anexos E e G da especificação técnica comentada. Após a emissão do parecer de acesso, o que ocorrerá 30 dias corridos após a solicitação de acesso¹⁵, chega-se na etapa de celebração dos contratos, sendo eles o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), o Contrato de Conexão no Sistema de Distribuição (CCD) e o Acordo Operativo (AO). Tais contratos devem ser firmados entre as partes envolvidas no processo em até 90 dias corridos após a emissão do parecer de acesso. O não cumprimento dos prazos incorre em perda da garantia do ponto de conexão e das condições estabelecidas no Parecer de Acesso. (Enel, 2018)

Após a celebração dos contratos citados, o acessante deverá enviar à Enel/CE os projetos das instalações de conexão, tais como projeto civil, elétrico e eletromecânico da subestação, projeto do sistema de medição para faturamento da subestação, projeto de automação da subestação e projeto da linha de distribuição de uso restrito. Conforme a especificação técnica, o agente autoprodutor pode contratar a equipe de Enel/CE, ou equipe homologada pela distribuidora, para a elaboração de tais projetos. O projeto de automação da subestação deverá ser contratado pelo acessante com empresa credenciada na Enel/CE.

Após a distribuidora analisar e aceitar os projetos das instalações do ponto de conexão, o acessante deve comunicar à Enel/CE o início das obras de construção do ponto de conexão com antecedência de 30 dias. O acessante deve contratar a Enel Distribuição Ceará ou empresa credenciada pela mesma para executar as obras (civis, elétrica, eletromecânica, medição de faturamento e automação) do Ponto de Conexão. Para a

¹⁵ Caso não haja necessidade da realização de obras de reforços ou de melhorias na rede. Caso haja tal necessidade, o prazo de emissão do parecer de acesso é de 120 dias corridos.

construção das instalações de interesse restrito o acessante pode contratar empresa credenciada pela Enel Distribuição Ceará. (Enel, 2018)

Executadas as obras do ponto de conexão, o acessante deverá realizar o comissionamento das instalações. O comissionamento, eletromecânico, elétrico e de automação, do Ponto de Conexão é de responsabilidade da Enel Distribuição Ceará. (Enel, 2018)

Após o envio do relatório de comissionamento pelo futuro agente autoprodutor de energia à Enel/CE, a solicitação de vistoria deverá ser realizada, estando a distribuidora obrigada a realizar a vistoria em um prazo máximo de 30 dias corridos após a solicitação. Estando todos os itens compatíveis com as normas técnicas e regimentos internos da distribuidora, em até 7 dias após a vistoria, a Enel/CE deve aprovar o ponto de conexão, liberando sua efetiva conexão e operação comercial.

4.6. Modelagem do Ativo na Câmera de Comercialização de Energia Elétrica

Após a efetiva conexão da central geradora, conforme apresentado no item (4.5.), o agente autoprodutor deverá realizar o registro da central geradora de capacidade reduzida no sítio eletrônico específico da ANEEL¹⁶. Tendo sido realizado tal passo, o agente deverá proceder com a modelagem do ativo de geração no sistema SigaCCEE. Por modelagem do ativo, entende-se que deverá haver a inclusão do novo ativo de geração dentro do perfil de agente já criado no ato da migração da unidade consumidora ao Ambiente de Contratação Livre.

Após a modelagem do ativo, o autoprodutor deverá realizar o processo mensal de Alocação de Geração Própria (AGP), de modo a declarar à CCEE os montantes energéticos gerados e alocados às unidades de consumo, dessa forma o autoprodutor reivindica o direito de isenção dos encargos setoriais sobre a energia autoconsumida. Para a efetivação do processo de AGP, o agente deverá implementar no sistema CliqCCEE a geração passível de alocação, a geração efetivamente alocada à(s) carga(s) e o percentual alocado.

¹⁶ <http://www2.aneel.gov.br/scg/rcg/default.asp>.

5. Considerações Finais

O estudo desenvolvido buscou o oferecimento, à comunidade acadêmica e ao mercado de engenharia de energias, de conteúdo teórico e prático sobre o assunto de autoprodução de energia no âmbito do mercado livre de energia.

