



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

André Luiz Fantinel

**Modelo de aluguel de equipamentos fotovoltaicos e geração compartilhada para
consumidores do mercado livre de energia**

Florianópolis
2024

André Luiz Fantinel

**Modelo de aluguel de equipamentos fotovoltaicos e geração compartilhada para
consumidores do mercado livre de energia**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao curso de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Miguel Moreto

Florianópolis

2024

Fantinel, André Luiz

Modelo de aluguel de equipamentos fotovoltaicos e geração compartilhada para consumidores do mercado livre de energia / André Luiz Fantinel ; orientador, Miguel Moreto, 2024.

100 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Energia Solar Fotovoltaica. 3. Geração Compartilhada. 4. Aluguel de Equipamentos Fotovoltaicos. 5. Mercado Livre de Energia. I. Moreto, Miguel. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

André Luiz Fantinel

**Modelo de aluguel de equipamentos fotovoltaicos e geração compartilhada para
consumidores do mercado livre de energia**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro Eletricista e aprovado em sua forma final pelo Curso de Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 19 de agosto de 2024.

Coordenação do Curso

Banca examinadora

Prof. Miguel Moreto, Dr.

Orientador

Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Gabriel Bolacell, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina

Florianópolis, 2024.

RESUMO

Este Trabalho de Conclusão de Curso propõe um modelo de negócios inovador para o mercado de energia solar, focado no aluguel de equipamentos fotovoltaicos e na geração compartilhada para consumidores do Mercado Livre de Energia (MLE). O estudo aborda a saturação do mercado de consumo próprio e geração local, destacando as dificuldades enfrentadas por empresas do setor ao tentar capturar clientes no Ambiente de Contratação Livre (ACL) devido ao menor retorno financeiro comparado ao autoconsumo no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e à complexidade do processo de homologação. O modelo sugerido busca resolver esses desafios ao oferecer uma alternativa que envolve o aluguel de equipamentos e a geração compartilhada, permitindo que investidores lucrem através de negociações com consórcios, cooperativas ou associações. O trabalho detalha a viabilidade técnica, regulatória e financeira da implementação de uma usina fotovoltaica de telhado, descrevendo etapas desde a vistoria técnica até a análise de retorno financeiro e homologação na distribuidora de energia.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica; Mercado Livre de Energia; Aluguel de Equipamentos Fotovoltaicos; Geração Compartilhada.

ABSTRACT

This undergraduate thesis proposes an innovative business model for the Brazilian solar energy market, focusing on the rental of photovoltaic equipment and shared generation for consumers in the Free Energy Market (MLE). The study addresses the saturation of the self-consumption and local generation market, highlighting the difficulties faced by companies in the sector when trying to capture clients in the MLE due to lower financial returns and the complexity of the homologation process when compared with clients in the conventional, regulated energy market. The suggested model aims to solve these challenges by offering an alternative that involves equipment rental and shared generation, allowing investors to profit through negotiations with consortia, cooperatives, or associations. This work details the technical, regulatory, and financial viability of implementing a rooftop photovoltaic plant, describing steps from technical inspection to financial return analysis and homologation with the energy distributor.

Keywords: Photovoltaic Solar Energy; Photovoltaic Equipment Rental; Shared Generation.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	GERAÇÃO COMPARTILHADA E O MODELO DE ALUGUEL DE EQUIPAMENTOS	14
1.2	OBJETIVOS DO TRABALHO	18
1.2.1	Objetivo geral.....	18
1.2.2	Objetivos específicos	19
2	CONTEXTO DO TRABALHO	20
2.1	O MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	20
2.2	COMO FUNCIONA A GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA22	
2.3	AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO	25
2.3.1	Ambiente de Contratação Livre (ACL).....	25
2.3.1.1	<i>Consumidor Livre e Consumidor Especial.....</i>	26
2.3.1.2	<i>Agente Comercializador de Energia</i>	26
2.3.2	Ambiente de Contratação Regulada (ACR).....	27
2.3.3	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.....	27
2.3.4	Autoprodutor de Energia.....	28
2.4	EMBASAMENTO LEGAL E NORMATIVO DO MERCADO DE ENERGIA SOLAR brasileiro	29
2.4.1	A Lei 14.300.....	29
2.4.2	REN 1.000 e REN 1.059.....	29
2.4.3	Micro e Minigeração Distribuída	30
2.4.4	Sistema de Compensação de Energia Elétrica	31
3	METODOLOGIA.....	34
3.1	VISTORIA TÉCNICA	36
3.1.1	Estrutura Física do Telhado	36
3.1.1.1	<i>Integridade Estrutural</i>	36

3.1.1.2	<i>Material do Telhado</i>	36
3.1.1.3	<i>Inclinação, Orientação e Medição da Área Disponível</i>	37
3.1.1.4	<i>Drenagem e Impermeabilização</i>	37
3.1.2	Entrada de Energia e Infraestrutura Elétrica	37
3.1.2.1	<i>Ponto de Derivação da Rede da Distribuidora e o Caminho até a Subestação</i>	38
3.1.2.2	<i>Subestação</i>	38
3.1.2.3	<i>Infraestrutura em Baixa Tensão</i>	39
3.1.2.4	<i>Sistema de Aterramento</i>	40
3.1.2.5	<i>Infraestrutura de Comunicação</i>	40
3.2	REVISÃO NORMATIVA PARA HOMOLOGAÇÃO DA UFV NA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA LOCAL	41
3.2.1	Procedimentos de Conexão	41
3.2.2	Normas Técnicas da Distribuidora	42
3.3	DIMENSIONAMENTO DA USINA FOTOVOLTAICA	43
3.4	ANÁLISE DE GERAÇÃO DE ENERGIA	43
3.5	ANÁLISE PRELIMINAR DE RETORNO FINANCEIRO	45
3.5.1	Investimento Inicial	45
3.5.2	Custos Operacionais e de Manutenção	45
3.5.3	Receita Gerada	46
3.5.4	Análise de Viabilidade Econômica	46
3.6	PROJETO E HOMOLOGAÇÃO NA DISTRIBUIDORA	46
3.6.1	Desenvolvimento do Projeto	46
3.6.1.1	<i>Desenho do Sistema</i>	47
3.6.1.2	<i>Especificações dos Componentes</i>	47
3.6.1.3	<i>Diagramas Elétricos</i>	48
3.6.1.4	<i>Análise de Impacto na Rede</i>	48
3.6.2	Submissão do Projeto à Distribuidora	48

3.6.3	Análise e Revisão do Projeto.....	49
3.6.4	Emissão do Orçamento de Conexão e Aprovação da Nova Unidade Consumidora.....	50
3.7	REVISÃO DA ANÁLISE FINANCEIRA.....	50
3.8	INSTALAÇÃO DA UFV E DA NOVA UNIDADE CONSUMIDORA	51
3.8.1	Planejamento da Instalação	51
3.8.1.1	<i>Cronograma de Instalação.....</i>	51
3.8.1.2	<i>Alocação de Recursos.....</i>	51
3.8.1.3	<i>Preparação do Local.....</i>	51
3.8.2	Instalação dos Componentes.....	52
3.8.2.1	<i>Instalação das Estruturas de Suporte.....</i>	52
3.8.2.2	<i>Instalação dos Módulos Fotovoltaicos.....</i>	52
3.8.2.3	<i>Instalação dos Inversores.....</i>	52
3.8.2.4	<i>Instalação da Nova Unidade Consumidora</i>	52
3.8.2.5	<i>Instalação do Sistema de Monitoramento</i>	52
3.8.3	Testes e Verificações	52
3.8.3.1	<i>Testes de Funcionamento</i>	53
3.8.3.2	<i>Inspeção Final.....</i>	53
3.8.4	Documentação da Instalação	53
3.8.4.1	<i>Relatórios de Instalação.....</i>	53
3.8.4.2	<i>Manuais e Instruções.....</i>	53
3.9	VISTORIA E APROVAÇÃO DO PONTO DE CONEXÃO	53
3.9.1	Inspeção da Distribuidora.....	54
3.9.2	Testes de Funcionamento	54
3.9.3	Correção de Inconformidades	54
3.9.4	Aprovação e Instalação do Medidor Bidirecional	54
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	56

4.1	VISTORIA TÉCNICA	56
4.1.1	Resultados da Vistoria do Telhado	56
4.1.2	Resultados da Vistoria da Entrada de Energia e Infraestrutura Elétrica	58
4.1.2.1	<i>Ponto de Derivação da Rede da Distribuidora e o Caminho até a Subestação....</i>	58
4.1.2.2	<i>Subestação</i>	58
4.1.2.3	<i>Infraestrutura em Baixa Tensão</i>	59
4.1.2.4	<i>Aterramento</i>	60
4.1.2.5	<i>Infraestrutura de Comunicação.....</i>	60
4.2	REVISÃO DAS NORMAS DA DISTRIBUIDORA	61
4.2.1	Resultado da Revisão dos Procedimentos de Conexão.....	62
4.2.1.1	<i>Consulta Prévia</i>	62
4.2.1.2	<i>Envio do Projeto da Entrada de Energia</i>	62
4.2.1.3	<i>Solicitação de Aumento de Carga</i>	62
4.2.1.4	<i>Análise do Mérito do Projeto de Entrada de Energia.....</i>	62
4.2.1.5	<i>Pedido de Ligação da Nova Unidade Consumidora</i>	63
4.2.1.6	<i>Solicitação do Orçamento de Conexão (Parecer de Acesso).....</i>	63
4.2.1.7	<i>Estudo da Rede de Distribuição pela Celesc.....</i>	63
4.2.1.8	<i>Execução e Vistoria</i>	63
4.2.2	Resultado da Revisão das Normas Técnicas da Distribuidora.....	63
4.3	DIMENSIONAMENTO DA USINA FOTOVOLTAICA.....	66
4.3.1	Capacidade de Investimento.....	66
4.3.2	Dimensionamento pela Área Disponível no Telhado.....	66
4.3.3	Escolha dos Componentes.....	68
4.3.3.1	<i>Inversor Fotovoltaico</i>	68
4.3.3.2	<i>Módulos Fotovoltaicos</i>	69
4.3.3.3	<i>Estrutura de Fixação e Demais Componentes</i>	70
4.4	ANÁLISE DA GERAÇÃO DE ENERGIA	71

4.5	ANÁLISE PRELIMINAR DE RETORNO FINANCEIRO	72
4.5.1	Valor Total da Solução.....	72
4.5.2	Receita Anual Gerada	73
4.5.3	Análises Financeiras	73
4.5.3.1	<i>Valor Presente Líquido.....</i>	73
4.5.3.2	<i>Taxa Interna de Retorno.....</i>	75
4.5.3.3	<i>Payback.....</i>	76
4.5.4	Comparação com Outros Tipo de Investimento	77
4.5.5	Comparação com o Modelo de Autoconsumo no Mercado Livre de Energia	80
4.5.5.1	<i>Valor Total da Solução.....</i>	81
4.5.5.2	<i>Receita Anual Gerada.....</i>	81
4.5.5.3	<i>VPL.....</i>	84
4.5.5.4	<i>TIR.....</i>	85
4.5.5.5	<i>Payback.....</i>	85
4.5.5.6	<i>Comparativo Financeiro</i>	86
4.6	PROJETO E HOMOLOGAÇÃO NA DISTRIBUIDORA	87
4.6.1	Solicitação da Consulta Prévia	87
4.6.2	Projeto de Entrada de Energia.....	88
4.6.3	Projeto e Solicitação de Aumento de Carga.....	88
4.6.4	Análise do Mérito do Projeto de Entrada de Energia.....	89
4.6.5	Demais Etapas do Procedimento de Conexão	90
4.7	INSTALAÇÃO DA UFV E DA NOVA UNIDADE CONSUMIDORA	91
4.8	VISTORIA E APROVAÇÃO DO PONTO DE CONEXÃO	95
5	CONCLUSÃO.....	96
	REFERÊNCIAS	98

1 INTRODUÇÃO

À medida que o cenário do mercado de Energia Solar brasileiro se torna cada vez mais competitivo, com diversas empresas oferecendo soluções semelhantes, muitas delas utilizando as mesmas abordagens e slogans por um longo período, para um modelo de negócio se sobressair, surge a necessidade de romper com tais tediosas repetições. Nesse contexto, potenciais interessados frequentemente demonstram uma certa aversão à simples menção do assunto Energia Solar, devido ao ciclo exaustivo de comunicações que repetidamente ecoa as mesmas abordagens.

Esta saturação se torna ainda mais pronunciada para aqueles que já estão inseridos no Mercado Livre de Energia (MLE) ou Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde a falta de novidade nas propostas torna as abordagens convencionais praticamente inaudíveis. Em adição a isso, é notório que quando empresas convencionais do setor de Energia Solar conseguem abordar potenciais clientes já inseridos no MLE, frequentemente se deparam com a tendência predominante de abandonar tais abordagens. Isso se dá devido ao retorno financeiro mais baixo para uma usina de geração de energia para consumo próprio no ACL em comparação com o Mercado Cativo ou Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e ao processo de homologação dessa usina no primeiro ser consideravelmente mais moroso e complexo do que no segundo.

Este trabalho busca explorar uma alternativa para o problema da saturação do mercado de consumo próprio e geração local para empresas que operam no ACL, na forma de um novo modelo de negócios, utilizando os conceitos de aluguel de equipamentos e Geração Compartilhada.

1.1 GERAÇÃO COMPARTILHADA E O MODELO DE ALUGUEL DE EQUIPAMENTOS

Conforme mostrar-se-á nas seções posteriores, a comercialização de energia elétrica no ACL permite uma flexibilidade maior, mas no ACR, a dinâmica é consideravelmente distinta. No caso do ACR, a energia gerada é disponibilizada à distribuidora e, em troca, são gerados créditos de energia em kWh os quais abaterão o consumo faturado pela distribuidora na unidade consumidora participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), conforme será explicado em detalhe ao longo do trabalho. Isso implica que, se uma unidade geradora opera no ACR, ela não possui a permissão de vender sua energia

diretamente a outras unidades consumidoras. Em vez disso, os créditos de energia gerados podem ser compensados em unidades consumidoras pertencentes ao mesmo titular e atendidas pela mesma distribuidora de energia.

Uma alternativa adotada por investidores que desejam ingressar no mercado de energia solar sem necessariamente constituir uma Usina Fotovoltaica (UFV) que se enquadre nos requisitos de potência e regulamentações do ACL é a opção pelo aluguel de equipamentos. A decisão de não adentrar o ACL é frequentemente baseada no fato de que o capital necessário para implementar uma UFV cuja geração de energia remeta a um retorno financeiro atrativo, obedecendo os requisitos técnicos e regulatórios do ACL, é substancialmente maior quando comparado a opções como a microgeração distribuída, por exemplo. Sendo assim, o risco da operação para investidores que ainda estão se familiarizando com o mercado de energia solar entrarem no ACL também aumenta consideravelmente. Além disso, a liberdade de escolha por parte do consumidor do fornecedor de energia no ACL se reflete em uma concorrência intensa, resultando em diferença expressiva na valoração do preço por kWh entre o ACL e o ACR, com o valor do kWh gerado no primeiro sendo notavelmente mais baixo. Com isso, a opção por investimentos utilizando o ACR pode potencializar a lucratividade do negócio a um risco mais baixo.

Outro fator preponderante que torna o aluguel de equipamentos uma opção atrativa é que nem todo o investidor dispõe de unidades consumidoras suficientes em sua própria titularidade nas quais ele possa compensar a energia gerada pelo seu investimento e obter assim a rentabilidade. Com esse modelo de negócios, o investidor pode obter o retorno financeiro negociando diretamente com pessoas físicas ou jurídicas que dispõem de demanda para essa energia gerada nas unidades consumidoras de sua titularidade, sempre observando o limitador geográfico dado pelo atendimento exclusivo de geradores e consumidores pela mesma distribuidora. Essa negociação envolveria a constituição de cooperativas, consórcios ou associações entre os interessados, a depender do modelo, para que todas as unidades estejam na titularidade dessa associação, por exemplo, e possam usufruir dos créditos de energia obedecendo as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).

Porém, o que é mais usual é o aparecimento de um terceiro ente nesse modelo de negócios que seria semelhante a um Agente Comercializador de Energia (ACE) do ACL. Como será visto, o ACE opera no ACL, gerindo contratos de energia dentro da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) entre geradores e consumidores livres ou especiais. Entretanto, com a geração compartilhada prevista no SCEE, acabou surgindo também no ACR uma interessante oportunidade para este segmento de gestão de energia que

foi a criação de Consórcios (podendo ser Associações, Consórcios ou Cooperativas, dependendo do modelo) por parte de alguns destes agentes, ou outras empresas especializadas no mercado de energia, as quais possuem em sua titularidade usinas de micro e minigeração distribuída e consumidores residenciais, comerciais e industriais. Dessa forma, os créditos gerados por essas usinas em titularidade do consórcio podem ser abatidos nas faturas dos consumidores consorciados. O consumidor paga uma fatura para o consórcio e outra para a distribuidora de energia, com a compensação dos créditos, sendo que a soma dessas duas faturas nunca será superior ao que o consumidor pagaria à distribuidora local pelo mesmo consumo sem o abatimento de créditos. Dessa forma, a vantagem oferecida para o consumidor ao fazer a sua adesão é uma percebida redução na sua “fatura de energia” sem a necessidade de qualquer investimento inicial. Já para a administração do consórcio, o interessante é valorar a participação de cada consorciado de forma que, comparado ao valor pago pelo aluguel de equipamentos ao investidor que implementou uma UFV e a alugou para o consórcio, seja financeiramente interessante. A Tabela 1 elucida a operação em um exemplo de lucratividade do modelo do ponto de vista do investidor, do consórcio e do consumidor final consorciado. Ressalta-se que, para a análise do modelo de aluguel de equipamentos, apesar do valor do aluguel e da contribuição do consorciado serem os fatores primordiais na análise, existem ainda variáveis fiscais, administrativas e custos inerentes de cada operação que compõem o estudo de retorno financeiro para determinado agente, mas que para os propósitos de exemplificação deste trabalho não são pertinentes, sendo os mencionados fatores primordiais suficientes.

Tabela 1 – Análise financeira simplificada do ponto de vista do investidor, associação e consumidor para uma usina de 112,5 kWp, gerando em média 10.000 kWh mensalmente na região de concessão de uma distribuidora onde a tarifa é R\$ 0,75/kWh

Investidor	Investimento	Valor mensal de mercado para o aluguel destes equipamentos	Rentabilidade média bruta ao mês
	R\$ 300.000,00	R\$ 6.000,00	2%
Consórcio	Valor mensal de mercado para o aluguel destes equipamentos	Valor mensal pago pelos consorciados para o consórcio	Lucro da Operação
	-R\$ 6.000,00	R\$ 6.750,00	R\$ 750,00
Consumidor	Valor pago pela energia à distribuidora local sem abatimento	Valor mensal pago para o consórcio + fatura com abatimento	Lucro da Operação
	R\$ 7.500,00	R\$ 6.750,00	R\$ 750,00

Fonte: o autor

Para o investidor, questões como disponibilidade de espaço para implantação da usina e disponibilidade de rede de distribuição apropriada no local, são muito importantes no momento do estudo de viabilidade econômica do empreendimento. Precisar alugar espaço para a usina, por exemplo, muitas vezes não é condição que inviabiliza o projeto, pois o valor do aluguel do espaço é usualmente bem inferior ao do equipamento da UFV. Mesmo assim, certamente afetará o retorno líquido anual.