A aplicação de toda a metodologia desenvolvida, juntamente com as premissas selecionadas, permitiu a obtenção de um percentual de economia de aproximadamente 12% apenas com a migração da unidade consumidora estudada ao Ambiente de Contratação Livre, cerca de R\$ 26.302,88/mês.

Com a implantação da usina autoprodutora dimensionada (663,38 kWp/600 kW), tal economia ganha escala e passa a ser R\$ 56.963,63/mês, ou 25,52%. Vale ressaltar que as premissas utilizadas para a modelagem financeira da solução são consideradas conservadoras, tais como a tarifa de comercialização de energia no mercado livre de R\$ 300,00/MWh.

A análise do fluxo de caixa e projeção das métricas financeiras revelou um Valor Presente Líquido (VPL) do projeto de R\$ 8.506.147,02 e uma TIR projetada de 24,63%, conforme calculado em (4.4.5.). O tempo de retorno do investimento é estimado em 3 anos e 10 meses.

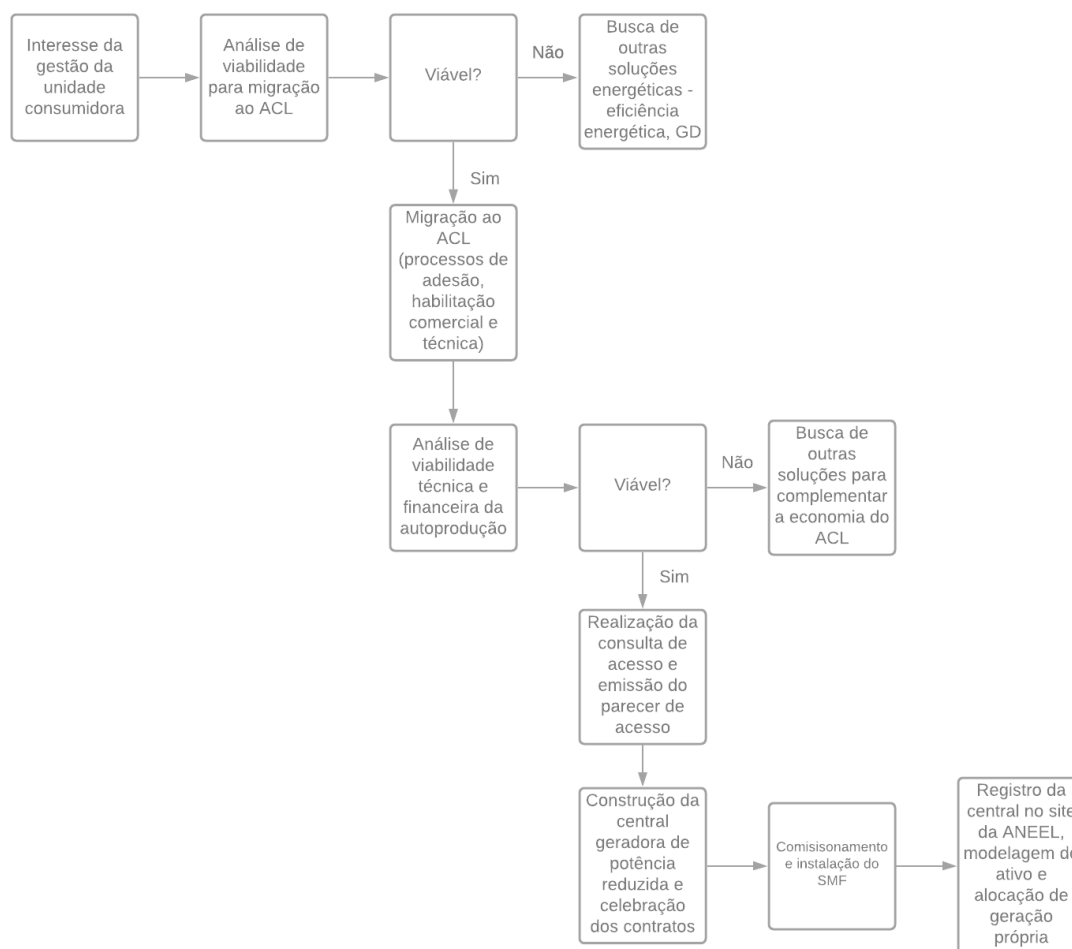
Os resultados financeiros encontrados revelam a atratividade financeira do investimento na solução proposta. Destaca-se que, no modelo apresentado, o consumidor de energia (ETA Sumaré) deverá ainda celebrar contratos extras de compra de energia no mercado livre, visando o atendimento de 100% do lastro energético da unidade, visto que foi proposta uma usina que atendesse a aproximadamente 23% da sua demanda energética.

Verificou-se que a utilização desse parâmetro de 23% leva à necessidade da instalação de uma usina fotovoltaica com capacidade instalada de aproximadamente 600 kW. A demanda contratada da ETA é de 600 kW, logo uma UFV com tal capacidade instalada permite a adoção de um modelo de instalação junto à carga (*in situ*), sem que haja a necessidade de eventuais melhorias ou reforços na rede. De todo modo, neste trabalho foi considerado que a implementação do empreendimento seria de forma remota, em razão da ETA Sumaré não possui área de telhado disponível para tal fim. Os resultados financeiros para uma eventual implementação *in situ* tendem a ser mais positivos do que

os encontrados por esse trabalho, visto que nesta modalidade não haverá o pagamento de uma demanda contratada para a usina fotovoltaica.

Em termos de processos, o fluxograma da Figura 35 ilustra o passo a passo desde a migração da carga ao mercado livre de energia até o início da operação da usina autoprodutora. Estima-se um prazo total de 6 meses a 1 ano para que todo o processo seja realizado.

Figura 35 - Processos para a implantação de uma central geradora de capacidade reduzida na modalidade de autoprodução de energia



Fonte: Elaboração Própria

Para trabalhos futuros, buscar-se-á a análise, do ponto de vista técnico, jurídico e financeiro, de outros modelos de negócios para geração de energia no âmbito do mercado livre de energia. Dentre tais modelos, a utilização de mais de uma fonte de energia (combinação entre solar e eólica, por exemplo) para o atendimento do lastro energético

de um dado consumidor se torna atrativa, pois dessa forma a necessidade de contratações extras tenderá a diminuir.

Referências

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. (2021). **RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.859, DE 22 DE ABRIL DE 2021**. ANEEL. ANEEL. Acesso em 03 de Janeiro de 2022

ALFAREAL. (2018). **Você sabia que há uma série de seguros para proteção de sistemas fotovoltaicos (energia solar)?** Fonte: https://alfareal.com.br/sistema-fotovoltaicos/?gclid=EAIaIQobChMIwJa9h4rD6QIVBQSRCh26gguMEAAAYASAAEgJv0vD_BwE. Acesso em: 19 maio 2020.

ANEEL. (24 de maio de 2017). **Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL**. Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/

AREND, L. (2017). **BREVES CONSIDERAÇÕES SOBRE O CONTRATOS DE VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA**. INSPER, SÃO PAULO.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. (23 de Abril de 2021). Fonte: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/preco_horario?_afLoop=429054654837238&_adf.ctrl-state=14dbadv9a_119#!%40%40%3F_afLoop%3D429054654837238%26_adf.ctrl-state%3D14dbadv9a_123

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. (2020). **Regras de Comercialização - Alocação de Geração Própria**.

Canadian Solar. (15 de Janeiro de 2022). Fonte: Canadian Solar : https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2019/12/Canadian_Solar-Datasheet-BiHiKu_CS3W-PB-AG_High-Efficiency_1000V1500V_EN-2.pdf

CCEE. (2019). **GUIA PRÁTICO PARA NOVOS AGENTES DA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE**. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.

CCEE. (2020). **REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO - BALANÇO ENERGÉTICO**. CCEE.

CCEE. (2020). **REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO - CONTRATOS**. CCEE.