Ademais, o retorno do investimento, que já é bastante atrativo quando comparado com outros modelos mais convencionais de aplicação (Tabela 1), está atrelado ao valor da tarifa de energia, que possui um histórico de crescimento médio na Celesc, por exemplo, de 6% a.a. (Celesc, 2024). Este é outro componente que acresce na percepção de segurança do negócio ao investidor, uma vez que, dado o histórico, seu retorno não estará sujeito a uma

repentina diminuição, como acontece em mercados de maior volatilidade, visto que o setor de energia brasileiro oferece um considerável nível de estabilidade (EPE, 2024).

Outro aspecto legal que deve ser levado em consideração para entender o modelo de aluguel de equipamentos de uma UFV é o de que a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica não pode incluir consumidores no SCEE quando for detectado, no documento que comprova a posse ou propriedade do imóvel onde se encontra instalada ou será instalada a microgeração ou minigeração distribuída, que o consumidor tenha alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais o valor do aluguel ou do arrendamento se dê em real por unidade de energia elétrica (Brasil, 2022a). Dessa forma, a forma aceita pela legislação e pelas distribuidoras é o contrato de aluguel apenas do equipamento, sendo que na maioria dos casos, a maior parcela do valor do aluguel é fixa e uma parcela menor pode ser atrelada ao desempenho da UFV. Com isso, deve ser feito previamente um estudo com profissional competente, geralmente o um Engenheiro Eletricista ou o projetista da UFV, para definir em média qual será a geração do sistema anualmente, dadas as condições naquele local de irradiância, além de aspectos como inclinação, orientação, possíveis sombreamentos, perdas elétricas etc. e obter uma estimativa fidedigna para o valor do aluguel, mas sem nunca vincular o valor acordado à energia gerada, visto que não é permitido pela legislação atual.

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

Nas seções a seguir, estão descritos o objetivo geral e os objetivos específicos deste trabalho.

1.2.1 Objetivo geral

Este estudo tem como objetivo avaliar a viabilidade técnica, regulatória e financeira da implementação de uma usina fotovoltaica de telhado para microgeração distribuída, em modalidade de geração compartilhada e aluguel de equipamentos, em local onde opera uma indústria cujo consumo de energia é operacionalizado através do MLE. O estudo explorará o modelo de negócios e os desafios específicos da conexão de uma usina com essas características à rede de distribuição da distribuidora acessada.

1.2.2 Objetivos específicos

- Analisar o funcionamento da energia solar e identificar os recursos necessários para a implementação da usina fotovoltaica em um telhado industrial, abrangendo equipamentos, mão de obra, softwares de simulação, estudos técnicos e consultorias especializadas.
- Investigar o funcionamento da modalidade de geração compartilhada, considerando os aspectos regulatórios, contratuais e operacionais envolvidos.
- Examinar as particularidades do projeto, em que se conectará uma unidade geradora de baixa tensão em uma subestação, com foco em garantir que não ocorra consumo da energia gerada pela usina antes da medição individual de cada unidade consumidora (zero consumo instantâneo) e atender as normas para esse modelo de conexão impostas pela distribuidora de energia acessada.
- Realizar uma análise abrangente do retorno financeiro do projeto, incluindo cálculos de investimento inicial, fluxos de caixa projetados e indicadores financeiros como o período de payback, VPL, TIR, para definir se existe viabilidade econômica para o modelo de aluguel de equipamentos e geração compartilhada.
- Comparar os resultados da análise financeira do modelo proposto com outras formas de investimento, como poupança e outros fundos de renda fixa, e com o resultado financeiro da mesma UFV conectada para consumo próprio no ACL (Autoprodução).

2 CONTEXTO DO TRABALHO

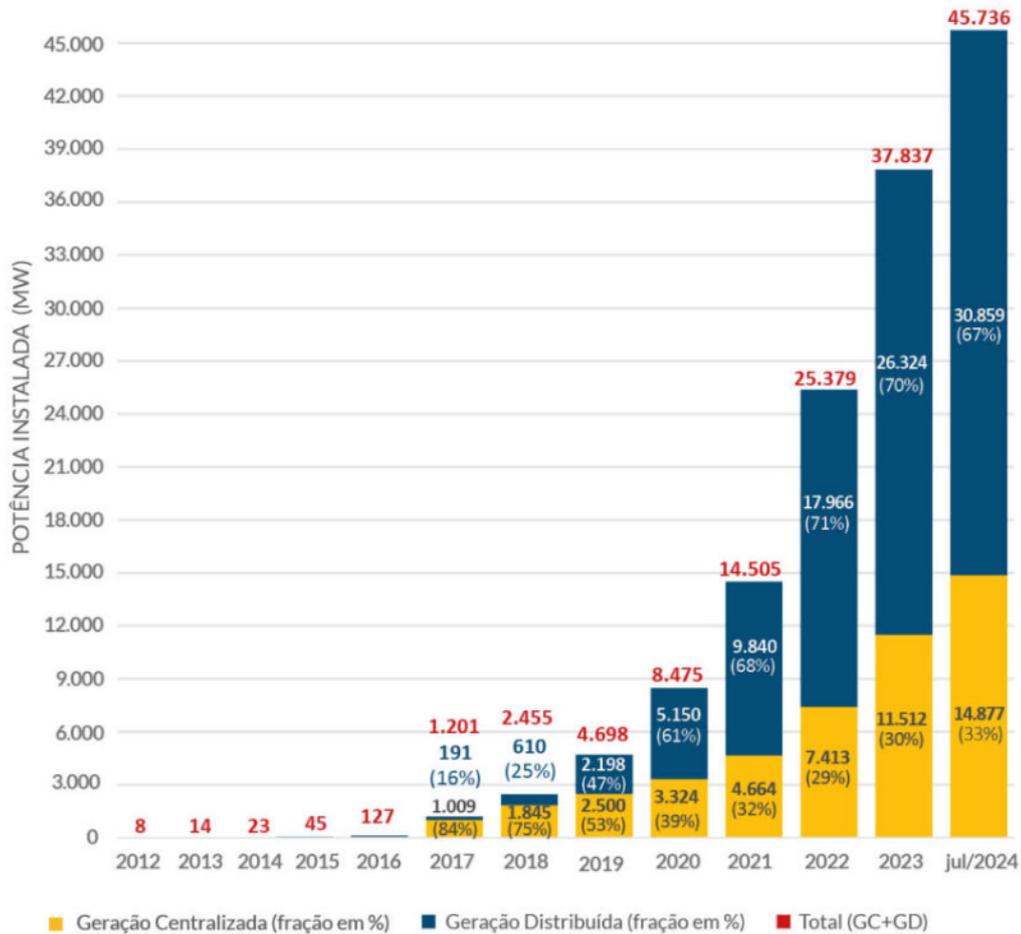
Para um melhor entendimento do modelo de negócios, da solução implementada que será objeto de estudo neste trabalho, é preciso antes explicar o funcionamento de um sistema de energia solar e contextualizar o atual cenário normativo e mercadológico no que tange a energia solar fotovoltaica.

2.1 O MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A produção de Energia Solar Fotovoltaica, ou somente Energia Solar, tem gradualmente se integrado ao cotidiano de todos nós. Em ocasiões diversas, é possível observar os módulos fotovoltaicos, popularmente conhecidos como painéis solares, instalados nos telhados de residências, estabelecimentos comerciais, indústrias e até em amplos parques destinados à geração de energia, abrangendo vastas áreas de solo. Essa crescente popularização foi ganhando impulso significativo à medida que o mercado passou a ser regulado de maneira mais direta, especialmente com a publicação da Resolução Normativa (REN) 482/2012 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), permitindo que, aos poucos, o mercado de geração distribuída começasse o seu desenvolvimento, que mais tarde resultaria em mais de 31 mil empresas em todo o Brasil dedicadas à venda e instalação de equipamentos de geração de energia solar para clientes finais (Greener, 2023).

Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), entidade que, dentre múltiplas atividades envolvendo o setor de energia solar e como fomentá-lo cada vez mais no país, mensalmente analisa e consolida dados do setor e produz um infográfico com o cenário brasileiro da produção de energia solar fotovoltaica, até 2012, ano de publicação da supracitada REN 482, o Brasil contava com cerca de 8 megawatts (MW) de potência instalada de fonte solar fotovoltaica. Como mostrado na Figura 1, Em julho de 2024, esse número passou dos 45 gigawatts (GW) somando todas as modalidades de geração, seja através de pequenos sistemas residenciais até usinas de grande porte para geração centralizada (ABSOLAR, 2024).

Figura 1 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil

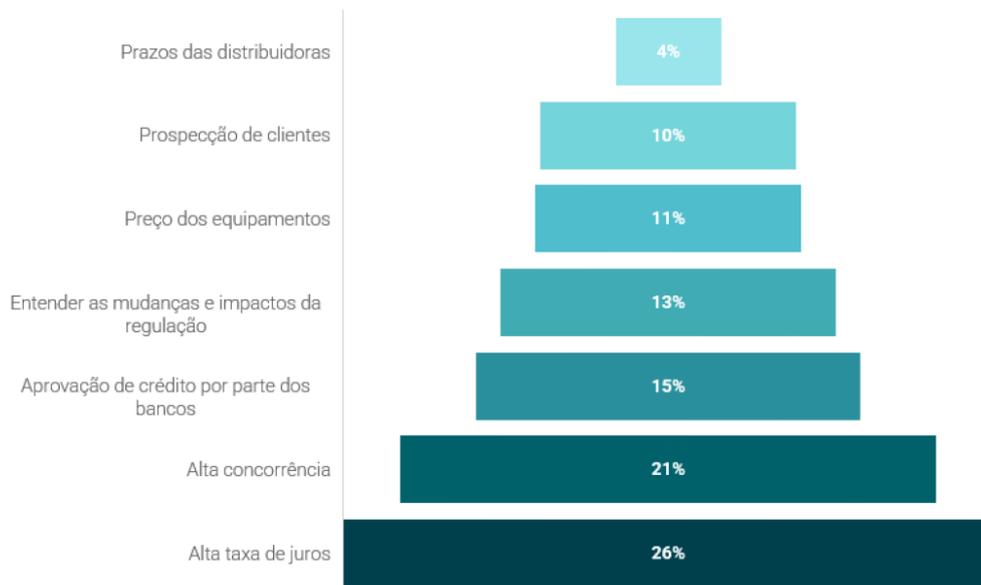


Fonte: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 24 ago. 2024.

Nos últimos anos, mudanças significativas ocorreram no âmbito legislativo e regulatório. Foram promulgadas novas leis e resoluções, com destaque para a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, e para as REN nº 1.000 de 07 de dezembro de 2021, REN nº 1.059 de 07 de fevereiro de 2023 e REN nº 1.076 de 3 de outubro de 2023, além da atualização das Regras e Procedimentos de Distribuição (PRODIST), que refinaram ainda mais as diretrizes e normas para a implementação de usinas solares. Isso trouxe maior segurança jurídica, confiabilidade e recursos técnicos ao setor, mas também atuou como um filtro para o mercado. Muitos profissionais e empresas que não se anteciparam em ajustar-se às recentes atualizações, terminologia técnica e intrincadas demandas apresentadas pelas novas regulamentações estão enfrentando consideráveis desafios. Segundo estudo realizado pela Greener, empresa referência em inteligência de mercado no segmento de energia solar, a dificuldade no entendimento das mudanças e impactos trazidos pelas novas regulações está entre as 5 principais dificuldades enfrentadas por empresas de energia solar no ano de 2022,

ficando na frente inclusive das dificuldades com preços de equipamentos, conforme mostrado na Figura 2. Caso não ajam prontamente para se atualizar, correm o risco de ficarem à margem em meio a um ambiente em constante evolução, o que é bastante comum em mercados de rápido crescimento como de fato é o mercado de Energia Solar.

Figura 2 – Principais desafios enfrentados por empresas de energia solar em 2022



Fonte: Greener (2023, p. 66)

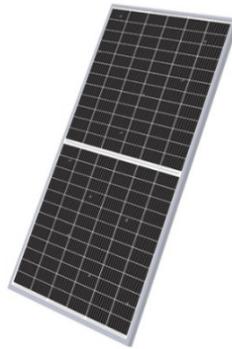
2.2 COMO FUNCIONA A GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A geração solar fotovoltaica é caracterizada pela conversão direta da energia contida na radiação solar em energia elétrica. Uma das formas de utilizá-la consiste no emprego de dispositivos capazes de transformá-la em energia elétrica.

O módulo fotovoltaico é uma estrutura mecanicamente rígida que encapsula células fotovoltaicas interconectadas eletricamente. Cada célula é um dispositivo especificamente desenvolvido para realizar a conversão direta da energia contida na radiação solar em energia elétrica. A sua potência de saída limita-se a algumas centenas de watts, então, quando se requer potências maiores, os módulos podem ser conectados entre si, em série, paralelo ou de forma mista, dando origem aos arranjos fotovoltaicos. Vale destacar que arranjos formados por módulos conectados exclusivamente em série são comumente designados por série fotovoltaica, ou pelo equivalente inglês *photovoltaic string*. Genericamente, células, módulos

(Figura 3) ou arranjos podem ser intitulados de gerador fotovoltaico (Coelho; Schmitz; Martins, 2002). Neste trabalho, optou-se por utilizar também o termo Usina Fotovoltaica (UFV).

Figura 3 – Módulo fotovoltaico



Fonte: <https://www.intelbras.com/pt-br/modulo-fotovoltaico-cast-mono-half-cell-430-w-emsz-430mc-hc>. Acesso em: 4 ago. 2024.

Uma UFV pode ou não ser conectada à rede elétrica. Para os efeitos deste trabalho, deter-se-á a explicação no funcionamento de geradores conectados à rede. UFVs conectados à rede devem ser necessariamente instalados em localidades atendidas pelas distribuidoras de energia elétrica, pois precisam estar fisicamente conectados à rede de distribuição para operarem adequadamente. O inversor fotovoltaico é um dos principais elementos desse tipo de sistema sendo responsável por realizar a conversão eficiente a energia fotogerada, adequando-a em amplitude, fase, frequência e distorção harmônica aos requisitos de qualidade de energia impostos pelas normas.

Os diferentes tipos de inversores fotovoltaicos são selecionados em função da configuração e da quantidade de módulos da instalação. Destacam-se os principais:

- **Microinversor:** consiste em um inversor fotovoltaico que processa a energia produzida por um único módulo. Tais dispositivos costumam apresentar menor rendimento quando comparados aos demais tipos de inversores, no entanto, sua flexibilidade de instalação e característica *plug and play*, facilitando a manutenção e a expansão, que pode ser realizada módulo a módulo, de acordo com a capacidade de investimento e disponibilidade de espaço. A Figura 4 mostra um exemplo de Microinversor bastante utilizada no mercado.

Figura 4 – Microinversor



Fonte: <https://www.intelbras.com/pt-br/microinversor-fotovoltaico-1600-w-220-v-egt-1600-micro>. Acesso em: 4 ago. 2024.

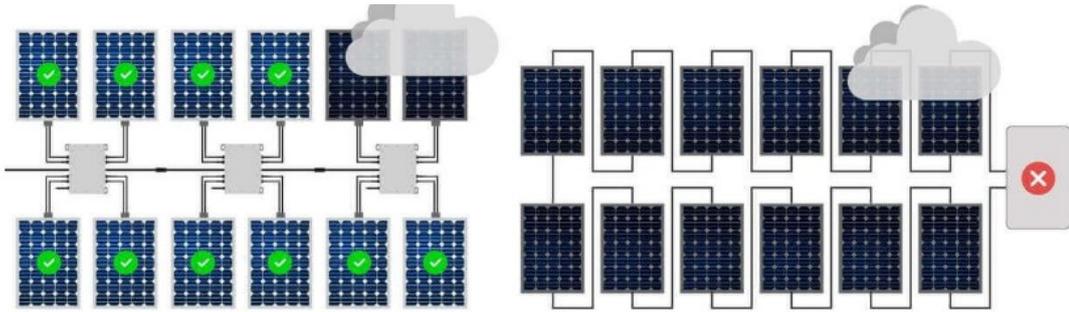
- Inversor String: tem esse nome justamente por processar a energia proveniente de vários módulos em série. Por isso, a potência de saída da string, quando comparada com a máxima potência teórica disponível, pode ser vertiginosamente reduzida em virtude de sombreamentos parciais ou incompatibilidade de orientação entre módulos, conforme mostrado na Figura 6. Porém, vale destacar que o custo por watt pico [R\$/Wp] desse inversor é consideravelmente menor que o Microinversor, justificando sua enorme participação no mercado fotovoltaico. A Figura 5 mostra um exemplo de Inversor String bastante utilizada no mercado.

Figura 5 – Inversor String



Fonte: <https://tagautomacao.com.br/produto/inversor-string-siw500h/>. Acesso em: 4 ago. 2024.

Figura 6 – Diferença do efeito de sombreamento em microinversor e inversor String



Fonte: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/microinversor>. Acesso em: 4 ago. 2024.

2.3 AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO

2.3.1 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Conhecido popularmente como “Mercado Livre de Energia” ou “ACL”, é um segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda da energia elétrica objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos (ANEEL, 2022). No âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN), essa forma de contratação de energia elétrica é operacionalizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que deve seguir os regulamentos estabelecidos pela ANEEL. Para que essas operações sejam viáveis tecnicamente, cabe ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a coordenação e o controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN, e o planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da ANEEL (ANEEL, 2022). A Figura 7 apresenta um esquemático de como o setor elétrico brasileiro se organiza atualmente.

Figura 7 – Setor elétrico brasileiro



Fonte: CCEE (2023)

2.3.1.1 Consumidor livre

Consumidor livre é aquele que exerceu a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições estabelecidas no art. 15 e no art. 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 (ANEEL, 2021). Desde de 1º de janeiro de 2024, os consumidores classificados como Grupo A, nos termos da regulamentação vigente, podem optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do SIN (Brasil, 2022d).

2.3.1.2 Agente comercializador de energia

Um agente comercializador de energia, também conhecido como comercializador varejista, é uma entidade responsável pela compra e venda de energia elétrica no MLE. Esse agente atua como intermediário, facilitando as negociações entre geradores e consumidores de energia. A principal vantagem de utilizar um comercializador varejista é a redução da burocracia e dos riscos associados à gestão direta das operações no MLE (Brasil, 2022c).

Os comercializadores varejistas cuidam de todas as obrigações junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), permitindo que consumidores e geradores se concentrem em suas atividades principais. Eles são responsáveis por registrar e atualizar

informações no sistema da CCEE, receber notificações e contestações, pagar penalidades e gerenciar contratos de comercialização e uso do sistema.

Para se tornar um comercializador varejista, a empresa deve cumprir uma série de requisitos técnicos, operacionais, comerciais e financeiros, estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e pela CCEE. Esses requisitos incluem, por exemplo, ter um patrimônio líquido mínimo, índice de liquidez adequado e um histórico de operação regular no mercado de energia.

Além disso, o comercializador varejista deve garantir que todos os processos de medição, contabilização e liquidação financeira sejam realizados de acordo com as normas da CCEE. Eles também devem adotar medidas para garantir a segurança e eficiência das operações, proporcionando uma transição tranquila para o mercado livre para seus representados (CCEE, 2015).