CCEE. (17 de outubro de 2021). CO – Reajuste dos valores dos emolumentos da CCEE – a partir de 1ª/11. Fonte: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-

opinio/comunicados/detalhe_comunicado?contentId=CCEE_658788&_afLoop=274612906787896&_adf.ctrl-state=cnltj0g29_43#!%40%40%3F_afLoop%3D274612906787896%26contentId%3DCCEE_658788%26_adf.ctrl-state

CCEE. (17 de Outubro de 2021). Preço Horário. Fonte: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/preco_horario?_afLoop=273624409654280&_adf.ctrl-state=cnltj0g29_14#!%40%40%3F_afLoop%3D273624409654280%26_adf.ctrl-state%3Dcnltj0g29_18

Energia, A. -A. (s.d.). **Geração de Energia a partir de Produtores Independentes** . Fonte: ABIAPÉ: <http://abiape.com.br/publicacoes/>

EPE. (2017). **Projeção da demanda de energia elétrica (2017-2026)**. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, Rio de Janeiro.

EPE. (2014). **DEE NT 150**. Rio de Janeiro: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE.

Exame. (11 de Novembro de 2021). Exame.com. Fonte: Exame.com: <https://exame.com/economia/ipca-para-2021-sobe-de-851-para-859-projeta-focus/#:~:text=Considerando%20apenas%20as%2045%20respostas,%25%20para%204%2C17%25.>

Finkler, A., Finkler, D. R., Castro, J. L., & Milke, T. F. (2016). **RELAÇÃO DO CRESCIMENTO ECONÔMICO E CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA**. XXIV Seminário de Iniciação Científica.

Greener. (2021). **Estudo Estratégico - Grandes Usinas Solares 2021 - Mercado Livre e Regulado**.

HUAWEI. (2020). **Pesca chinesa que hospeda 260MW de energia solar não subsidiada**. Fonte: <https://www.pv-magazine.com/2020/03/27/chinese-fishery-hosting-260-mw-of-unsubsidized-solar>

Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará - IPECE. (2021). **Produto Interno Bruto Municipal**. Ceará: Governo do estado do Ceará.

Jacobus, F. E. (outubro de 2014). IEEE The Institute of Electrical and Electronics Engineers. Fonte: IEEE: https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/48595517/Energia_solar_fotovoltaiica_terceira_geracao.pdf?1473107832=&response-content-disposition=inline%3B+filename%3DEspaco_IEEE_138_Energia_solar_fotovoltai.pdf&Expires=1617997107&Signature=fKrOcRfTMmZIAKQJpWXcLQJI

KHODIZODA, G. (2017). **SOLAR POWER: CONCENTRATED SOLAR POWER AND PHOTOVOLTAIC PLANTS COMPARISON AND THEIR APPLICABILITY IN TAJIKISTAN**. Fonte: <https://enerpojournal.com/2017/07/08/solar-power-in-tajikistan/>.

MISBRENER. (2018). **Como escolher entre inversores de string e centrais em instalações em escala de utilidade**. Fonte: <https://www.solarpowerworldonline.com/2018/12/choose-between-string-and-central-inverters-utility-scale-solar/>

Oliveira, D. R. (2019). **Análise de Viabilidade de Migração de Consumidores de Energia Elétrica para o Mercado Livre**.

ONS. (23 de Abril de 2021). **Resultados da operação** . Fonte: Boletim de geração solar: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/boletim-geracao-solar.aspx>

PORTAL ENERGIA. (11 de abril de 2020). Portal energia - Energia renováveis. Fonte: Portal Energia: <https://www.portal-energia.com/como-energia-solar-fotovoltaica-eolica-complementar/>

Portal Solar. (10 de novembro de 2019). PORTAL SOLAR S.A. Fonte: PROTAL SOLAR: <https://www.portalsolar.com.br/energia-solar-no-mundo>

RONILSON. (2017). **SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE (ON GRID)**. Fonte: <https://blog.bluesol.com.br/sistema-fotovoltaico-conectado-a-rede-on-grid/>

SAAE Sobral/CE. (03 de Janeiro de 2022). **Nossa História - O SAAE**. Fonte: <https://saaesobral.com.br/o-saae/>

SMA. (15 de Janeiro de 2022). SMA. Fonte: SMA: <https://www.skysollaris.com.br/produtos/anexos/shp75-10-1558535303.pdf>

SOLAR, J. (2018). **Central elétrica montada no solo de 10,1MW em Toshka, Egito**. Fonte: <https://www.jasolar.com/index.php?m=content&c=index&a=show&catid=65&id=44>.