2.3.2 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

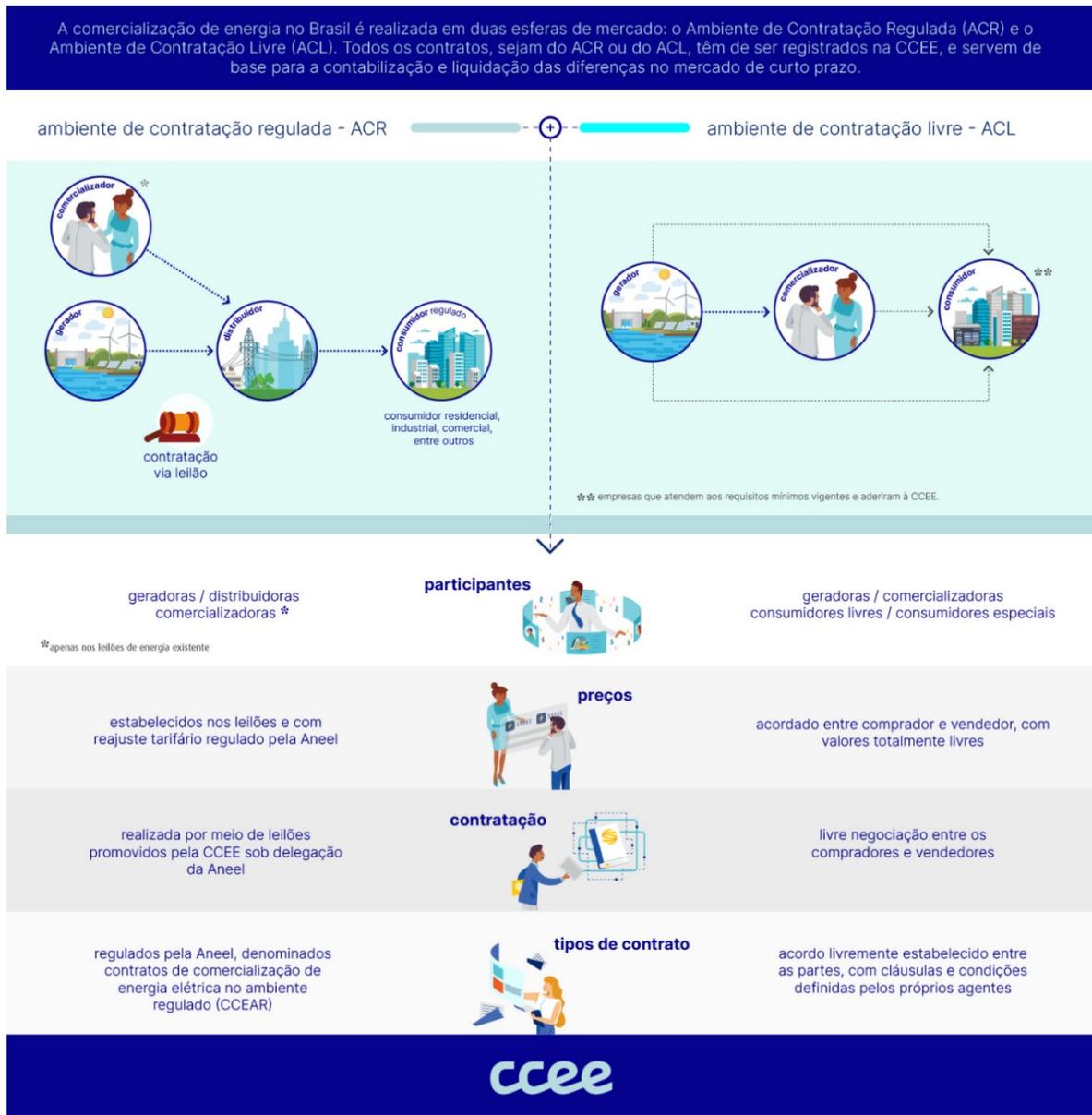
Neste ambiente se encaixam, por exemplo, todas as unidades consumidoras de baixa tensão, que são a esmagadora maioria e as unidades atendidas em média ou alta tensão que não cumprem os requisitos de carga mínimos para migrarem para o ACL ou que optaram por não fazê-lo (Brasil, 2004). Nele, o consumidor, chamado de cativo, não tem liberdade para negociar seus contratos de energia com múltiplos agentes geradores ou comercializadores de energia. Está necessariamente vinculado à energia vendida e disponibilizada pela distribuidora de energia local.

2.3.3 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL que tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN, promovendo leilões de compra e venda de energia elétrica, desde que delegado pela própria ANEEL. Deve manter o registro de todos os Contratos de Comercialização de Energia no ACR e o registro dos montantes de potência e energia objeto de contratos celebrados no ACL, dentre outras responsabilidades concernentes à viabilização da comercialização de energia no SIN. Para participar do mercado de energia, todas as empresas de geração, distribuição e comercialização precisam ser associadas da CCEE

(CCEE, 2023). Na Figura 8 são mostradas as principais diferenças operacionais entre os ambientes de contratação no que diz respeito à atuação da CCEE.

Figura 8 – Comercialização de energia no Brasil



Fonte: <https://www.ccee.org.br/>. Acesso em: 23 jun. 2024.

2.3.4 Autoprodutor de Energia

O termo “Autoprodutor de Energia Elétrica” (APE) se refere a pessoas físicas, jurídicas ou empresas reunidas em consórcio que obtêm concessão ou autorização para gerar energia elétrica destinada exclusivamente ao seu consumo. A legislação permite que os

autoprodutores comercializem, de forma eventual e temporária, os excedentes de energia elétrica que produzem. No entanto, é importante ressaltar que a comercialização de energia só é permitida dentro do Ambiente de Contratação Livre (ACL) (Brasil, 1996). Portanto, o termo “APE” é normalmente associado aos agentes autoprodutores que operam no mercado livre. Tecnicamente, é possível que a autoprodução ocorra no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde não há comercialização, mas sim a compensação de energia elétrica. Nesse contexto, os autoprodutores são denominados 'micro e minigeradores' dentro da categoria de geração distribuída.

2.4 EMBASAMENTO LEGAL E NORMATIVO DO MERCADO DE ENERGIA SOLAR BRASILEIRO

Nas próximas seções, serão apresentadas de forma mais detalhada as leis e normativas que regem o mercado de energia solar brasileiro, bem como as disposições trazidas por elas cuja compreensão é de suma relevância para o desenvolvimento deste trabalho.

2.4.1 A Lei 14.300

A discussão em torno da Lei 14.300, também conhecida como marco legal da microgeração e minigeração distribuída, remonta ao Projeto de Lei 5829/2019 e gerou um amplo debate. Esse tema despertou interesse não apenas entre especialistas do setor elétrico, mas também entre influenciadores, empresários, representantes de distribuidoras de energia e membros da sociedade civil. Sua publicação foi aguardada com grande expectativa por todos os envolvidos.

A Lei versa sobre diversos temas, assegurando noções e normas existentes nas resoluções anteriores já publicadas pela ANEEL e instituindo novas, que precisaram ser reguladas pela Agência. Nas próximas seções serão expostas as de maior relevância para este trabalho.

2.4.2 REN 1.000 e REN 1.059

Em 7 de dezembro de 2021, entrou em vigor a Resolução Normativa nº 1.000/2021, que consolida as principais regras da ANEEL para a prestação do serviço público de

distribuição de energia elétrica, onde estão dispostos os direitos e deveres dos consumidores (ANEEL, 2021). Ela é, portanto, um dos regulamentos mais importantes da ANEEL, pois define de maneira mais simples e objetiva as responsabilidades dos agentes e os procedimentos a serem seguidos pelos consumidores para que o acesso universal ao serviço de energia elétrica esteja disponível com qualidade e eficiência (Brasil, 2022b). Dentre estes serviços, por óbvio, estão os ligados à microgeração e minigeração distribuída.

Publicada para regulamentar a Lei 14.300/2022 no dia 7 de fevereiro de 2023, a Resolução Normativa nº 1.059/2023 aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de micro e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, inclusive a supracitada REN 1.000, de 7 de dezembro de 2021, além de dar outras providências (ANEEL, 2023).

2.4.3 Micro e minigeração distribuída

Por microgeração distribuída entende-se a central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica (onde se enquadra a energia solar fotovoltaica), conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras. Já a minigeração distribuída inclui a central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis (a energia solar fotovoltaica, por exemplo), conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras.

Um fator relevante para destacar nessa diferenciação de enquadramento de centrais geradoras é a noção de grupo e nível de tensão de conexão ao sistema elétrico. Existem dois grandes grupos e estão definidos pela REN 1.000 da seguinte forma (ANEEL, 2021):

- Grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com conexão em tensão menor que 2,3 kV.

- Grupo A: grupamento composto de unidades consumidoras com conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão menor que 2,3 kV.

Os clientes enquadrados no Grupo A precisam contratar demanda, valor de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora no ponto de conexão, conforme valor e período de vigência fixados em contrato com a própria distribuidora, expressa em kW (ANEEL, 2021). Uma unidade consumidora com minigeração distribuída deve ser enquadrada no Grupo A e, por consequência, contratar demanda. No entanto, após a publicação da Lei 14.300, a demanda contratada para sistemas de minigeração passou a ser distinta da demanda de carga convencional, que anteriormente era aplicada indiscriminadamente a unidades consumidoras com e sem geração de energia. Essa nova modalidade de demanda, denominada TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) de geração ou TUSDg, pode ser até 50 a 70% mais econômica do que a demanda de carga, aliviando o peso desse fator na análise de viabilidade financeira de uma UFV (ANEEL, 2021).

Além disso, antes da lei, a potência instalada de uma UFV estava limitada pela demanda de carga contratada. Agora, a demanda de geração contratada deve ser igual ou superior à potência máxima injetável no sistema, que deve ser maior ou igual à diferença entre a potência instalada e a carga própria, conforme especificado no § 4º do art. 655-J da REN 1.000. Assim, a demanda de geração não precisa mais ser necessariamente igual à potência instalada de microgeração ou minigeração.

2.4.4 Sistema de compensação de energia elétrica

A Lei e as normativas que são apresentadas trouxeram consigo várias formas de compensação de créditos de energia, estabelecendo o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), que já existia na REN 482/2012, porém trazendo também agora todo o arcabouço legal e segurança jurídica de uma lei federal.

Por SCEE, entende-se o procedimento no qual a energia ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito à distribuidora e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema.

As formas de compensação de créditos de energia trazidas são (Brasil, 2022a):

- Autoconsumo local: modalidade de microgeração ou minigeração distribuída eletricamente junto à carga, participante do SCEE, no qual o excedente de energia elétrica gerado por unidade consumidora de titularidade de um consumidor-gerador, pessoa física ou jurídica, é compensado ou creditado pela mesma unidade consumidora;
- Autoconsumo remoto: modalidade caracterizada por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, ou pessoa física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora;
- Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: conjunto de unidades consumidoras localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sem separação por vias públicas, passagem aérea ou subterrânea ou por propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento, em que as instalações para atendimento das áreas de uso comum, por meio das quais se conecta a microgeração ou minigeração distribuída, constituam uma unidade consumidora distinta, com a utilização da energia elétrica de forma independente, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento;
- Geração compartilhada: modalidade caracterizada pela reunião de consumidores, por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edifício ou qualquer outra forma de associação civil, instituída para esse fim, composta por pessoas físicas ou jurídicas que possuam unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora;

Dessa forma, podem aderir ao SCEE os consumidores de energia, pessoas físicas ou jurídicas, e suas respectivas unidades consumidoras:

- com microgeração ou minigeração distribuída com geração local ou remota;
- integrantes de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras;
- com geração compartilhada ou integrantes de geração compartilhada;

- caracterizados como autoconsumo remoto.

A adesão ao SCEE não se aplica ao consumidor livre.

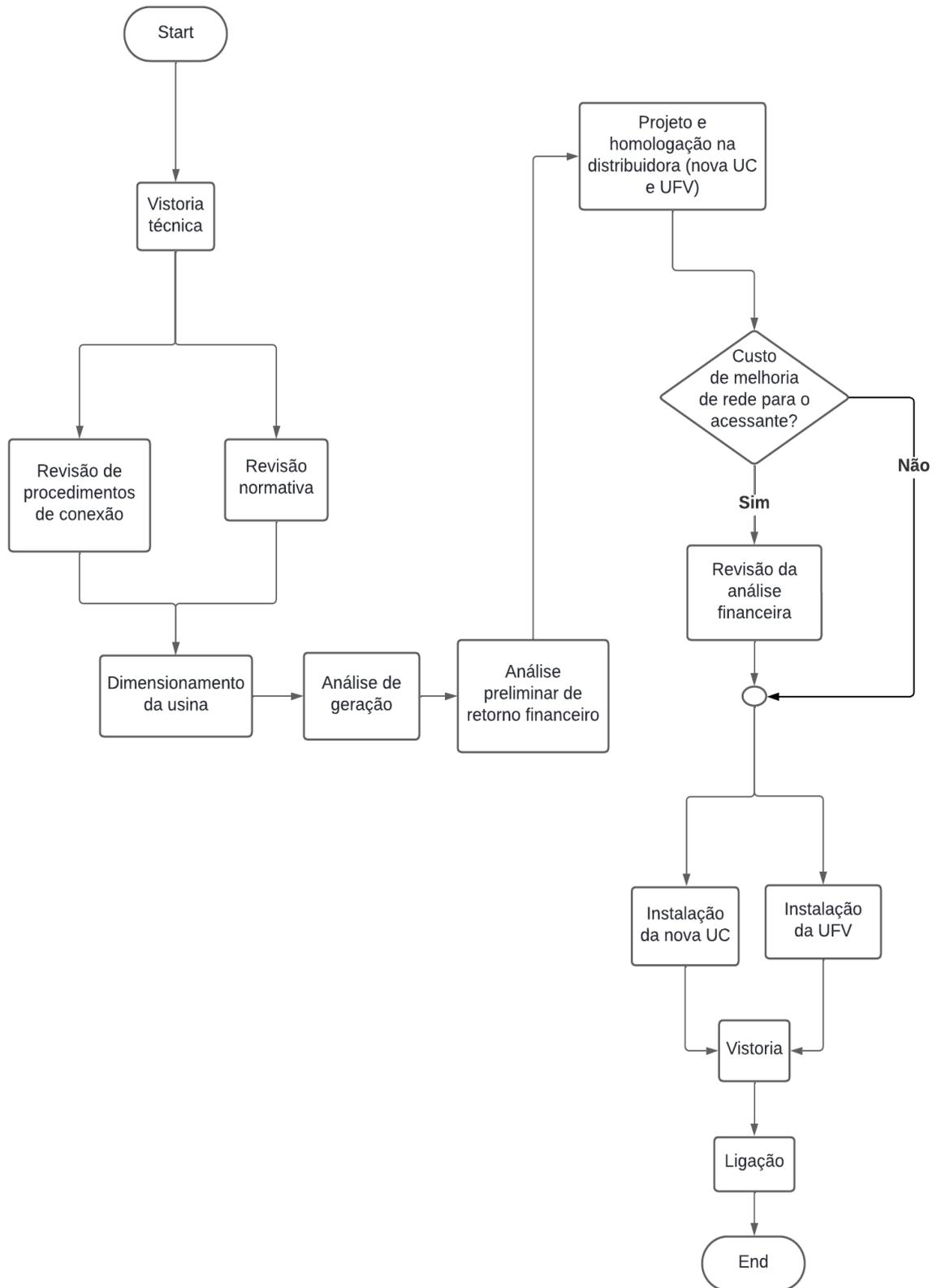
3 METODOLOGIA

Este capítulo descreve a abordagem metodológica adotada para investigar como implementar uma microgeração para aluguel de equipamentos, enquadrada em Geração Compartilhada, com instalação em telhado de uma unidade consumidora pertencente ao MLE. A figura 9 apresenta um fluxograma da metodologia descrita e tem o intuito de facilitar o entendimento do processo.

Para a implementação da solução, é essencial abordar diversos aspectos relacionados ao local de instalação para verificar sua aptidão para receber a UFV ou identificar as modificações necessárias. É preciso coletar informações detalhadas para as etapas de projeto e realizar o dimensionamento correto dos custos com obras e materiais. Nas seções seguintes, cada um desses temas será explicado em detalhe.

Dois características são imprescindíveis para que seja possível a escolha desta metodologia, e que também devem ser verificadas antecipadamente. Uma delas é que o ambiente de contratação de energia que aquela unidade consumidora, responsável pelo telhado onde se pretende instalar a UFV, seja o ACL. Outra é que haja espaço suficiente de telhado para instalação dos módulos fotovoltaicos, cuja área será calculada em seção específica.

Figura 9 – Fluxograma da metodologia aplicada



Fonte: o autor

3.1 VISTORIA TÉCNICA

Uma vez que se delimitou em quais cenários pode-se desenvolver o método, a primeira etapa do processo é analisar a infraestrutura elétrica e mecânica do local onde é pretendida a instalação da UFV em detalhe.

3.1.1 Estrutura física do telhado

A vistoria da estrutura física do telhado é essencial para garantir que ele possa suportar a instalação dos módulos fotovoltaicos e que a operação do sistema seja segura e eficiente. Esta seção detalha os subitens a serem verificados, os métodos de inspeção e os critérios de avaliação.

3.1.1.1 *Integridade estrutural*

Assegura que o telhado pode suportar o peso dos módulos fotovoltaicos e seus suportes. Realiza-se uma inspeção visual detalhada para identificar danos visíveis, como rachaduras, deformações, corrosão ou qualquer outra indicação de fraqueza estrutural. A estrutura deve estar livre destes indícios que podem comprometer sua capacidade de carga.

Revisa-se as plantas e especificações estruturais fornecidas pelo fabricante ou pelo engenheiro civil responsável pela construção do telhado. A capacidade de carga do telhado deve ser suficiente para suportar o peso adicional dos módulos fotovoltaicos e seus suportes, considerando uma margem de segurança. Sugere-se a emissão de novo laudo estrutural e correspondente anotação de responsabilidade técnica por profissional habilitado para atestar a capacidade do telhado, uma vez finalizada a etapa de vistoria técnica e dimensionada a UFV a ser instalada.

3.1.1.2 *Material do telhado*

Determina a compatibilidade do tipo de material do telhado (fibrocimento, metal, telhas cerâmicas) com a escolha dos sistemas de fixação dos módulos fotovoltaicos. Dependendo do tipo, diferentes sistemas de fixação devem ser escolhidos. Esta etapa influi

diretamente na rentabilidade do negócio, uma vez que algumas estruturas de fixação para certos tipos de telhados são mais complexas e conseqüentemente mais caras do que outras.

3.1.1.3 Inclinação, orientação e medição da área disponível

A eficiência da geração solar pode ser maximizada através de inclinação e orientação adequadas de um telhado. Utiliza-se ferramentas como nível a laser e bússola para medir a inclinação e orientação do telhado. A inclinação do telhado deve ser ideal para a latitude local, bem como a orientação do telhado deve preferencialmente ser para o norte (no hemisfério sul) para maximizar a geração.

Nesta etapa, também cabe identificar e mapear áreas de possível sombreamento ao longo do dia para otimizar o posicionamento dos módulos, uma vez que o sombreamento nas células fotovoltaicas pode causar uma significativa perda de eficiência, conforme visto.

A área disponível no telhado é um dos fatores mais críticos na definição da capacidade do sistema fotovoltaico a ser instalado. A medição precisa da área disponível permite calcular quantos módulos podem ser instalados, considerando também os espaços necessários para manutenção e circulação. A vistoria nesta etapa deve utilizar ferramentas de medição, como trenas e medidores a laser, para determinar a área total disponível no telhado. É importante mapear todas as seções utilizáveis, evitando áreas obstruídas por equipamentos, claraboias, chaminés ou outros obstáculos.

3.1.1.4 Drenagem e impermeabilização

Tem em vista garantir que a instalação dos módulos não comprometa o sistema de drenagem e a impermeabilização do telhado. Verifica-se a existência e o estado das calhas, ralos e outros componentes do sistema de drenagem, que deve ser capaz de manejar a água da chuva de maneira eficiente, mesmo após a instalação dos módulos. Inspecciona-se a camada impermeabilizante do telhado, caso haja, para identificar possíveis falhas ou áreas vulneráveis que devam ser reforçadas, se necessário, para evitar infiltrações que possam comprometer a estrutura do telhado e o sistema elétrico após a instalação dos módulos.

3.1.2 Entrada de energia e infraestrutura elétrica

A avaliação da entrada de energia e da infraestrutura elétrica é fundamental para o estudo posterior de projeto e possíveis adequações que deverão ser implementadas para acomodar a UFV nos moldes apresentados por este trabalho. Este processo envolve a inspeção detalhada de vários componentes, incluindo o ponto de derivação da rede da distribuidora, a subestação, a infraestrutura em baixa tensão, o aterramento e a infraestrutura de comunicação.

3.1.2.1 Ponto de derivação da rede da distribuidora e o caminho até a subestação

Inicialmente, é fundamental realizar uma inspeção visual detalhada do ponto de derivação para verificar de que forma a unidade consumidora está sendo alimentada, quais os dispositivos de proteção implementados ali e informar à distribuidora, na etapa de projeto, o ponto exato desta derivação para avaliações internas e facilitar a identificação dos alimentadores. Além da inspeção visual também do trajeto que a energia percorre desde o ponto de derivação até a subestação, é necessário revisar a documentação técnica, incluindo plantas e projetos elétricos, para entender este trajeto. Esta análise ajuda a identificar qualquer potencial restrição ou necessidade de melhoria na infraestrutura existente para acomodar a nova unidade geradora de energia proveniente da UFV que será implementada no telhado.

A verificação da capacidade dos cabos e outros componentes ao longo deste trajeto é igualmente essencial. É preciso assegurar que eles têm capacidade suficiente para suportar a nova demanda a ser instalada naquele ponto devido à UFV.

Durante este processo, é importante também considerar a compatibilidade dos componentes com as normas técnicas e regulatórias vigentes na distribuidora acessada. Qualquer inadequação identificada deverá ser corrigida antes da integração da UFV.

3.1.2.2 Subestação

A subestação é o local onde a energia elétrica, proveniente da rede de distribuição em média tensão, é transformada e distribuída em baixa tensão para as diferentes áreas da instalação. Para garantir que a subestação pode integrar de forma segura e eficiente tanto a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos quanto o consumo da carga instalada no local, é necessário realizar uma inspeção detalhada dos transformadores, disjuntores, relés de proteção e demais equipamentos nela existentes.

Primeiramente, a inspeção dos transformadores envolve verificar a capacidade e o estado operacional desses equipamentos. A revisão das especificações técnicas e do histórico de manutenção dos transformadores assegura que eles estão aptos a manejar a carga instalada.

Os disjuntores da subestação desempenham um papel crítico na proteção do sistema elétrico tanto interno quanto externo (rede de distribuição). Deve-se realizar uma avaliação detalhada dos disjuntores, revisando as especificações técnicas deles para garantir que estão adequadamente dimensionados para a carga instalada.

Os relés de proteção são dispositivos que, em conjunto com os disjuntores, protegem a infraestrutura elétrica detectando condições anormais, como sobrecargas ou curtos-circuitos, e atuando para isolar essas falhas. A inspeção dos relés de proteção da subestação envolve verificar suas características e configuração para, posteriormente, o estudo de proteção e seletividade – referente à implementação da nova unidade geradora que deverá ser criada – ser corretamente elaborado. Quando possível, pode-se realizar testes nos relés para confirmar que eles respondem corretamente às condições de falta e que sua configuração está alinhada com as exigências operacionais e de segurança atuais do sistema elétrico.

Enfim, após a inspeção visual e funcional desses e dos demais componentes da subestação, é fundamental garantir que todos as marcas e modelos dos equipamentos estão em conformidade com as normas técnicas e regulatórias vigentes. Na etapa de projeto, deverá ser informado e submetido à distribuidora acessada as folhas de dados dos componentes e seus eventuais laudos de ensaio, o que mostra a importância de não haver nenhum componente instalado que não esteja em conformidade plena com as normas e licenças cabíveis.

3.1.2.3 Infraestrutura em baixa tensão

Essa infraestrutura compreende uma série de componentes de potência e de controle responsáveis por fornecer energia elétrica aos diversos equipamentos e setores da instalação, como condutores, quadros de distribuição, contadores, disjuntores, relés, dentre outros. Embora não seja diretamente utilizada para a conexão do sistema fotovoltaico (que será ligado diretamente à subestação por meio de um transformador independente), a vistoria desta infraestrutura é importante para garantir a segurança geral da instalação. Tem como objetivo identificar qualquer anomalia significativa que possa representar um risco para a instalação elétrica como um todo. Durante a inspeção, é realizada uma verificação visual para assegurar que não existem danos graves, desgastes, má instalação ou dimensionamento inadequado. É

essencial garantir que os quadros de distribuição e os dispositivos de proteção, como disjuntores e fusíveis, estão em boas condições de funcionamento.

3.1.2.4 Sistema de aterramento

O aterramento garante a segurança elétrica, proporcionando um caminho seguro para a dissipação de correntes de falha e prevenindo acidentes elétricos (ABNT, 2004a). A primeira etapa da avaliação do sistema de aterramento envolve uma inspeção visual para verificar a continuidade física do sistema. Além da inspeção visual, são realizados testes de resistência de aterramento utilizando terrômetros. Esses testes são essenciais para medir a resistência do sistema de aterramento e garantir que está dentro dos limites especificados pelas normas técnicas, como a NBR 5410. Uma resistência de aterramento adequada assegura que, em caso de falha elétrica, a corrente será desviada de forma segura para a terra, minimizando o risco de choques elétricos e danos aos equipamentos.

A verificação normativa é outro aspecto importante da avaliação do sistema de aterramento. É necessário garantir que o sistema esteja em conformidade com as regulamentações e padrões técnicos aplicáveis para determinada instalação. Por isso, deve-se revisar as especificações e a realização de ajustes ou melhorias necessárias para atender aos requisitos legais e de segurança. Por fim, deve-se garantir que todos os componentes do sistema de aterramento estejam corretamente interligados, os barramentos de aterramento devem coletar todas as conexões de aterramento de forma eficaz e ligá-las ao sistema principal de aterramento da instalação.

3.1.2.5 Infraestrutura de comunicação

A infraestrutura de comunicação é crucial para o monitoramento e controle da UFV, permitindo a coleta de dados de desempenho e a gestão eficiente da geração de energia. O primeiro passo nessa avaliação é a inspeção da rede de comunicação existente no local. É verificada a disponibilidade e a intensidade do sinal de internet sem fio emitido pelos roteadores. Durante a inspeção, é importante identificar os pontos de conexão adequados para a instalação do inversor fotovoltaico. Esses pontos de conexão devem estar estrategicamente localizados para facilitar a coleta de dados e garantir a integridade das informações

transmitidas. A rede de comunicação deve ser capaz de suportar a transmissão contínua e confiável de dados.

Para garantir o correto monitoramento da UFV, são realizados testes de conectividade para avaliar a qualidade e a estabilidade da rede de comunicação. Esses testes ajudam a identificar possíveis problemas de sinal ou falhas na rede que possam comprometer o monitoramento eficaz. É revisada a compatibilidade dos sistemas de comunicação com os protocolos de monitoramento utilizados pelo inversor fotovoltaico. Por motivos de segurança muitos administradores acabam bloqueando ou limitando características da rede interna que prejudicam ou impossibilitam a comunicação do inversor fotovoltaico com o servidor do aplicativo de monitoramento, o que deve ser verificado e prevenido com antecedência.

3.2 REVISÃO NORMATIVA PARA HOMOLOGAÇÃO DA UFV NA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA LOCAL

Esta etapa envolve a investigação e compreensão dos procedimentos e normas técnicas exigidos pela distribuidora de energia para a conexão e homologação da UFV. Serão analisados os requisitos para a criação de uma nova unidade consumidora dedicada à UFV, bem como os critérios técnicos estabelecidos nas normas da distribuidora.

3.2.1 Procedimentos de conexão

Nesta etapa, serão revisados os procedimentos de conexão estabelecidos pela distribuidora de energia. O objetivo é entender como proceder para criar uma unidade consumidora exclusivamente para a UFV, que será de titularidade do consórcio, no mesmo terreno e utilizando a mesma entrada de energia da unidade consumidora já existente. A necessidade da criação de uma nova unidade origina-se da premissa de que não poderá haver qualquer consumo instantâneo não medido por parte da unidade pré-existente, sendo as duas unidades com separação elétrica total antes da medição, uma vez que toda a energia produzida pela UFV será utilizada pelo consórcio.

Para isso, será necessário investigar e estabelecer contato com a distribuidora para compreender os requisitos e etapas necessários para obter a nova unidade consumidora. A pesquisa incluirá a solicitação formal da nova unidade, identificando os documentos e informações que precisam ser apresentados.

Além disso, será necessário homologar a microgeração distribuída nesta nova unidade consumidora. Pretende-se verificar os procedimentos que a distribuidora exige para a homologação, incluindo quaisquer inspeções, testes, e documentações específicas que devem ser submetidas.

3.2.2 Normas técnicas da distribuidora

Esta etapa consiste na leitura e análise das normas técnicas indicadas nos procedimentos de conexão fornecidos pela distribuidora de energia. O objetivo é identificar os critérios que devem ser considerados para a conexão da UFV, bem como as topologias e os limites técnicos que precisam ser observados.

Primeiramente, serão examinados os documentos normativos disponibilizados pela distribuidora, que detalham os requisitos técnicos para a instalação e operação de sistemas de microgeração distribuída. Esses documentos incluem especificações sobre a estrutura elétrica, padrões de segurança, tipos de equipamentos permitidos e procedimentos para inspeções e testes.

Os critérios abordados nas normas técnicas podem envolver a configuração do sistema elétrico, a compatibilidade dos componentes utilizados, os parâmetros de segurança elétrica, as diretrizes para a instalação física dos módulos fotovoltaicos e inversores, e os procedimentos de interconexão com a rede elétrica. É essencial compreender esses critérios para assegurar que o projeto da UFV esteja em conformidade com todos os requisitos técnicos.

Além disso, serão analisadas as topologias aceitas pela distribuidora, que descrevem as diferentes maneiras pelas quais a UFV e a nova unidade consumidora podem ser integradas à rede elétrica. Essas topologias podem incluir novas derivações na entrada de energia, compartilhamento de subestação e outras configurações específicas que garantam a estabilidade e a segurança do sistema elétrico.

A viabilidade técnica do projeto será analisada comparando esses critérios, topologias e limites técnicos com as informações levantadas durante a vistoria técnica do telhado e da infraestrutura elétrica do local. Esse processo de comparação assegurará que todas as condições necessárias são atendidas e identificará quaisquer ajustes que possam ser necessários para que a UFV esteja em plena conformidade com as normas da distribuidora.

3.3 DIMENSIONAMENTO DA USINA FOTOVOLTAICA

Na implementação de uma UFV nos moldes deste trabalho, a definição da capacidade do sistema não envolve o cálculo da demanda energética do local, como é feito comumente, uma vez que toda a energia gerada será injetada na rede elétrica e não poderá haver qualquer consumo instantâneo antes da medição (desconsiderando as perdas intrínsecas). Isso porque todo o crédito de energia gerado será utilizado pelo consórcio que está alugando os equipamentos. Portanto, as principais considerações para definir a capacidade da UFV são a área disponível (calculada na etapa de Vistoria Técnica), a capacidade de investimento, o limite da microgeração e as normas da distribuidora de energia local.

O custo de implementação da UFV varia de acordo com a potência instalada. A capacidade de investimento deve ser avaliada para determinar o tamanho do sistema que pode ser financiado.

Para sistemas de microgeração, o limite máximo de potência de inversores é de 75 kW, conforme visto nas seções anteriores. Este limite define a capacidade máxima da UFV que pode ser instalado sem precisar se enquadrar nas categorias de minigeração, que possuem diferentes requisitos e regulamentações, definindo, assim, a capacidade máxima para o escopo deste trabalho.

Mesmo dentro da faixa de potência até 75 kW, as normas e requisitos específicos da distribuidora de energia local podem variar, influenciando diretamente a escolha da capacidade do sistema. É necessário verificar as condições de conexão à rede, os procedimentos de homologação e os limites técnicos impostos pela distribuidora para diferentes faixas de potência, para um dimensionamento técnico e financeiramente otimizado da UFV, conforme mencionado em seção específica.

3.4 ANÁLISE DE GERAÇÃO DE ENERGIA

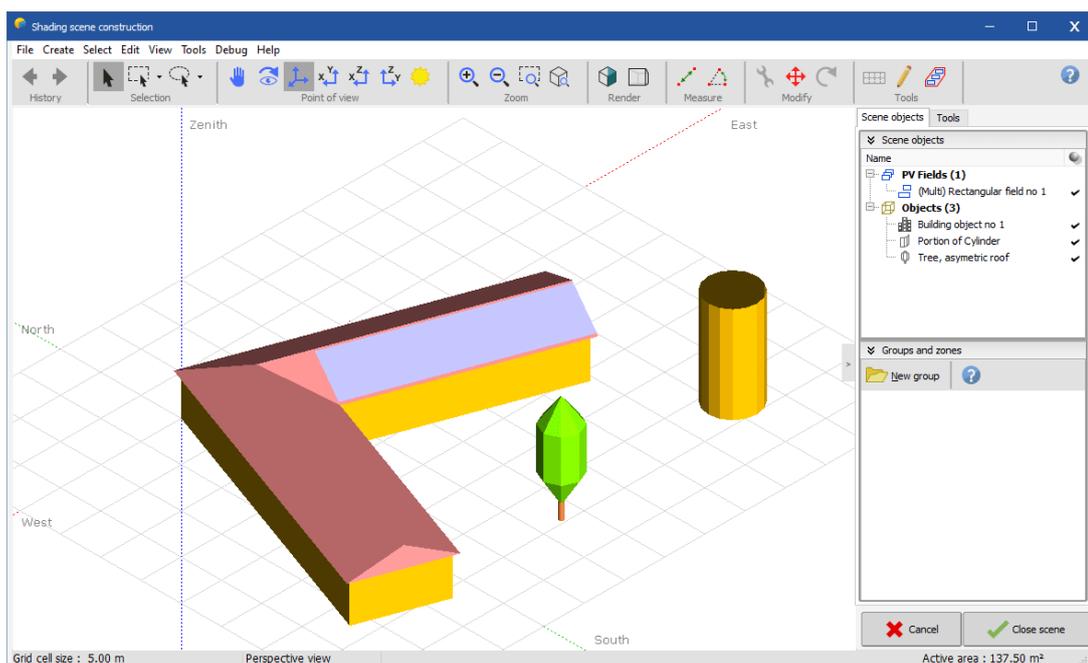
Dimensionada a UFV, segue-se a análise de geração de energia, etapa crucial para determinar a capacidade produtiva da UFV e assegurar que o sistema atenda às expectativas. Embora seja ideal utilizar softwares especializados para essa análise, essa utilização pode ser opcional, dependendo do nível de assertividade na estimativa de geração desejada pelo investidor e dos requisitos específicos do consórcio que irá alugar os equipamentos da UFV.

Os softwares especializados em simulação de sistemas fotovoltaicos oferecem uma análise detalhada e precisa da geração de energia, inclusive com modelagem tridimensional, conforme ilustrado na Figura 10. Entre os principais softwares utilizados, estão:

- PVsyst: Um dos softwares mais renomados no mercado, PVsyst permite simular e otimizar a performance de sistemas fotovoltaicos, considerando variáveis como irradiação solar, temperatura, e características dos módulos e inversores (PVsyst, 2024).
- PV*SOL: Outro software amplamente utilizado, o PV*SOL oferece simulações detalhadas de sistemas fotovoltaicos, incluindo análises de desempenho, perdas e otimizações. Ele também permite a visualização em 3D para uma análise mais precisa do sombreamento (PVSOL, 2024).

Esses, dentre outros, softwares permitem uma simulação precisa das condições específicas do local de instalação, incluindo dados climáticos históricos, orientações e inclinações dos módulos, e características dos componentes do sistema. A utilização dessas ferramentas é recomendada para obter uma estimativa detalhada da geração de energia e identificar possíveis perdas e otimizações.

Figura 10 – Exemplo de Análise utilizando PVsyst



Fonte: <https://www.pvsyst.com/features/>. Acesso em: 4 ago. 2024.

Em casos onde o consórcio não exige uma simulação detalhada ou onde a assertividade da estimativa de geração não é uma prioridade crítica para o investidor, pode-se adotar uma abordagem baseada em sistemas fotovoltaicos já operando na mesma região e com configurações semelhantes. Essa abordagem considera dados reais de operação, permitindo estimar a geração de energia de forma conservadora, mas ainda assim confiável. Contudo, esse modelo só pode ser uma alternativa quando não há muitas fontes de sombreamento, como prédios, árvores, platibandas ou outras estruturas no telhado. Nestes casos, deve-se fazer a simulação para não correr maiores riscos.

3.5 ANÁLISE PRELIMINAR DE RETORNO FINANCEIRO

A análise preliminar de retorno financeiro é a etapa onde avalia-se a viabilidade econômica da instalação de uma UFV no estágio anterior ao projeto e homologação na distribuidora de energia. Esta análise será dividida em subitens que incluem o cálculo do investimento inicial, dos custos operacionais e de manutenção, da receita gerada, e da análise de viabilidade econômica.

É importante ressaltar que a análise financeira definitiva deverá ser feita somente após a emissão do Orçamento de Conexão pela distribuidora de energia acessada, momento onde serão informados os custos da melhoria de rede, se houver, e se o acessante terá ou não participação nestes custos.

3.5.1 Investimento inicial

O investimento inicial abrange todos os custos necessários para a aquisição e instalação da UFV. São levantados os custos de equipamentos, como módulos fotovoltaicos, inversores, estruturas de suporte, cabos, conexões, proteções, transformadores e quaisquer outros insumos utilizados para a correta conexão à rede elétrica. Além disso, devem ser considerados os custos de instalação, que englobam a mão de obra, transporte dos equipamentos e impostos.

3.5.2 Custos operacionais e de manutenção

Os custos operacionais e de manutenção garantem o funcionamento contínuo e eficiente da UFV. A manutenção preventiva inclui inspeções regulares e limpeza dos módulos fotovoltaicos para assegurar seu desempenho ótimo. A manutenção corretiva envolve reparos e substituição de componentes quando necessário. Também é importante considerar os custos de monitoramento e gestão, que incluem sistemas de monitoramento e custos administrativos.

3.5.3 Receita gerada

A receita gerada pela UFV para o investidor, no escopo deste trabalho, consiste no valor pago pelo consórcio no aluguel dos equipamentos. O valor deste aluguel é negociado segundo o mercado e poderá ter algum componente de performance do sistema, sempre tomando todos os cuidados para não caracterizar qualquer irregularidade contratual às vistas da ANEEL e das legislações que versam sobre o tema.