SOLARPRIME. (19 de fevereiro de 2019). Solar Prime Energia Solar. Fonte: Solar Prime: <https://blog.solarprime.com.br/qual-e-o-panorama-do-mercado-de-energia-solar-no-brasil/#:~:text=Atualmente%2C%20o%20Brasil%20figura%20entre,pa%C3%ADs%20cresceu%20407%25%20nesse%20setor>.

SOUZA, J. P. (2019). **Silício mono ou policristano: quem vence o duelo?** Fonte: Canal Solar: <https://www.canalsolar.com.br/artigos/artigos-tecnicos/item/80-silicio-mono-ou-policristalino-quem-vence-o-duelo>

TAKATA, M. (2019). **Tecnologias de módulos e célula fotovoltaicas**. Rio de Janeiro.

Trinasolar. (2020). **As diferenças entre inversores solares de corda e centrais**. Fonte: <https://www.trinasolar.com/us/resources/blog/differences-between-string-and-central-solar-inverters>.

VILLALVA, M. G. (2019). **Funções e requisitos técnicos dos inversores fotovoltaicos**. Fonte: CANAL SOLAR: <https://www.canalsolar.com.br/artigos/artigos-tecnicos/item/223-funcoes-e-requisitos-tecnicos-dos-inversores-fotovoltaicos-parte-i>.

VILLALVA, M., & GAZOLI, J. (2012). **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. São Paulo: Érica.

WORLD BANK GROUP. (2021, abril 07). **Global Solar Atlas**. Retrieved from Global Solar Atlas: <https://globalsolaratlas.info/download/brazil>

Apêndices

Anexo I – dados de energia da ETA Sumaré

Tabela 14 - Dados de consumo, demanda, reativos e totais de conta para a ETA Sumaré

Descritivo - Perfil de Consumo (kWh)						
Mês	Consumo FPTA (kWh)	Valor Cons. FPTA (R\$)	Consumo PTA (kWh)	Valor Cons. PTA (R\$)	Valor Total Consumo (R\$)	
out/20	363.681,00	R\$ 160.275,205	33.761,00	R\$ 22.269,763	R\$	182.544,968
nov/20	303.928,00	R\$ 133.941,896	27.794,00	R\$ 18.333,752	R\$	152.275,648
dez/20	333.894,00	R\$ 147.147,993	32.323,00	R\$ 21.321,215	R\$	168.469,209
jan/21	164.605,00	R\$ 72.541,871	18.248,00	R\$ 12.036,925	R\$	84.578,796
fev/21	331.265,00	R\$ 145.989,386	30.493,00	R\$ 20.114,093	R\$	166.103,479
mar/21	294.047,00	R\$ 129.587,312	27.823,00	R\$ 18.352,881	R\$	147.940,193
abr/21	319.156,00	R\$ 140.652,917	34.166,00	R\$ 22.536,913	R\$	163.189,830
mai/21	320.866,00	R\$ 141.406,518	30.943,00	R\$ 20.410,926	R\$	161.817,445
jun/21	331.658,00	R\$ 146.162,582	32.006,00	R\$ 21.112,113	R\$	167.274,695
jul/21	325.919,00	R\$ 143.633,389	32.151,00	R\$ 21.207,759	R\$	164.841,148
ago/21	347.881,00	R\$ 153.312,102	35.167,00	R\$ 23.197,203	R\$	176.509,305
set/21	351.332,00	R\$ 154.832,967	35.349,00	R\$ 23.317,255	R\$	178.150,223