3.5.4 Análise de viabilidade econômica

A viabilidade econômica do projeto será avaliada através de várias métricas financeiras. O período de retorno do investimento (payback) será calculado para determinar o tempo necessário para recuperar o investimento inicial. O valor presente líquido (VPL) será calculado para analisar o valor presente dos fluxos de caixa futuros, enquanto a taxa interna de retorno (TIR) será utilizada para avaliar a taxa de retorno do investimento.

3.6 PROJETO E HOMOLOGAÇÃO NA DISTRIBUIDORA

Esta etapa aborda o desenvolvimento do projeto técnico da UFV e da nova unidade consumidora, a submissão do projeto à distribuidora, a análise e revisão do projeto pela distribuidora, e a emissão do Orçamento de Conexão e homologação. Esses passos conferem à unidade consumidora nova e à UFV a permissão de uma conexão segura e eficiente à rede elétrica.

3.6.1 Desenvolvimento do projeto

O desenvolvimento do projeto abrange tanto a criação da UFV quanto a configuração da nova unidade consumidora. O projeto deve incluir a configuração dos módulos fotovoltaicos, o layout dos equipamentos, as especificações dos componentes, a elaboração dos diagramas elétricos e a análise de impacto na rede, além de todas as pranchas e documentações referentes à criação da nova unidade consumidora.

3.6.1.1 Desenho do sistema

Os desenhos envolvem a configuração dos módulos fotovoltaicos e o layout dos equipamentos, além da topologia de conexão da nova unidade consumidora. Explicando cada um com mais detalhes:

- Configuração dos módulos fotovoltaicos: quantidade de módulos, sua orientação e inclinação, e a disposição no telhado ou no solo, considerando a área disponível e a otimização das séries de módulos com cada MPPT do inversor fotovoltaico (stringplan).
- Layout e disposição dos equipamentos: planejamento da localização dos inversores, estruturas de suporte, cabeamento e outros componentes necessários. O layout deve considerar aspectos de eficiência, acessibilidade para manutenção e conformidade com as normas de segurança.
- Configuração da nova unidade consumidora: planejamento da instalação da nova unidade consumidora, incluindo a localização do medidor bidirecional, a integração com a entrada de energia existente e as conexões necessárias para a UFV.

3.6.1.2 Especificações dos componentes

As especificações dos componentes asseguram a compatibilidade e a qualidade de todos os elementos do sistema. Isso envolve:

- Módulos fotovoltaicos: seleção dos módulos, considerando a eficiência, potência nominal, dimensões e certificações.
- Inversores: escolha dos inversores, levando em conta a capacidade, eficiência de conversão, compatibilidade com os módulos e requisitos de segurança.

- Estruturas de suporte e fixação: definição das estruturas de suporte para os módulos, que devem ser robustas e adequadas ao tipo de telhado.
- Componentes da nova unidade consumidora: especificação dos equipamentos necessários para a criação da nova unidade consumidora, como painéis de controle, cabeamento, infraestrutura, transformadores e dispositivos de proteção.

3.6.1.3 Diagramas elétricos

A elaboração de diagramas elétricos detalhados é fundamental para a clareza do projeto e para a conformidade com as normas técnicas. Esses diagramas abrangem:

- Diagramas unifilares e multifilares: criação de diagramas que representam as conexões elétricas do sistema, mostrando a interligação dos módulos, inversores, sistemas de proteção e transformação e pontos de conexão à rede elétrica.
- Detalhamento das conexões elétricas: especificação dos pontos de conexão, tipos de cabos, seccionadores, dispositivos de proteção e outros componentes elétricos necessários para a instalação.
- Diagramas da nova unidade consumidora: criação de diagramas específicos para a nova unidade consumidora, detalhando as conexões entre a UFV e a rede elétrica, bem como as interligações internas.

3.6.1.4 Análise de impacto na rede

A análise de impacto na rede serve para garantir que a integração da UFV e da nova unidade consumidora não cause problemas na rede elétrica existente. A distribuidora de energia em suas normas técnicas especifica quais os tipos de estudos de rede que devem ser apresentados para a homologação da UFV e da criação da nova unidade consumidora, fornecendo também os parâmetros da rede para o desenvolvimento do requerido estudo quando necessário.

3.6.2 Submissão do projeto à distribuidora

A submissão do projeto à distribuidora envolve a preparação e o envio de toda a documentação necessária para obter a aprovação do sistema da UFV e da nova unidade consumidora. A preparação da documentação é o primeiro passo para a submissão do projeto. Essa etapa engloba a compilação de todos os documentos técnicos e administrativos exigidos pela distribuidora. Após a preparação da documentação, o próximo passo é a submissão formal de toda a documentação necessária à distribuidora. Isso pode ser feito através de plataformas online, correio eletrônico ou entrega física, conforme os procedimentos estabelecidos pela distribuidora. Deve-se manter de um canal de comunicação aberto e eficiente com a distribuidora para esclarecer quaisquer dúvidas e fornecer informações adicionais que possam ser solicitadas durante a análise do projeto.

Para que o processo corra da melhor forma possível torna-se imperativo a verificação regular do status do projeto junto à distribuidora para garantir que o processo esteja avançando conforme o cronograma previsto. O responsável pela submissão precisa de prontidão para responder a quaisquer solicitações de informações adicionais ou ajustes no projeto feitas pela distribuidora durante o processo de análise.

3.6.3 Análise e revisão do projeto

Durante esta fase, a distribuidora avalia todos os aspectos técnicos e regulamentares do projeto submetido para garantir que ele esteja em conformidade com os padrões estabelecidos e que a conexão do sistema à rede elétrica seja segura e eficiente. A distribuidora revisa toda a documentação enviada, incluindo relatórios técnicos, certificações dos componentes, diagramas elétricos e a análise de impacto na rede. A precisão e a completude dos documentos são verificadas para garantir que todas as informações necessárias estejam presentes.

A distribuidora, então, avalia se o projeto cumpre os critérios técnicos estabelecidos, como as especificações dos componentes, a configuração do sistema elétrico, as medidas de segurança adotadas e a compatibilidade dos equipamentos com a rede elétrica. Examina, também, a análise de impacto na rede para assegurar que a integração da UFV e da nova unidade consumidora não comprometa a estabilidade e a segurança da rede elétrica. São avaliadas possíveis interferências, pontos de saturação e medidas de mitigação podem ser propostas.

Se forem identificadas inconformidades ou áreas que necessitam de aprimoramentos, a distribuidora solicitará ajustes específicos no projeto. Esses ajustes podem envolver

modificações nos diagramas elétricos, substituição de componentes ou revisões nas medidas de segurança. A distribuidora pode solicitar informações complementares para esclarecer dúvidas ou detalhes específicos do projeto. Dados adicionais sobre os componentes, esclarecimentos sobre a análise de impacto na rede ou documentação extra de certificações integram esses possíveis questionamentos.

Após a realização dos ajustes e a submissão das informações adicionais, a distribuidora revisa novamente o projeto. Se todas as exigências forem atendidas, a distribuidora encaminha o projeto para a próxima fase do processo de homologação.

3.6.4 Emissão do orçamento de conexão e aprovação da nova unidade consumidora

São as etapas culminantes do processo de conexão da UFV e da nova unidade consumidora à rede elétrica. Essas etapas asseguram que o sistema está apto a operar de forma segura e eficiente, em conformidade com todas as normas técnicas e regulamentares.

O Orçamento de Conexão é um documento oficial emitido pela distribuidora de energia que autoriza a conexão da UFV à rede elétrica (ANEEL, 2021). Esse orçamento é emitido após a conclusão satisfatória da análise e revisão do projeto. Neste orçamento podem estar previstas obras de melhoria de rede da distribuidora que podem acarretar mudanças consideráveis na análise de retorno financeiro do empreendimento, uma vez que essas obras de rede podem acarretar participação nos custos pelo responsável pela unidade consumidora (ANEEL, 2021).

3.7 REVISÃO DA ANÁLISE FINANCEIRA

Com a obtenção do orçamento de conexão, torna-se necessário reavaliar o retorno financeiro previamente calculado na etapa de Análise Preliminar de Retorno Financeiro. Essa reanálise é fundamental, pois pode ter havido a necessidade de participação nos custos de possíveis melhorias de rede identificadas pela distribuidora de energia para suportar a nova unidade consumidora e a UFV.

Caso o orçamento de conexão não indique a necessidade de obras de melhoria, ou se essas obras não exigirem participação nos custos por parte do acessante, a análise financeira original permanece válida e se consolida conforme previsto. Por outro lado, se houver custos adicionais associados às melhorias de rede, esses deverão ser incorporados na análise de

retorno financeiro, ajustando as métricas de TIR, payback e VPL para refletir os novos investimentos necessários. Em caso de anuência dos envolvidos a partir desta reanálise ou caso não haja alterações na proposta inicial, segue-se para a etapa de instalação.

3.8 INSTALAÇÃO DA UFV E DA NOVA UNIDADE CONSUMIDORA

A instalação envolve a UFV e a nova unidade consumidora, assegurando que ambos os sistemas sejam implementados de maneira eficiente e segura. Este processo é detalhado em várias sub etapas, desde o planejamento até a documentação final.

3.8.1 Planejamento da instalação

O planejamento é essencial para uma instalação organizada e eficiente.

3.8.1.1 Cronograma de instalação

Definição das etapas de instalação para a UFV e a nova unidade consumidora, estabelecendo prazos e sequenciamento das atividades para ambos os sistemas. Isso assegura que todas as tarefas sejam realizadas de forma coordenada e dentro do prazo estabelecido.

3.8.1.2 Alocação de recursos

Determinação dos equipamentos e materiais necessários para a UFV e a nova unidade consumidora. Inclui a designação da equipe de instalação e suas funções específicas para cada sistema, garantindo que todos os recursos necessários estejam disponíveis e alocados corretamente.

3.8.1.3 Preparação do local

Preparação do telhado ou área de instalação para a UFV, garantindo que as superfícies estejam prontas para receber os módulos fotovoltaicos. Também inclui a preparação da área para a instalação da nova unidade consumidora.

Implementação de medidas de segurança para a equipe de instalação, fornecendo e garantindo o uso de Equipamentos de Proteção Individual (EPIs) e Coletivos (EPCs)

adequados. Minimizam-se, assim, os riscos e protege-se os trabalhadores durante o processo de instalação.

3.8.2 Instalação dos componentes

3.8.2.1 Instalação das estruturas de suporte

Montagem das estruturas de suporte para os módulos fotovoltaicos e fixação dessas estruturas ao telhado ou solo de forma segura e conforme o projeto.

3.8.2.2 Instalação dos módulos fotovoltaicos

Posicionamento e fixação dos módulos fotovoltaicos conforme o projeto. Realização das conexões elétricas dos módulos, garantindo que estejam corretamente interligados.

3.8.2.3 Instalação dos inversores

Posicionamento dos inversores em locais designados e realização das conexões elétricas. Configuração dos inversores para assegurar a eficiência da conversão de energia.

3.8.2.4 Instalação da nova unidade consumidora

Instalação dos postos de medição, transformação, proteção, conforme necessidade apresentada em projeto. Preparação da nova unidade consumidora para integração com a UFV e conexão à rede elétrica.

3.8.2.5 Instalação do sistema de monitoramento

Configuração dos dispositivos de monitoramento da UFV. Integração dos sistemas de monitoramento permitindo o acompanhamento e controle da geração de energia.

3.8.3 Testes e verificações

Garante que o sistema funcione corretamente antes de entrar em operação plena.

3.8.3.1 Testes de funcionamento

Realização de testes iniciais de operação para a UFV e a nova unidade consumidora. Verificação da geração de energia e do funcionamento correto dos sistemas.

3.8.3.2 Inspeção final

Verificação detalhada de todas as conexões e fixações para assegurar que estão corretas. Certificação de que ambos os sistemas (UFV e nova unidade consumidora) estão em conformidade com as normas técnicas e de segurança.

3.8.4 Documentação da instalação

Deve-se manter registros detalhados de todas as etapas da instalação.

3.8.4.1 Relatórios de instalação

Documentação detalhada das etapas de instalação para a UFV e a nova unidade consumidora. Emite-se relatórios de conformidade técnica e de segurança, assegurando que todas as fases do projeto foram realizadas corretamente. Nesta etapa é emitida a Anotação de Responsabilidade Técnica por profissional habilitado e responsável pela instalação.

3.8.4.2 Manuais e instruções

Elaboração de manuais de operação e manutenção para a UFV. Fornecimento de instruções detalhadas para a equipe de operação da nova unidade consumidora, garantindo que os operadores saibam como gerenciar e manter o sistema corretamente.

3.9 VISTORIA E APROVAÇÃO DO PONTO DE CONEXÃO

A vistoria final é realizada pela distribuidora de energia para assegurar que todos os componentes da UFV e da nova unidade consumidora foram instalados corretamente e estão operando conforme as especificações técnicas.

3.9.1 Inspeção da distribuidora

A distribuidora pode realizar uma vistoria única que abrange tanto a UFV quanto a nova unidade consumidora. Durante essa inspeção, a distribuidora verifica a instalação física dos componentes, incluindo módulos fotovoltaicos, inversores, estruturas de suporte, e painéis de proteção e controle. O objetivo é assegurar que todos os elementos estão instalados conforme o projeto aprovado e em conformidade com as normas técnicas.

3.9.2 Testes de funcionamento

Além da inspeção física, a distribuidora realiza testes para garantir que o sistema está funcionando corretamente. Esses testes verificam a integração da UFV com a rede elétrica e o funcionamento dos sistemas de proteção. É essencial que todos os componentes operem de acordo com as especificações para garantir a eficiência e a segurança da rede interna e da rede de distribuição.

3.9.3 Correção de inconformidades

Se durante a vistoria ou os testes forem encontradas inconformidades em relação ao projeto aprovado, a distribuidora solicitará as correções necessárias. O responsável pela instalação deve realizar os ajustes indicados e submeter o sistema a uma nova vistoria, se necessário, para assegurar que todas as questões foram resolvidas.

3.9.4 Aprovação e instalação do medidor bidirecional

Uma vez que todas as inconformidades sejam resolvidas e o sistema esteja em plena conformidade com os requisitos técnicos e regulamentares, a distribuidora aprova o ponto de conexão. Em seguida, a distribuidora instala o medidor bidirecional, para registrar tanto a energia consumida (que no caso de uma UFV no escopo deste trabalho será ínfimo, se

houver) quanto a energia gerada pela nova unidade consumidora. Com a instalação do medidor, a UFV pode começar a operar normalmente, injetando energia na rede e acumulando créditos de energia para a titular da nova unidade consumidora.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção, são apresentados os resultados obtidos com a implementação de uma UFV de microgeração em telhado de uma indústria da região da grande Florianópolis, ou seja, na área de concessão da distribuidora de energia Celesc, atualmente operando seu consumo de energia no ACL, mediante a criação de uma nova unidade consumidora. A análise dos resultados permite discutir as implicações técnicas, financeiras e regulatórias do projeto, fornecendo uma visão abrangente sobre a viabilidade e os desafios enfrentados. O objetivo desta seção é sintetizar os dados coletados durante a execução do projeto e interpretá-los à luz dos objetivos estabelecidos inicialmente. A seguir, serão detalhados os resultados e discussões baseados em cada etapa da metodologia previamente descrita, abordando desde a vistoria técnica inicial até a homologação final e o início da operação da UFV.

Cada subseção detalha os resultados específicos das vistorias técnicas, da revisão das normas da distribuidora, do dimensionamento da UFV, da análise de geração de energia, da análise de retorno financeiro, do desenvolvimento e homologação do projeto, da instalação e da vistoria final. Além dos resultados, são discutidas as implicações e relevâncias desses achados, comparando-os com os objetivos iniciais do estudo e avaliando a eficácia das soluções adotadas.

4.1 VISTORIA TÉCNICA

4.1.1 Resultados da vistoria do telhado

A vistoria do telhado foi realizada para garantir que a estrutura fosse adequada para suportar a instalação dos módulos fotovoltaicos. Os principais resultados são:

- Área disponível: a área total do telhado foi medida em 4.394 m², com um perímetro de 340 m.
- Integridade estrutural: um laudo estrutural elaborado por engenheiro civil avaliou a capacidade do telhado de suportar sobrecargas. Foi atestado que a estrutura pode suportar uma sobrecarga adicional de até 25,00 kgf/m². Recomendou-se evitar o trânsito direto sobre as telhas durante a instalação, utilizando pranchas de madeira para distribuir o peso dos operários e materiais. O laudo confirmou que não existem

riscos para a estrutura com este acréscimo de cargas, desde que respeitado o limite supracitado. Além disso, foi reforçado o fato de que os painéis devem ser fixados de maneira a evitar qualquer folga em parafusos e perfis metálicos, prevenindo riscos devido à ação de ventos (Nobre Solar Energy, 2023).

- Material do telhado: o telhado é coberto por telhas de fibrocimento com algumas telhas translúcidas, conforme observa-se na Figura 11. A obstrução destas pelos módulos fotovoltaicos foi julgada como irrelevante pelo responsável pelo galpão.

Figura 11 – Material e estado geral do telhado



Fonte: acervo da Nobre Solar Energy.

- Inclinação e orientação: o telhado da edificação possui dois módulos, cada um com duas águas. A orientação das águas é praticamente leste/oeste, com um ângulo azimutal de -80° (0° N). Isso significa que as cumeeiras do telhado estão ligeiramente desalinhadas em relação ao eixo sul-norte, favorecendo, ainda que pouco, a água mais a nordeste. Todas as águas do telhado apresentam uma inclinação de aproximadamente 15° .
- Drenagem e impermeabilização: o sistema de drenagem está em boas condições, com calhas e ralos funcionando corretamente. A impermeabilização do telhado também foi verificada e considerada adequada. Na fixação dos parafusos dos suportes para os módulos foi utilizado impermeabilizante a base de poliuretano (PU 40) para assegurar que não haveria problemas de infiltração.

4.1.2 Resultados da vistoria da entrada de energia e infraestrutura elétrica

4.1.2.1 Ponto de derivação da rede da distribuidora e o caminho até a subestação

A inspeção visual do ponto de derivação revelou que a unidade consumidora está sendo alimentada de forma subterrânea, a partir de uma derivação em média tensão no poste da Celesc. Foi feita inspeção visual e revisão na documentação técnica, incluindo plantas e projetos elétricos, para entender o trajeto que a energia percorre desde o ponto de derivação até a subestação. Foram abertas as caixas de passagem existentes no trajeto e verificado o cabeamento.

4.1.2.2 Subestação

A vistoria da subestação foi uma etapa crítica para garantir a integração segura e eficiente da UFV à infraestrutura elétrica existente. A subestação em questão possui uma capacidade instalada de 2,725 MVA. Para realizar a vistoria, foram observadas várias prerrogativas necessárias para adentrar e inspecionar uma subestação desse porte:

- Autorização de acesso: somente profissionais autorizados pela empresa e devidamente identificados tiveram permissão para adentrar a subestação.
- EPIs: uso obrigatório de EPIs, incluindo capacetes, luvas isolantes, óculos de proteção, calçados de segurança e vestimentas adequadas para proteção contra riscos elétricos.
- Profissional habilitado: a presença de um profissional habilitado foi obrigatória para realizar a vistoria. Este profissional supervisionou todas as atividades de inspeção e assegurou o cumprimento das normas de segurança (ABNT, 2004b).

Durante a vistoria, foram realizados os seguintes procedimentos:

- Inspeção visual e documentação: a inspeção visual dos transformadores, disjuntores e relés de proteção foi acompanhada pelo registro fotográfico dos dados de placa dos equipamentos e das baias de entrada, medição, proteção e transformação. Esses

registros são essenciais para a verificação das especificações técnicas e para o planejamento de qualquer ajuste necessário.

- Transformadores: a capacidade e o estado operacional dos transformadores foram avaliados. A revisão das especificações técnicas e do histórico de manutenção assegurou que os transformadores estavam aptos a seguir com a operação sem maiores preocupações.
- Relés de proteção: os relés de proteção foram verificados para confirmar que são os mesmos representados no projeto da subestação apresentado pelo responsável da empresa. Testes funcionais não foram realizados para garantir que os relés respondem de maneira adequada às condições de falta, pois envolveria uma interrupção desnecessária na produção da empresa, uma vez que a própria distribuidora realiza a vistoria e os testes quando da aprovação da ligação.
- Espaço físico para novas baias: a vistoria incluiu a avaliação do espaço físico disponível na subestação para a adição de novas baias destinadas ao novo transformador para a UFV. Foi verificada a existência de uma sala anexa à subestação que estaria reservada para geradores a diesel. A área dessa sala foi medida e julgada compatível com o que seria necessário para a inclusão das novas proteções e transformador, o que foi uma grande surpresa positiva. A configuração das baias foi planejada de acordo com as topologias permitidas pela distribuidora para esse tipo de ampliação.

A vistoria detalhada da subestação, confirmou que a infraestrutura existente é capaz de suportar a ampliação para a nova unidade consumidora e da UFV. Os registros fotográficos dos dados de placa dos equipamentos e das baias fornecem uma base sólida para a verificação das especificações técnicas e para o planejamento dos ajustes necessários.

4.1.2.3 Infraestrutura em baixa tensão

A vistoria da infraestrutura elétrica em baixa tensão foi realizada com o objetivo de identificar quaisquer anomalias significativas que pudessem representar um risco para a instalação elétrica como um todo. Embora a UFV seja conectada diretamente à subestação por meio de um transformador independente, a verificação da infraestrutura em baixa tensão foi considerada importante para garantir a segurança geral da instalação.

A inspeção foi realizada para avaliar o estado geral dos componentes da infraestrutura elétrica em baixa tensão, incluindo condutores, quadros de distribuição, contadores, disjuntores e relés. Não foram identificados danos graves ou sinais de desgaste nos componentes inspecionados. Todos os quadros de distribuição e dispositivos de proteção estavam em boas condições de funcionamento. Dessa forma, foi possível prosseguir com o projeto sem a necessidade de intervenções adicionais na infraestrutura elétrica em baixa tensão.

4.1.2.4 Aterramento

A vistoria do sistema de aterramento foi realizada de forma breve, consultando a documentação disponibilizada pela empresa para verificar a malha e os pontos utilizados para o aterramento. A documentação fornecida pela empresa foi revisada, confirmando que a malha de aterramento e os pontos de aterramento estão corretamente implementados e em conformidade com as normas técnicas. Com isso, não houve necessidade de intervenções adicionais, permitindo prosseguir com as etapas subsequentes do projeto.

4.1.2.5 Infraestrutura de comunicação

A vistoria da infraestrutura de comunicação foi realizada para assegurar que o monitoramento eficiente da UFV seria possível. Os principais pontos verificados foram:

- Qualidade do sinal Wi-Fi: no local onde se pretendia instalar o inversor, foi verificado que a qualidade do sinal Wi-Fi do cliente é boa, garantindo a conectividade necessária para o monitoramento do sistema.
- Verificação de segurança e configuração da rede: não foram encontrados impedimentos de segurança, como firewalls ou portas de comunicação bloqueadas, que poderiam interferir no monitoramento. Além disso, foi confirmado que não havia caracteres especiais no nome da rede nem na senha, possibilitando a integração.

A vistoria da infraestrutura de comunicação revelou que o ambiente está preparado para o correto monitoramento da UFV após sua instalação. A boa qualidade do sinal Wi-Fi e a ausência de impedimentos de segurança garantem que o sistema poderá ser monitorado de

forma eficiente e contínua, permitindo a coleta de dados de desempenho e a gestão da geração de energia.

4.2 REVISÃO DAS NORMAS DA DISTRIBUIDORA

Estabelecer os procedimentos de conexão para este projeto foi uma tarefa extremamente desafiadora, dada a falta de precedentes para um modelo similar na Celesc. No momento em que foi iniciado o processo e até agora, durante a redação deste trabalho, não havia casos semelhantes registrados na Celesc. Essa ausência de precedentes exigiu meses de conversas quinzenais com a equipe da SPTC (Atendimento Técnico Comercial da Celesc) para definir os parâmetros e procedimentos necessários.

Primeiramente, foi necessário verificar se a Celesc reconhecia o modelo de aluguel do telhado para implementação de UFV com titularidade diversa do proprietário do telhado. Em seguida, foi necessário determinar como estabelecer uma nova unidade consumidora em baixa tensão para este telhado, em um terreno onde já existia uma empresa operando seu consumo no ML e sendo atendida em média tensão (MT). Tentou-se inicialmente criar um novo ramal de entrada em baixa tensão (BT) completamente independente do ramal de MT. Embora alguns avaliadores tenham considerado essa opção favorável, ela não era institucionalmente e normativamente aprovada pela Celesc. Essa possibilidade poderá ser revisitada no futuro, mas atualmente não é permitida.

Com essa opção descartada, foi dado início a uma investigação sobre qual topologia de compartilhamento de subestação atenderia a necessidade, dado que não se pode ter um ramal independente. Após definir a topologia adequada, ainda havia o desafio de entender o passo a passo burocrático dentro da Celesc. Era necessário determinar qual solicitação deveria ser feita primeiro: a criação da nova unidade consumidora, o aumento de carga ou o parecer de acesso da UFV.

Esse processo foi extremamente complicado e envolveu várias mudanças de procedimentos pela Celesc, já que o processo específico para esta necessidade específica não existia. Supervisores de diferentes setores da Celesc foram envolvidos, resultando em confusões tanto internas quanto externas. No entanto, com muita persistência e colaboração, foi estabelecido um procedimento funcional. Este projeto demonstrou um grande potencial de ser tornar um case de sucesso para ambas as partes, destacando a inovação do modelo de aluguel de telhado e geração compartilhada.

Com os desafios superados, foram definidos os procedimentos de conexão e as normas técnicas da distribuidora, que serão discutidos nas seções seguintes.

4.2.1 Resultado da revisão dos procedimentos de conexão

Após a discussão supracitada e várias idas e vindas, os procedimentos de conexão foram finalmente estabelecidos com a Celesc. O processo definido foi o seguinte:

4.2.1.1 Consulta prévia

Primeiramente, deve ser feita uma consulta prévia informando a necessidade de instalação, a potência do transformador e explicando toda a situação envolvendo o compartilhamento de subestação, além do propósito da nova unidade consumidora solicitada.

4.2.1.2 Envio do projeto da entrada de energia

Após a consulta prévia, o projeto da entrada de energia deve ser enviado, especificando a subestação compartilhada. Nesta etapa, o setor de análise deve pedir ao projetista que abra uma nova solicitação de aumento de carga em MT e vincule essa solicitação com a de BT para a entrada de energia.

4.2.1.3 Solicitação de aumento de carga

Dado que deve haver uma adição de um disjuntor de média tensão (mostrada na figura 13), o processo de aumento de carga exige a realização de um novo estudo de proteção e seletividade com base nos parâmetros de rede fornecidos pela Celesc e nas características da carga.

Com o aumento de carga aprovado e o estudo de proteção liberado, o projetista informa na solicitação de BT, que está interrompida, desta liberação e aprovação, e fornece o número da solicitação de MT aprovada.

4.2.1.4 Análise do mérito do projeto de entrada de energia

O analista da solicitação de BT então analisa o mérito do projeto de entrada de energia e, uma vez satisfeitos todos os requisitos normativos, aprova a solicitação.

4.2.1.5 Pedido de ligação da nova unidade consumidora

Com as solicitações de BT e MT aprovadas, o cliente responsável pela nova unidade consumidora deve solicitar, por meio da Agência Web ou na loja física, o pedido de ligação da unidade consumidora (UC). Aqui, ele recebe o número da UC.

4.2.1.6 Solicitação do orçamento de conexão (parecer de acesso)

Com o número da UC gerado, pode-se seguir com a solicitação do orçamento de conexão, ainda chamado de parecer de acesso, para a liberação da UFV. As próximas etapas correm em paralelo.

4.2.1.7 Estudo da rede de distribuição pela Celesc

Com o pedido de ligação feito, a Celesc realiza um estudo da rede de distribuição. Caso a rede comporte a adição da nova unidade consumidora sem necessidade de obras de melhoria, a execução é liberada imediatamente. Se forem necessárias obras, a Celesc elabora um orçamento e o disponibiliza para o interessado, incluindo a participação financeira quando cabível. Após a aprovação do orçamento e a assinatura dos contratos, as obras são realizadas e finalmente liberadas para a execução.

4.2.1.8 Execução e vistoria

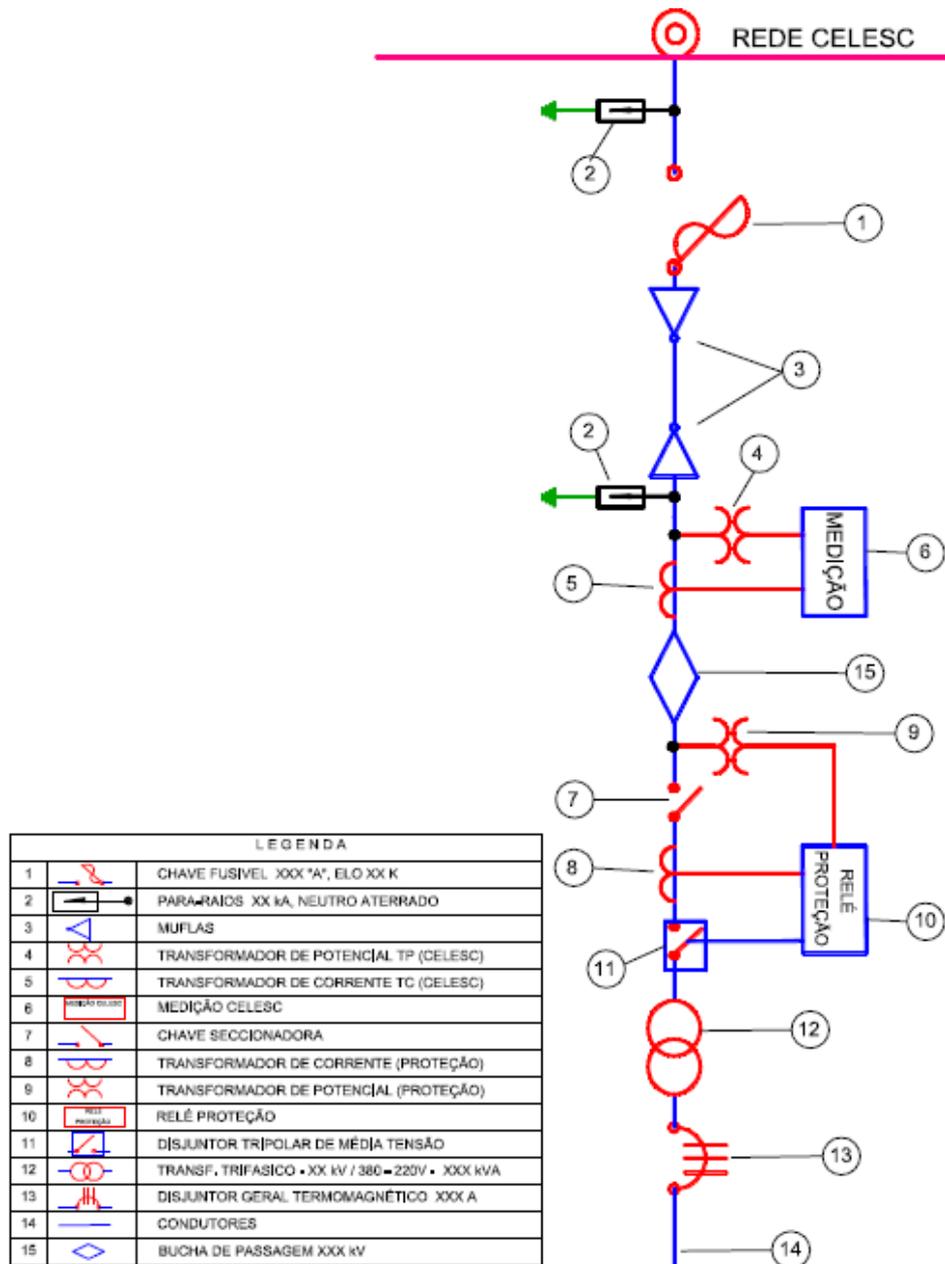
Após a execução, e uma vez emitido o parecer de acesso da UFV, é solicitada a vistoria, tanto da UFV quanto da nova unidade consumidora, e a ligação pode então ser realizada.

4.2.2 Resultado da revisão das normas técnicas da distribuidora

Como mencionado anteriormente, dado que não era possível solicitar um novo ramal em BT completamente independente, iniciou-se o estudo dos tipos de compartilhamento de

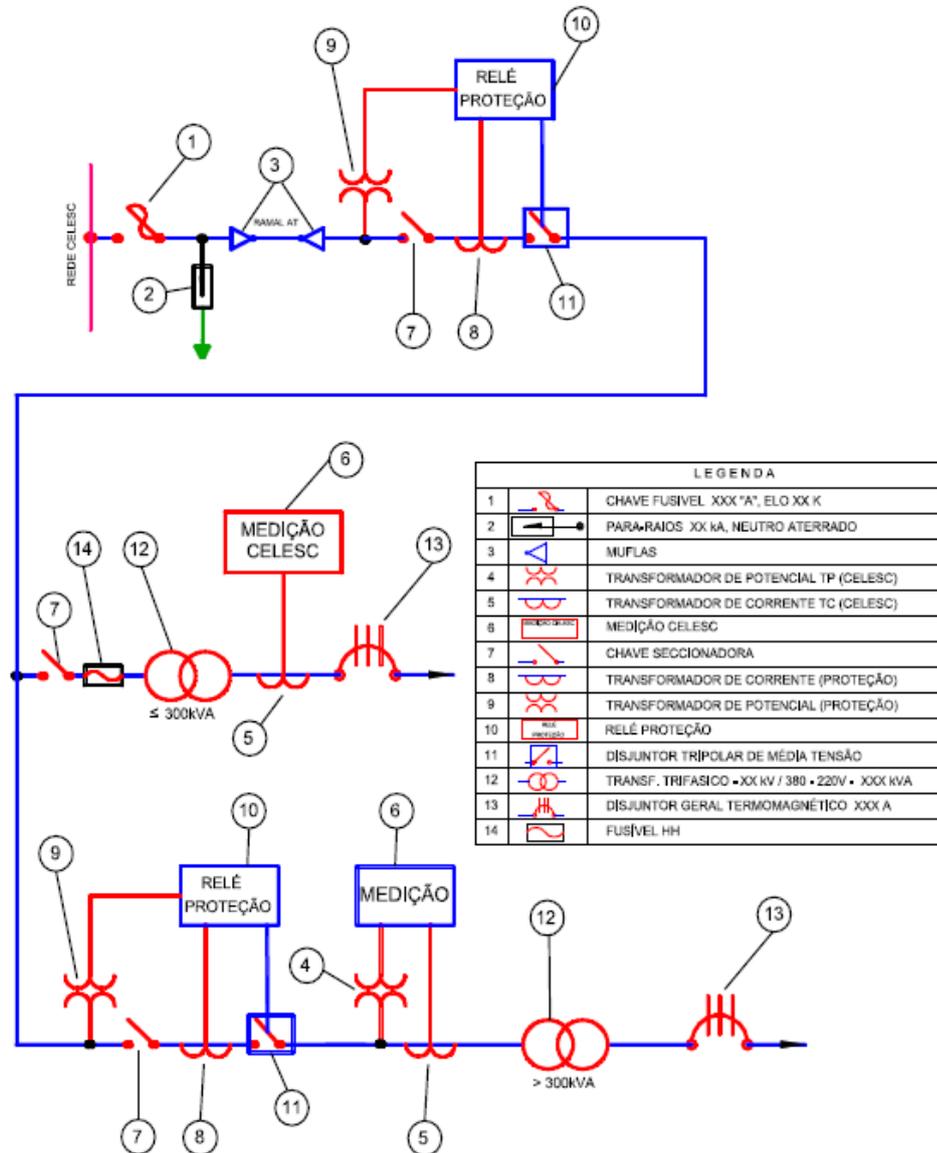
subestação contidos nas normas da distribuidora. Foram analisadas as diferentes topologias de compartilhamento de subestação permitidas pelas normas da Celesc. A situação atual da subestação e a topologia adequada para o novo modelo incluindo a nova unidade consumidora são mostradas nas Figuras 12 e 13, garantindo que todas as regulamentações fossem seguidas corretamente.

Figura 12 – Topologia pré-existente na subestação



Fonte: Celesc (2016)

Figura 13 – Nova topologia para adequação da subestação



Fonte: Celesc (2016)

Toda a documentação pertinente ao atendimento em média tensão da Celesc (Celesc, 2016) foi revisada para compreender os requisitos específicos para subestações abrigadas, conforme planejado para o cliente. Isso incluiu verificações sobre especificações técnicas, normas de segurança e requisitos operacionais. Foram revisadas, também, as normas específicas para microgeração distribuída, garantindo que todos os parâmetros técnicos e regulamentares fossem atendidos para a implementação da UFV. Com a revisão completa das normas técnicas, pode-se iniciar a implementação da solução.

4.3 DIMENSIONAMENTO DA USINA FOTOVOLTAICA

O dimensionamento da UFV envolveu, além da análise dos limites técnicos e normativos já explorados por este trabalho sobre a microgeração, a análise da capacidade de investimento, a avaliação da área disponível e a seleção adequada dos componentes. A seguir, cada um desses aspectos será detalhado.

4.3.1 Capacidade de investimento

O investidor em questão possui uma vasta experiência em investimentos no setor de energia, tendo se envolvido previamente na implementação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) no estado. Agora, busca diversificar seu portfólio de investimentos ao entrar no modelo proposto com a energia solar.

O capital disponível para este novo empreendimento foi avaliado como suficiente para suportar a instalação da máxima potência permitida para microgeração, que é de 75 kW de conversor. No entanto, a decisão final sobre a capacidade instalada também deve considerar a área disponível no telhado para a instalação dos módulos fotovoltaicos.

Assim, enquanto o capital disponível é um ponto forte que permite almejar a máxima potência possível para o modelo, a capacidade final da UFV será definida na etapa seguinte, após a avaliação completa da área disponível para a instalação dos módulos.

4.3.2 Dimensionamento pela área disponível no telhado

O telhado possui uma área total de 4.394 m², e as dimensões de um módulo modelo da marca DAH Solar de 555 Wp, cuja folha de dados é apresentada na Figura 14, são 2279 x 1134 x 32 mm, resultando em uma área de aproximadamente 2,58 m² por módulo. Para obter uma estimativa conservadora e permitir os espaços necessários para a instalação e manutenções preventivas e corretivas, considera-se 3,0 m² por módulo.