Descritivo - Perfil de Demanda Ativa (kW)							
Mês	Demanda FPTA (kW)	Demanda FPTA S/ ICMS (kW)	Total D. FPTA (R\$)	Demanda PTA (kW)	Demanda PTA S/ ICMS (kW)	Total D. PTA (R\$)	Total Demanda (R\$)
out/20	571,20	28,8	R\$ 16.304,14	535,92	64,08	R\$ 39.498,12	R\$ 55.802,26
nov/20	572,88	27,12	R\$ 16.316,63	551,04	48,96	R\$ 39.774,85	R\$ 56.091,48

dez/20	579,18	20,82	R\$ 16.363,46	562,52	37,48	R\$ 39.984,95	R\$ 56.348,41
jan/21	563,22	36,78	R\$ 16.244,83	536,2	63,80	R\$ 39.503,25	R\$ 55.748,07
fev/21	566,16	33,84	R\$ 16.266,68	546	54,00	R\$ 39.682,60	R\$ 55.949,28
mar/21	571,2	28,8	R\$ 16.304,14	539,28	60,72	R\$ 39.559,62	R\$ 55.863,76
abr/21	561,12	38,88	R\$ 16.229,22	556,08	43,92	R\$ 39.867,09	R\$ 56.096,30
mai/21	576,24	23,76	R\$ 16.341,61	569,52	30,48	R\$ 40.113,07	R\$ 56.454,67
jun/21	574,56	25,44	R\$ 16.329,12	557,76	42,24	R\$ 39.897,84	R\$ 56.226,95
jul/21	577,92	22,08	R\$ 16.354,09	574,56	25,44	R\$ 40.205,31	R\$ 56.559,40
ago/21	598,08	1,92	R\$ 16.503,95	588	12	R\$ 40.451,29	R\$ 56.955,23
set/21	584,64	15,36	R\$ 16.404,04	566,16	33,84	R\$ 40.051,57	R\$ 56.455,62

Descritivo - Perfil de Reativo Excedente					
Mês	Consumo Reativo Exc PTA (kVArh)	Consumo Reativo Exc FPTA (kVArh)	D. Reativa Exc PTA (kVAr)	D. Reativa Exc FPTA (kVAr)	Total Reativo Exc (R\$)
out/20	2.699,00	21.160,00	0,60	-	R\$ 8.577,64087
nov/20	2.174,00	17.161,00	-	1,44	R\$ 6.973,34355
dez/20	2.605,00	19.732,00	1,30	15,09	R\$ 8.397,94063
jan/21	1.447,00	9.420,00	-	-	R\$ 3.900,49231
fev/21	2.434,00	19.572,00	-	-	R\$ 7.898,61358
mar/21	2.343,00	17.504,00	-	-	R\$ 7.123,68371

abr/21	2.713,00	17.992,00	-	-	R\$	7.431,64565
mai/21	2.286,00	17.349,00	3,96	8,58	R\$	7.338,72759
jun/21	2.385,00	18.021,00	-	4,8	R\$	7.435,76560
jul/21	2.424,00	17.676,00	8,58	12,78	R\$	7.710,40107
ago/21	2.527,00	18.383,00	23,7	33,36	R\$	8.829,96949
set/21	2.512,00	18.424,00	-	19,08	R\$	7.957,53254

Total de Conta (R\$)		
Mês	CIP (R\$)	Total - Conta de Energia (R\$)
out/20	87,67	R\$ 247.012,54358
nov/20	87,67	R\$ 215.428,13809
dez/20	87,67	R\$ 233.303,23145
jan/21	87,67	R\$ 144.315,03051
fev/21	87,67	R\$ 230.039,04656
mar/21	87,67	R\$ 211.015,30573
abr/21	87,67	R\$ 226.805,44975
mai/21	94,46	R\$ 225.705,30397
jun/21	94,46	R\$ 231.031,87401
jul/21	94,46	R\$ 229.205,41052
ago/21	94,46	R\$ 242.388,96658
set/21	94,46	R\$ 242.657,83148

Fonte: Elaboração Própria

Anexo II – Dados de consumo horário médio da ETA Sumaré

Tabela 15 - Detalhamento do consumo em intervalos de 30 minutos

Hora	Posto Horário	Média Diária (kWh)
00:30:00	Fora Ponta	240,3754839
01:00:00	Fora Ponta	242,5296774
01:30:00	Fora Ponta	245,4832258
02:00:00	Fora Ponta	245,1445161
02:30:00	Fora Ponta	241,9470968
03:00:00	Fora Ponta	241,6354839
03:30:00	Fora Ponta	240,7819355
04:00:00	Fora Ponta	239,9283871
04:30:00	Fora Ponta	242,0419355
05:00:00	Fora Ponta	242,5567742
05:30:00	Fora Ponta	245,3477419
06:00:00	Fora Ponta	245,4154839
06:30:00	Fora Ponta	245,6322581
07:00:00	Fora Ponta	246,363871
07:30:00	Fora Ponta	246,0793548
08:00:00	Fora Ponta	245,4832258
08:30:00	Fora Ponta	246,1064516
09:00:00	Fora Ponta	241,2832258
09:30:00	Fora Ponta	244,0606452
10:00:00	Fora Ponta	246,6890323
10:30:00	Fora Ponta	251,4851613
11:00:00	Fora Ponta	253,5580645
11:30:00	Fora Ponta	251,3225806
12:00:00	Fora Ponta	244,9141935
12:30:00	Fora Ponta	241,6490323
13:00:00	Fora Ponta	243,4780645
13:30:00	Fora Ponta	245,9709677
14:00:00	Fora Ponta	248,4909677
14:30:00	Fora Ponta	248,4909677
15:00:00	Fora Ponta	247,8270968
15:30:00	Fora Ponta	253,083871
16:00:00	Fora Ponta	255,6716129
16:30:00	Fora Ponta	256,2812903
17:00:00	Fora Ponta	251,5258065
17:30:00	Fora Ponta	249,1954839
18:00:00	Ponta	248,2064516
18:30:00	Ponta	247,8135484
19:00:00	Ponta	245,456129
19:30:00	Ponta	242,9225806
20:00:00	Ponta	245,7948387
20:30:00	Ponta	252,4606452
21:00:00	Fora Ponta	253,2464516

Hora	Posto Horário	Média Diária (kWh)
21:30:00	Fora Ponta	255,5496774
22:00:00	Fora Ponta	256,9722581
22:30:00	Fora Ponta	256,6064516
23:00:00	Fora Ponta	251,756129
23:30:00	Fora Ponta	246,3232258
00:00:00	Fora Ponta	242,6516129

Fonte: Elaboração Própria

Anexo III – aplicação mensal do método do ponto de equilíbrio

Tabela 16 - Aplicação do método do ponto de equilíbrio para todos os meses analisados apontando a migração do cliente como viável

Mês/Ano	TUSD - ACR (R\$)	TE - ACR (R\$)	Total Parcial ACR (R\$)	Total ACR (R\$)	TUSD - ACL Parcial (R\$)	TUSD - ACL Final (R\$)	Valor do Break Even (R\$/MWh)
out/20	R\$ 59.929,56	R\$ 102.318,12	R\$ 162.247,68	R\$ 246.815,30	R\$ 29.964,78	R\$ 58.366,32	R\$ 346,13
nov/20	R\$ 56.713,37	R\$ 85.340,86	R\$ 142.054,23	R\$ 215.272,03	R\$ 28.356,69	R\$ 53.229,42	R\$ 356,60
dez/20	R\$ 59.448,45	R\$ 94.463,38	R\$ 153.911,83	R\$ 233.183,66	R\$ 29.724,23	R\$ 56.218,15	R\$ 352,75
jan/21	R\$ 46.870,34	R\$ 47.485,12	R\$ 94.355,46	R\$ 144.110,08	R\$ 23.435,17	R\$ 42.863,10	R\$ 404,21
fev/21	R\$ 58.157,62	R\$ 93.095,72	R\$ 151.253,33	R\$ 229.862,71	R\$ 29.078,81	R\$ 55.776,30	R\$ 351,29
mar/21	R\$ 55.536,89	R\$ 82.935,65	R\$ 138.472,53	R\$ 210.826,81	R\$ 27.768,44	R\$ 53.042,55	R\$ 357,85
abr/21	R\$ 58.026,27	R\$ 91.588,57	R\$ 149.614,84	R\$ 226.650,03	R\$ 29.013,14	R\$ 54.777,89	R\$ 355,11
mai/21	R\$ 58.853,13	R\$ 90.730,52	R\$ 149.583,65	R\$ 225.600,85	R\$ 29.426,56	R\$ 54.360,85	R\$ 355,32
jun/21	R\$ 58.983,62	R\$ 93.790,97	R\$ 152.774,59	R\$ 230.895,03	R\$ 29.491,81	R\$ 55.219,70	R\$ 352,64
jul/21	R\$ 59.498,36	R\$ 92.444,74	R\$ 151.943,11	R\$ 229.115,85	R\$ 29.749,18	R\$ 54.975,20	R\$ 355,02
ago/21	R\$ 62.016,20	R\$ 99.010,52	R\$ 161.026,72	R\$ 242.355,70	R\$ 31.008,10	R\$ 57.078,50	R\$ 353,10
set/21	R\$ 60.955,19	R\$ 99.926,63	R\$ 160.881,82	R\$ 242.553,51	R\$ 30.477,59	R\$ 56.744,54	R\$ 350,78
Mês/Ano	Total Pago ACL (R\$)	Economia Mensal (R\$)	Economia Mensal (%)	Recomendação			
out/20	R\$ 221.698,65	R\$ 25.116,65	10,18%	Migração			
nov/20	R\$ 189.553,53	R\$ 25.718,50	11,95%	Migração			
dez/20	R\$ 206.718,29	R\$ 26.465,37	11,35%	Migração			
jan/21	R\$ 118.008,16	R\$ 26.101,92	18,11%	Migração			
fev/21	R\$ 204.443,97	R\$ 25.418,74	11,06%	Migração			
mar/21	R\$ 185.317,90	R\$ 25.508,91	12,10%	Migração			
abr/21	R\$ 199.978,72	R\$ 26.671,31	11,77%	Migração			
mai/21	R\$ 198.939,90	R\$ 26.660,95	11,82%	Migração			
jun/21	R\$ 204.670,66	R\$ 26.224,37	11,36%	Migração			
jul/21	R\$ 202.127,26	R\$ 26.988,59	11,78%	Migração			