Figura 14 – Datasheet Módulo DAH Solar 555 Wp

Mechanical Specification		Design
Cable	4.0mm ² , 300/400mm in length,	
(Including connector)	length can be customized	
No.of Cells	144 (6×24)	
Glass	3.2mm High Transmission, Antireflection Coating	
Junction box	IP68, 3 Bypass Diodes	
Connector	MC4 Compatible	
Weight	29kg	
Cells Type	Mono 182×91mm	
Dimension (L×W×T)	2279×1134×32mm	
Packing	34pcs/pallet, 680pcs/40HQ	
Operating Parameters		
Maximum system voltage	1500V DC	
Operating Temperature	-40 - +85°C	
Maximum series fuse rating	25A	
Snow load, frontside/Wind load, backside	5400Pa/2400Pa	
Nominal operating cell temperature	45°C±2°C	
Application level	Class A	

STC — Electrical Characteristics				
Module Type	DHM-72X10/FS(BW)			
Maximum Power (Pmax/W)	540	545	550	555
Open-circuit Voltage (Voc/V)	49.8	50.0	50.2	50.4
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	42.0	42.2	42.4	42.6
Short-circuit Current (Isc/A)	13.66	13.72	13.78	13.84
Maximum Power Current (Imp/A)	12.86	12.91	12.97	13.03
Module Efficiency (%)	20.89	21.09	21.30	21.48
<i>Power Tolerance: 0~+5W, Temperature Coefficient of Isc: 0.05%/°C, Temperature Coefficient of Voc: -0.31%/°C, Temperature Coefficient of Pmax: -0.35%/°C</i>				
<i>Standard Test Environment : Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, Spectrum AM1.5</i>				
NOCT — Electrical Characteristics				
Maximum Power (Pmax/W)	402	405	409	413
Open-circuit Voltage (Voc/V)	46.7	46.9	47.1	47.3
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	39.4	39.6	39.8	40.0
Short-circuit Current (Isc/A)	11.04	11.09	11.13	11.18
Maximum Power Current (Imp/A)	10.20	10.24	10.29	10.33
<i>Standard Test Environment : Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Spectrum AM1.5, Wind speed 1m/s</i>				

Fonte: <https://www.dahsolarpv.com/uploadfile/downloads/5-DHM-72X10DG-525~555W.pdf>. Acesso em: 4 ago. 2024.

A seguir, calcula-se o número de módulos e potência total que podem ser instalados nas diferentes áreas do telhado:

- Área total do telhado: 4.394 m²

$$\frac{4.394 \text{ m}^2}{3,0 \text{ m}^2/\text{módulo}} \approx 1.464 \text{ módulos} \quad (1)$$

$$1.464 * 555 \text{ Wp} = 812,52 \text{ kWp} \quad (2)$$

Embora a área total do telhado permita a instalação de até 1.464 módulos, é mais vantajoso focar nas águas do telhado mais orientadas para o nordeste, que somam uma área de 2.010 m². Essa orientação é preferível para maximizar a geração de energia solar, dado que a UFV será implementada no hemisfério sul e, para esse hemisfério, a orientação ideal alcança-se com os módulos fotovoltaicos voltados totalmente para o norte.

- Área das águas mais a Nordeste: 2.010 m²

$$\frac{2.010 \text{ m}^2}{3,0 \text{ m}^2/\text{módulo}} \approx 670 \text{ módulos} \quad (3)$$

$$670 * 555 \text{ Wp} = 371,85 \text{ kWp} \quad (4)$$

Essas potências calculadas superam o limite da microgeração, mesmo considerando a taxa de overload dos inversores fotovoltaicos. Com isso, fica comprovado que, como o investidor possui capital suficiente e a estrutura do telhado é adequada, pode-se instalar a potência máxima permitida de 75 kW em CA e o máximo de potência CC que o inversor suportar. Dessa forma, a máxima eficiência e aproveitamento do espaço disponível são garantidas, otimizando a geração de energia solar dentro dos limites regulamentares.

4.3.3 Escolha dos componentes

A escolha dos componentes é um passo fundamental no dimensionamento da usina UFV, assegurando que todos os equipamentos selecionados atendam aos requisitos técnicos e regulamentares necessários para uma operação eficiente e segura.

4.3.3.1 Inversor fotovoltaico

A escolha primordial foi a do inversor fotovoltaico, que deveria obedecer a todos os registros dos órgãos competentes brasileiros e possuir uma potência nominal de 75 kW. Foram levados em consideração o custo-benefício e as marcas com experiência comprovada. Após uma análise criteriosa, foi selecionado o inversor da marca GROWATT, modelo MAX 75KTL3-LV, cujas especificações técnicas são mostradas na Figura 15.

Figura 15 – Datasheet Inversor Fotovoltaico

Dados de entrada	
Máxima potência CC	112500W
Máxima tensão de CC	1100V
Tensão de partida	250V
Faixa de tensão MPPT	200V-1000V
Tensão nominal	600V
Máxima corrente de entrada por string	26A
Número de MPPT independentes / strings por MPPT	7/2
Saída (CA)	
Potência nominal de saída CA	75000W
Máxima corrente de saída	112.7A
Tensão nominal CA	220V/380V
Frequência de grade CA	50Hz/60Hz
Factor de potência	0.8i-0.8c
THDi	<3%
Tipo de conexão de rede CA	3W+N+PE
Eficiência	
Máxima eficiência	98.8%
Eficiência europeia	98.3%
Eficiência MPPT	99.9%
Dispositivos de proteção	
Proteção de polaridade reversa CC	sim
Interruptor CC	sim
Proteção contra surtos CC	Tipo II
Monitoramento de falta à terra	sim
Proteção contra curto-circuito de saída	sim
Proteção contra surtos de CA	Tipo II
Monitoramento de falha de string	sim
Dados Gerais	
Dimensões (L/A/P)	860/600/300mm
Peso	82kg
Faixa de temperatura operacional	-25°C ... +60°C
Emissão de ruído (típico)	≤ 60dB(A)
Auto-consumo à noite	< 1W*
Topologia	Sem transformador
Forma de refrigeração	Resfriamento inteligente
Grau de proteção ambiental	IP65
Altitude	4000m
Humidade relativa	0-100%

Fonte: <https://br.growatt.com/products/max-50-75ktl3-xl2>. Acesso em: 4 ago. 2024.

A escolha deste inversor baseou-se em sua confiabilidade, eficiência e compatibilidade com a infraestrutura existente. Além disso, a capacidade máxima de entrada CC permitida pelo inversor é de 112.500 Wp, otimizando a geração de energia solar e maximizando o aproveitamento do sistema.

4.3.3.2 Módulos fotovoltaicos

A escolha dos módulos fotovoltaicos seguiu os mesmos critérios de custo-benefício e confiabilidade de marcas já experimentadas e comprovadas no mercado. Após a análise, foi selecionado o módulo de 555 Wp da DAH Solar com dimensões 2279 x 1134 x 32 mm. A

potência máxima de entrada do inversor é de 112.500 Wp, o que permite calcular a quantidade de módulos a serem instalados e a área necessária para tal.

$$\frac{112.500 \text{ Wp}}{555 \text{ Wp/módulo}} \approx 202 \text{ módulos} \quad (5)$$

$$202 \text{ módulos} * 3 \frac{\text{m}^2}{\text{módulo}} \approx 606 \text{ m}^2 \quad (6)$$

A área calculada está dentro daquela disponível vista na etapa de visita técnica. Ademais, atestou-se nesta mesma etapa que o telhado é capaz de suportar uma sobrecarga de até 25,00 kgf/m². A quantidade de módulos a serem instalados representam uma carga adicional de 13,00 kgf/m² (incluindo as estruturas de fixação), conforme laudo estrutural, estando dentro do limite estabelecido.

4.3.3.3 Estrutura de fixação e demais componentes

Para a implementação da UFV, foi necessário o uso de componentes específicos que asseguram a integridade e eficiência do sistema. A seguir estão descritos os principais elementos considerados:

- Estruturas de suporte: devido à cobertura do telhado ser de fibrocimento, foram utilizadas estruturas específicas adequadas para esse tipo de telhado.
- Foi utilizado cabeamento específico para sistemas de energia solar, com isolamento apropriada para garantir a segurança e a durabilidade do sistema. Os cabos solares possuem isolamento dupla, geralmente de XLPE (polietileno reticulado), que oferece alta resistência térmica e mecânica, essencial para suportar as condições ambientais e a passagem de correntes elétricas elevadas.
- Proteções em corrente contínua: foram instalados dispositivos de proteção contra surtos (DPS) e chaves seccionadoras para proteger o sistema contra sobretensões e permitir a desconexão segura dos módulos fotovoltaicos.
- Proteções em corrente alternada: incluem-se DPS e disjuntores para proteger contra surtos e garantir a desconexão segura do inversor da rede elétrica em caso de alguma anormalidade.

Esses componentes serão detalhados mais adiante, quando os resultados da etapa de projeto forem discutidos. Para esta etapa de dimensionamento, a seleção dos módulos, inversores e estruturas adequadas formam a base essencial para a construção da UFV, assegurando que todos os elementos críticos estão alinhados com as necessidades técnicas e normativas do projeto.

4.4 ANÁLISE DA GERAÇÃO DE ENERGIA

Para a análise de geração de energia da UFV, foi utilizado o software Luvik, uma ferramenta que simplifica e otimiza processos comerciais e técnicos no setor de energia solar. O Luvik é conhecido por integrar dados de irradiância média anual da base de dados do Cresesb (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica), garantindo um certo nível de precisão nas simulações e projeções, mas ainda não sendo a alternativa ideal quando comparado com os resultados obtidos pelos softwares específicos citados anteriormente. Em comum acordo com os envolvidos (investidor e consórcio), o estudo foi realizado utilizando dados de entrada baseados em perdas previamente empregadas em outros sistemas com características similares de orientação e sem sombreamento, com a mesma tecnologia de inversores string e módulos de potência similar instalados em telhado de fibrocimento. As configurações específicas do sistema incluíram:

- Potência do módulo: 555 Wp
- Quantidade de módulos: 202
- Área útil utilizada para cada módulo: 3,00 m²
- Percentual de perda: 28%
- Tensão CA do inversor: 220/380 V (Trifásico)

Os resultados indicaram uma produção de energia estimada em 124.446 kWh no primeiro ano. O percentual de perda do sistema foi calculado em 28%, levando em consideração fatores como sombreamento e poeira, mismatch (diferença entre a quantidade gerada por dois ou mais módulos fotovoltaicos), temperatura, cabeamento de corrente contínua, cabeamento de corrente alternada, orientação não ao norte e inclinação não ideal em relação à latitude do local de instalação.

Esta análise de geração de energia confirmou que a implementação da UFV é tecnicamente viável e poderá proporcionar uma produção significativa, alinhada com as expectativas iniciais do projeto.

4.5 ANÁLISE PRELIMINAR DE RETORNO FINANCEIRO

Para avaliar de forma preliminar a viabilidade econômica da UFV, foi essencial realizar uma análise de retorno financeiro detalhada. Esta análise permitiu ao investidor compreender o potencial de rentabilidade do projeto, comparando-o com outras formas de investimento. A seguir, será apresentado o cálculo para o valor total da solução, a receita anual gerada com o contrato de aluguel, as análises financeiras e a comparação com outros tipos de investimentos.

4.5.1 Valor total da solução

A análise do valor total da solução para a implementação da usina fotovoltaica leva em consideração diversos componentes essenciais como custo dos módulos fotovoltaicos, inversores, estrutura de fixação, mão de obra especializada, demais equipamentos utilizados no processo de instalação, taxas de licenciamento, despesas administrativas e outros custos associados à gestão do projeto e impostos. Esses componentes formam a base para o cálculo do valor total da solução, apresentada na Tabela 2, proporcionando uma estimativa abrangente do investimento necessário para a instalação completa da UFV.

Tabela 2 – Custos envolvidos na implementação da UFV

Item	Custo
Módulos, inversores, estrutura e cabeamento	R\$ 105.000,00
Infraestrutura de Proteção e Conexão com a Rede (Subestação, Nova UC) – Material	R\$ 100.000,00
Mão de Obra Especializada para Instalação	R\$ 42.000,00
Projeto, homologação, taxa de serviço, laudos técnicos e despesas administrativas	R\$ 50.000,00
Impostos	R\$ 13.000,00
Total	R\$ 310.000,00

Fonte: o autor

4.5.2 Receita anual gerada

A receita que o investidor obterá é referente ao aluguel dos equipamentos da UFV. Conforme discutido anteriormente, esse valor não pode estar vinculado diretamente a R\$/kWh de forma alguma. Em vez disso, a estrutura de pagamento pode incluir uma parcela fixa e um valor variável referente ao desempenho do equipamento.

Até o momento da redação deste trabalho, o contrato de locação ainda não havia sido celebrado entre o investidor e o consórcio. No entanto, a estimativa era que o consórcio pagaria ao investidor cerca de R\$ 4.500,00 mensais pelo aluguel dos equipamentos da UFV de 75 kW (112,11 kWp), já descontados os custos com operação e manutenção que ficariam a cargo do consórcio, inicialmente por um período de 10 anos (o sistema tem sua geração garantida pelo fabricante por 25 anos até 80% da geração média do primeiro ano (Dahsolar, 2024), logo, é interesse do consórcio fazer o contrato mais longo possível para garantir a fidelidade do investidor), com reajuste anual baseado na tarifa correspondente à classe e grupo tarifário da distribuidora de energia em que a UFV está conectada.

Considerando apenas a receita fixa inicial de R\$ 4.500,00 mensais, a rentabilidade anual no primeiro ano seria calculada da seguinte forma:

$$12 * R\$ 4.500,00 = R\$ 54.000,00 \quad (7)$$

Portanto, a receita anual gerada pelo aluguel dos equipamentos da UFV no primeiro ano seria de R\$ 54.000,00. Esta estimativa fornece uma base para avaliar a rentabilidade do investimento, considerando o acordo de locação proposto e os ajustes anuais esperados conforme a evolução tarifária definida pela Celesc (Celesc, 2024).

4.5.3 Análises financeiras

As análises fornecem uma visão clara sobre o retorno esperado do investimento, ajudando o investidor a tomar decisões informadas. Nesta seção, serão abordados três principais indicadores financeiros: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e payback.

4.5.3.1 Valor presente líquido

O VPL é um indicador financeiro que representa a diferença entre o valor presente das receitas futuras geradas por um investimento e o valor inicial investido (Pereira, 2024a). O VPL é uma medida importante porque permite avaliar a lucratividade de um projeto considerando o valor do dinheiro ao longo do tempo.

Um VPL positivo indica que o projeto é lucrativo e que as receitas futuras superam o investimento inicial, enquanto um VPL negativo sugere que o projeto não é viável. Além disso este indicador permite comparar diferentes projetos de investimento, facilitando a escolha do mais rentável.

Calcula-se o VPL por meio da seguinte fórmula:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{R_t}{(1+r)^t} - I \quad (8)$$

Onde:

- R_t = Receita no período t ;
- r = Taxa de desconto;
- t = Período;
- I = Investimento inicial.

Para o cálculo do VPL para a implementação da UFV, considerou-se um reajuste anual no valor do aluguel de 6%, seguindo o histórico de reajuste tarifário para o grupo B da Celesc e os modelos de contrato atuais dos consórcios. Do ponto de vista do consórcio, existem outras duas componentes, além da evolução tarifária anual da distribuidora, para a avaliação do retorno financeiro da UFV, uma positiva e outra negativa.

A positiva é que no modelo de reajuste anual no valor do aluguel seguindo a evolução da tarifa de energia, não se leva em consideração o fenômeno das bandeiras tarifárias, onde, por ocasião da análise pela ANEEL do cenário de geração e consumo de energia para um determinado mês, as tarifas podem sofrer um acréscimo no seu valor base, favorecendo o consórcio. Por outro lado, existe a degradação do equipamento que ocasiona uma geração anual cada vez menor, chegando a 80% da sua capacidade original em 25 anos, conforme destacado anteriormente.

Em suma, haja vista que cada um desses dois componentes contribui de forma oposta para análise de retorno financeiro real, é comum que eles não sejam considerados, fazendo com que o reajuste no valor do aluguel anual siga apenas a tarifa de energia, modelo que usar-se-á para este trabalho. O resultado é dado na Tabela 3.

Tabela 3 – Cálculo de VPL para o modelo de aluguel de equipamentos

Período	Fluxo de Caixa	Reajuste Anual	6%
Ano 0	-R\$ 310.000,00		
Ano 1	R\$ 54.000,00	TMA	8%
Ano 2	R\$ 57.240,00		
Ano 3	R\$ 60.674,40	VPL	R\$ 150.325,72
Ano 4	R\$ 64.314,86		
Ano 5	R\$ 68.173,76		
Ano 6	R\$ 72.264,18		
Ano 7	R\$ 76.600,03		
Ano 8	R\$ 81.196,03		
Ano 9	R\$ 86.067,80		
Ano 10	R\$ 91.231,86		

Fonte: o autor

O cálculo do VPL para o empreendimento resultou em R\$ 150.325,72. Esse resultado positivo indica que o projeto é financeiramente viável e lucrativo, superando o valor inicial investido. A análise confirma que o retorno financeiro gerado pela receita de aluguel dos equipamentos da UFV, mesmo considerando uma taxa de desconto adequada, proporciona um ganho significativo para o investidor ao longo do período projetado.

4.5.3.2 Taxa interna de retorno

A TIR é a taxa de desconto que torna o VPL de um projeto igual a zero. Em outras palavras, a TIR é a taxa de retorno esperada de um investimento, levando em consideração os fluxos de caixa futuros. Este indicador fornece uma medida da rentabilidade do projeto, permitindo comparar a taxa de retorno com a taxa de retorno mínima desejada ou com outras oportunidades de investimento. Se a TIR for maior que a taxa mínima de atratividade (TMA) do investidor, o projeto é considerado viável. Para projetos de Energia Solar, uma prática comum de mercado é considerar uma TMA de 8% (Pereira, 2024b).

Calcula-se a TIR através da seguinte fórmula:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{R_t}{(1+TIR)^t} - I = 0 \quad (9)$$

O cálculo da TIR para a implementação da UFV é mostrado na Tabela 4.

Tabela 4 – Cálculo da TIR para o modelo de aluguel de equipamentos

Período	Fluxo de Caixa	Reajuste Anual	6%
Ano 0	-R\$ 310.000,00		
Ano 1	R\$ 54.000,00	TMA	8%
Ano 2	R\$ 57.240,00		
Ano 3	R\$ 60.674,40	TIR	17%
Ano 4	R\$ 64.314,86		
Ano 5	R\$ 68.173,76		
Ano 6	R\$ 72.264,18		
Ano 7	R\$ 76.600,03		
Ano 8	R\$ 81.196,03		
Ano 9	R\$ 86.067,80		
Ano 10	R\$ 91.231,86		

Fonte: o autor

O cálculo da TIR para o projeto resultou em 17%. Uma TIR de 17% demonstra que o projeto é altamente rentável e sugere que o investimento na UFV oferece um retorno atrativo, superando a TMA.

4.5.3.3 Payback

O payback é um indicador financeiro que mede o tempo necessário para que o valor investido em um projeto seja recuperado através das receitas geradas pelo projeto. Um período de payback mais curto indica menor risco, pois o capital investido é recuperado mais rapidamente. É uma métrica simples e fácil de entender, útil para uma avaliação inicial de um projeto.