ago/21	R\$	214.495,49	R\$	27.860,22	11,50%	Migração
set/21	R\$	215.654,54	R\$	26.898,97	11,09%	Migração

Fonte: Elaboração Própria

Anexo IV – memorial de cálculo da curva de geração diária

Tabela 17 - Memorial de cálculo da curva de geração diária e determinação dos montantes energéticos alocados ao consumidor, comercializados e contratados

Hora	Irradiação (W/m ²)	Geração horária - 1 módulo (Wh)	Geração Horária Total (kWh)	Consumo Horário SAAE (kWh)	Consumo contratado (kWh)	Energia Autoconsumida (kWh)
0	-	-	-	483,027097	483,027097	-
1	-	-	-	488,012903	488,012903	-
2	-	-	-	487,091613	487,091613	-
3	-	-	-	482,417419	482,417419	-
4	-	-	-	481,970323	481,970323	-
5	-	-	-	487,904516	487,904516	-
6	60,166667	26,18	36,12	491,047742	454,924533	36,12
7	214,750000	93,45	128,93	492,443226	363,510386	128,93
8	375,916667	163,59	225,70	491,589677	265,894668	225,70
9	539,916667	234,96	324,16	485,343871	161,185598	324,16
10	658,083333	286,38	395,10	498,174194	103,070338	395,10
11	733,583333	319,24	440,43	504,880645	64,447666	440,43
12	721,416667	313,94	433,13	486,563226	53,434940	433,13
13	658,500000	286,56	395,35	489,449032	94,095016	395,35
14	534,916667	232,78	321,16	496,981935	175,825592	321,16
15	377,416667	164,24	226,60	500,910968	274,315379	226,60
16	216,333333	94,14	129,88	511,952903	382,069453	129,88
17	67,500000	29,37	40,53	500,721290	460,195252	40,53
18	-	-	-	496,020000	496,020000	-

Hora	Irradiação (W/m ²)	Geração horária - 1 módulo (Wh)	Geração Horária Total (kWh)	Consumo Horário SAAE (kWh)	Consumo contratado (kWh)	Energia Autoconsumida (kWh)
19	-	-	-	488,378710	488,378710	-
20	-	-	-	498,255484	498,255484	-
21	-	-	-	508,796129	508,796129	-
22	-	-	-	513,578710	513,578710	-
23	-	-	-	498,079355	498,079355	-

Fonte: Elaboração Própria