Para o cálculo do payback para a implementação da UFV, considerar-se-á o payback simples, não levando em conta o valor do dinheiro no tempo, mas que para os propósitos de análise inicial, será suficiente. O resultado é apresentado na Tabela 5.

Tabela 5 – Cálculo do payback simples para o modelo de aluguel de equipamentos

Período	Fluxo de Caixa	Soma dos Recebíveis	Payback
Ano 0	-R\$ 310.000,00	R\$ -	-R\$ 310.000,00
Ano 1	R\$ 54.000,00	R\$ 54.000,00	-R\$ 256.000,00
Ano 2	R\$ 57.240,00	R\$ 111.240,00	-R\$ 198.760,00
Ano 3	R\$ 60.674,40	R\$ 171.914,40	-R\$ 138.085,60
Ano 4	R\$ 64.314,86	R\$ 236.229,26	-R\$ 73.770,74
Ano 5	R\$ 68.173,76	R\$ 304.403,02	-R\$ 5.596,98
Ano 6	R\$ 72.264,18	R\$ 376.667,20	R\$ 66.667,20
Ano 7	R\$ 76.600,03	R\$ 453.267,23	R\$ 143.267,23
Ano 8	R\$ 81.196,03	R\$ 534.463,27	R\$ 224.463,27
Ano 9	R\$ 86.067,80	R\$ 620.531,06	R\$ 310.531,06
Ano 10	R\$ 91.231,86	R\$ 711.762,93	R\$ 401.762,93

Fonte: o autor

O payback do projeto ocorrerá no 6º ano. Esse período indica que, após seis anos, o projeto começará a gerar lucro líquido, tendo coberto todos os custos iniciais. Um payback de seis anos é relativamente curto, sugerindo que o investimento tem um nível de risco aceitável e um retorno rápido, o que é positivo para os investidores, especialmente em um cenário de incertezas econômicas. Além disso, um período de payback menor aumenta a atratividade do projeto, pois os investidores recuperam seu capital mais rapidamente, reduzindo a exposição a possíveis flutuações econômicas e de mercado.

4.5.4 Comparação com outros tipos de investimento

Nesta seção, é realizada uma comparação entre o modelo de aluguel de equipamentos da UFV para o consórcio e os investimentos alternativos na poupança e em um Certificado de Depósito Bancário (CDB) com rendimento de 100% do CDI (Certificado de Depósito Interbancário) por meio da Tabela 6. Esta análise é crucial para avaliar a atratividade do investimento estudado frente a outras opções de investimento mais tradicionais e amplamente utilizadas no mercado financeiro brasileiro, além de oferecer uma perspectiva abrangente, ajudando o investidor a tomar decisões com base em suas metas financeiras e perfil de risco.

A poupança é um dos investimentos mais populares devido à sua segurança e facilidade de acesso. No entanto, seu rendimento é frequentemente baixo quando comparado a outros tipos de investimento. Para o exemplo deste trabalho, utilizar-se-á um rendimento de 6% ao ano para a poupança (Galhardo, 2024). Já os CDBs, especialmente aqueles que rendem 100% do CDI, oferecem uma alternativa de renda fixa com maior potencial de retorno,

embora ainda mantenham um nível de risco relativamente baixo. Para uma estimativa, será considerada a média da taxa DI de 9% ao ano, levando em conta o acumulado anual histórico dos últimos 10 anos (Investidor10, 2024).

A comparação será realizada levando em conta o retorno financeiro esperado de cada uma dessas opções de investimento ao longo de um período similar ao contrato de aluguel da UFV.

Tabela 6 – Comparação diferentes modelos de investimento e o modelo de aluguel de equipamentos

Ano	Aluguel de Equipamentos	CDB 100% CDI	Poupança
0	R\$ -	R\$ 310.000,00	R\$ 310.000,00
1	R\$ 54.000,00	R\$ 337.900,00	R\$ 328.600,00
2	R\$ 111.240,00	R\$ 368.311,00	R\$ 348.316,00
3	R\$ 171.914,40	R\$ 401.458,99	R\$ 369.214,96
4	R\$ 236.229,26	R\$ 437.590,30	R\$ 391.367,86
5	R\$ 304.403,02	R\$ 476.973,43	R\$ 414.849,93
6	R\$ 376.667,20	R\$ 519.901,03	R\$ 439.740,92
7	R\$ 453.267,23	R\$ 566.692,13	R\$ 466.125,38
8	R\$ 534.463,27	R\$ 617.694,42	R\$ 494.092,90
9	R\$ 620.531,06	R\$ 673.286,92	R\$ 523.738,48
10	R\$ 711.762,93	R\$ 733.882,74	R\$ 555.162,79

Fonte: o autor

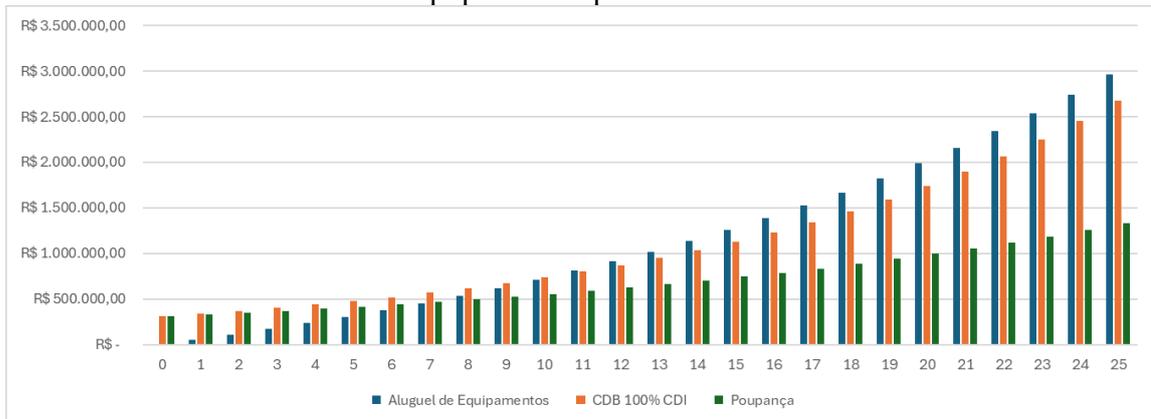
A análise inicial mostrou que o retorno do investimento em CDB com rendimento de 100% do CDI foi superior ao retorno obtido pelo modelo de aluguel de equipamentos da UFV ao longo de 10 anos. No entanto, para uma avaliação mais abrangente, a análise é extrapolada para um período de 25 anos na Tabela 7, considerando que o sistema fotovoltaico continuará gerando energia de forma significativa durante esse período, conforme mostrado. Além disso, é importante considerar que os contratos de aluguel de equipamentos podem ser prorrogados ao término do primeiro contrato de 10 anos, ou novos contratos podem ser firmados, garantindo a continuidade da receita gerada pelo aluguel dos equipamentos da UFV. Esta abordagem permitirá uma comparação mais justa e completa do potencial de retorno do investimento em energia solar em relação aos investimentos tradicionais de longo prazo, sendo ilustrado também pela Figura 16.

Tabela 7 – Comparação diferentes modelos de investimento e o modelo de aluguel de equipamentos para 25 anos

Ano	Aluguel de Equipamentos	CDB 100% CDI	Poupança
0	R\$ -	R\$ 310.000,00	R\$ 310.000,00
1	R\$ 54.000,00	R\$ 337.900,00	R\$ 328.600,00
2	R\$ 111.240,00	R\$ 368.311,00	R\$ 348.316,00
3	R\$ 171.914,40	R\$ 401.458,99	R\$ 369.214,96
4	R\$ 236.229,26	R\$ 437.590,30	R\$ 391.367,86
5	R\$ 304.403,02	R\$ 476.973,43	R\$ 414.849,93
6	R\$ 376.667,20	R\$ 519.901,03	R\$ 439.740,92
7	R\$ 453.267,23	R\$ 566.692,13	R\$ 466.125,38
8	R\$ 534.463,27	R\$ 617.694,42	R\$ 494.092,90
9	R\$ 620.531,06	R\$ 673.286,92	R\$ 523.738,48
10	R\$ 711.762,93	R\$ 733.882,74	R\$ 555.162,79
11	R\$ 808.468,70	R\$ 799.932,19	R\$ 588.472,55
12	R\$ 910.976,82	R\$ 871.926,08	R\$ 623.780,91
13	R\$ 1.019.635,43	R\$ 950.399,43	R\$ 661.207,76
14	R\$ 1.134.813,56	R\$ 1.035.935,38	R\$ 700.880,23
15	R\$ 1.256.902,37	R\$ 1.129.169,56	R\$ 742.933,04
16	R\$ 1.386.316,52	R\$ 1.230.794,82	R\$ 787.509,02
17	R\$ 1.523.495,51	R\$ 1.341.566,36	R\$ 834.759,56
18	R\$ 1.668.905,24	R\$ 1.462.307,33	R\$ 884.845,14
19	R\$ 1.823.039,55	R\$ 1.593.914,99	R\$ 937.935,85
20	R\$ 1.986.421,92	R\$ 1.737.367,34	R\$ 994.212,00
21	R\$ 2.159.607,24	R\$ 1.893.730,40	R\$ 1.053.864,72
22	R\$ 2.343.183,67	R\$ 2.064.166,13	R\$ 1.117.096,60
23	R\$ 2.537.774,70	R\$ 2.249.941,09	R\$ 1.184.122,40
24	R\$ 2.744.041,18	R\$ 2.452.435,78	R\$ 1.255.169,74
25	R\$ 2.962.683,65	R\$ 2.673.155,00	R\$ 1.330.479,92

Fonte: o autor

Figura 16 – Comparação diferentes modelos de investimento e o modelo de aluguel de equipamentos para 25 anos



Fonte: o autor

Ao final dos 25 anos analisados, fica claro que o modelo de aluguel de equipamentos é altamente atrativo e rentável, mesmo comparado com bons investimentos tradicionais como o CDB 100% CDI. Além disso, não está sendo considerado que a UFV permanece sendo um ativo e que o investidor pode optar por vendê-la ao final do período de aluguel, ainda que o valor de venda seja consideravelmente menor do que o valor inicial, devido ao potencial de obsolescência em comparação com novas tecnologias e opções. Também não está sendo considerado que o recebível do aluguel pode ser reinvestido, por exemplo, no próprio CDB 100% CDI, o que eleva ainda mais o potencial de rentabilidade. Em resumo, o modelo de aluguel de equipamentos da UFV é um investimento extremamente interessante, combinando estabilidade e um potencial de retorno significativo, destacando-se como uma excelente opção para investidores que buscam diversificação e retorno a longo prazo.

4.5.5 Comparação com o modelo de autoconsumo no Mercado Livre de Energia

O modelo de aluguel de equipamentos da UFV já demonstrou ser uma opção rentável e atrativa. No entanto, para completar a análise financeira, é necessário verificar se esse modelo é mais vantajoso, no aspecto financeiro, do que a implementação de uma usina para consumo próprio dentro do MLE. Será considerada a mesma potência instalada (75 kW/112,11 kWp) e a mesma capacidade de geração para uma comparação justa, apesar de que, nesse modelo de autoconsumo, a limitação de potência para 75 kW não exista, sendo a limitação baseada no valor de demanda contratada com a distribuidora (conforme visto no capítulo 2). As mesmas análises aplicadas ao modelo de aluguel serão realizadas para o

modelo de autoconsumo e, em seguida, as duas opções serão comparadas para obter um resultado financeiro conclusivo.

4.5.5.1 Valor total da solução

Tabela 8 – Custos envolvidos na implementação da UFV para Autoconsumo dentro do MLE

Item	Custo
Módulos, inversores, estrutura e cabeamento	R\$ 105.000,00
Infraestrutura de Proteção e Conexão com a Rede (Sem a nova UC) - Material	R\$ 10.000,00
Mão de Obra Especializada para Instalação	R\$ 25.000,00
Projeto, homologação, taxa de serviço, laudos técnicos e despesas administrativas	R\$ 75.000,00
Impostos	R\$ 10.000,00
Total	R\$ 225.000,00

Fonte: o autor

Percebe-se pelas Tabela 2 e 8 que, quando comparados, os custos da mesma UFV para autoconsumo possui um montante significativamente menor daquele referente ao modelo de aluguel de equipamentos. Isso principalmente porque não há mais a necessidade da implementação de uma nova unidade consumidora e todos os equipamentos que iriam compô-la (transformador, relé, disjuntor de média tensão etc.). Ao mesmo tempo, o serviço de homologação no ACL envolve o agente comercializador de energia e suas atribuições para a correta revisão do contrato de compra de energia para prever a geração e os trâmites que podem ser necessários junto à CCEE, refletindo em taxas de serviço correspondentes maiores do que para o caso do aluguel.

4.5.5.2 Receita anual gerada

Para calcular a receita anual gerada pelo modelo de autoconsumo no MLE, utilizam-se a fatura de energia do consumidor e o perfil de consumo do último ano. Com esses dados, é possível determinar a tarifa de energia e a tarifa de uso do sistema de distribuição no horário fora de ponta, período durante o qual ocorrerá a geração de energia pela UFV.

Neste estudo, será considerado um inversor com sistema zero grid. O sistema zero grid é uma tecnologia que impede a injeção de energia excedente na rede elétrica, garantindo

que toda a energia gerada pela usina seja consumida instantaneamente pelo próprio consumidor. Este tipo de sistema é especialmente relevante para autoprodução, pois simplifica tanto o retorno financeiro quanto os aspectos regulatórios, evitando a complexidade associada à venda de energia excedente no MLE.

Para simplificar a análise e focar nos aspectos mais importantes, não serão discutidos os detalhes técnicos e regulatórios desses modelos. Partindo dessas premissas, a economia do investidor será considerada com base no consumo instantâneo. Ou seja, toda a energia gerada pela usina fotovoltaica será utilizada diretamente pelo consumidor, que opera durante o dia, nos sete dias da semana, reduzindo, ao final do mês, a quantidade de energia utilizada da rede elétrica.

Portanto, a receita anual gerada pode ser calculada multiplicando a quantidade de energia gerada anualmente pela tarifa de energia, considerando que essa energia gerada substituirá o consumo da rede.

Tabela 9 – Valores de tarifas para a UC em questão operando no MLE

Dados do Faturamento	Faturado	Tarifa (R\$)	Valor (R\$)
Tusd Energia Ponta Tusd	4.085	0,643706	2.629,54
Tusd Energia Fora de Ponta Tusd	342.192	0,156506	53.555,18
Consumo Reat.Ponta Te	329	0,325410	107,06
Consumo Reat.Forá Ponta Te	2.884	0,325444	938,58
Demanda de Distribuicao Tusd	1.270	9,699468	12.319,10
Demanda de Distribuica Isenta Icms	130	8,050647	1.045,94
Energia Eletrica Acl-Com Icms St P	4.085	0,289359	1.182,03
Energia Eletrica Acl-Com Icms St F	342.192	0,289361	99.017,16
Subsidio Tarifario Dem Isenta Tusd			1.044,75
Subsidio Tarifario Tusd			14.293,43
Subtotal (R\$)			186.132,77

Fonte: acervo Nobre Solar Energy

Somando a tarifa de uso do sistema de distribuição com a tarifa de energia, ambas no horário de fora ponta, mostradas na Tabela 9, tem-se:

$$R\$ 0,156506/kWh + R\$ 0,289361/kWh = R\$ 0,445867/kWh \quad (10)$$

Multiplicando esse valor pela estimativa anual de geração calculada:

$$R\$ 0,445867/kWh * 124.446 kWh = R\$ 55.486,36 \quad (11)$$

Neste modelo, é necessário ainda descontar o valor de operação e manutenção do sistema, uma vez que no modelo de aluguel este custo estaria com o consórcio e agora ficará a cargo do investidor. É razoável estimar o custo de mercado para O&M de uma usina de telhado nas condições propostas neste trabalho em aproximadamente 9% da economia anual. Com isso, a economia anual passar a ser dada por:

$$\text{R\$ } 55.486,36 - 9\% = \text{R\$ } 50.492,59 \quad (12)$$

Com esse valor, é dada sequência nas análises financeiras e na comparação com o modelo de aluguel de equipamentos. Vale ressaltar, porém, que há de se tomar cuidado com um aspecto importante do contrato de compra de energia de um consumidor livre que é a flexibilidade mínima, uma vez que, se o cliente gerar muita energia para consumo instantâneo, pode acabar sofrendo prejuízo por não atingir a cota mínima de energia contratada e precisando vender a energia excedente em mercados de curto prazo.

Figura 17 – Histórico de consumo e Flexibilidade de contratos de energia da UC em questão operando no MLE



Fonte: acervo da Nobre Solar Energy

Tabela 10 – Média de consumo da UC em questão operando no MLE

2023	Ponta	Fora Ponta	Consumo Total ⓘ
Janeiro	2,492	259,217	261,709
Fevereiro	5,809	333,253	339,062
Março	2,167	364,901	367,068
Abril	3,746	293,335	297,081
Maio	3,750	361,556	365,306
Junho	4,086	342,192	346,278
Julho	4,353	379,291	383,645
Agosto	4,990	422,812	427,802
Setembro	5,280	378,289	383,569
Outubro	6,459	408,752	415,211
Novembro	9,332	415,907	425,238
Dezembro	6,050	278,444	284,494
Média	4,876	353,162	358,039
Total	58,514	4,237,949	4.296,463

Fonte: acervo Nobre Solar Energy

Considerando a média de consumo expressa na Tabela 10 de 353,162 MWh no mês e uma geração de aproximadamente 10,370 MWh mês, o impacto é de menos de 3% no consumo do investidor, não impactando de forma significativa no perfil atual mostrado na Figura 17 e no contrato com a comercializadora.

4.5.5.3 VPL

Na Tabela 11, será considerada a mesma TMA e o reajuste de 6% nas tarifas de energia.

Tabela 11 – Cálculo do VPL para o modelo de autoconsumo no MLE

Período	Fluxo de Caixa	Reajuste Anual	6%
Ano 0	-R\$ 225.000,00		
Ano 1	R\$ 50.492,59	TMA	8%
Ano 2	R\$ 53.522,15		
Ano 3	R\$ 56.733,47	VPL	R\$ 205.426,63
Ano 4	R\$ 60.137,48		
Ano 5	R\$ 63.745,73		
Ano 6	R\$ 67.570,48		
Ano 7	R\$ 71.624,70		
Ano 8	R\$ 75.922,19		
Ano 9	R\$ 80.477,52		
Ano 10	R\$ 85.306,17		

Fonte: o autor

4.5.5.4 TIR

Na Tabela 12 será considerado, para o cálculo da TIR, a mesma TMA e o reajuste de 6% nas tarifas de energia.

Tabela 12 – Cálculo da TIR para o modelo de autoconsumo no MLE

Período	Fluxo de Caixa	Reajuste Anual	6%
Ano 0	-R\$ 225.000,00		
Ano 1	R\$ 50.492,59	TMA	8%
Ano 2	R\$ 53.522,15		
Ano 3	R\$ 56.733,47	TIR	24%
Ano 4	R\$ 60.137,48		
Ano 5	R\$ 63.745,73		
Ano 6	R\$ 67.570,48		
Ano 7	R\$ 71.624,70		
Ano 8	R\$ 75.922,19		
Ano 9	R\$ 80.477,52		
Ano 10	R\$ 85.306,17		

Fonte: o autor

4.5.5.5 Payback

Na Tabela 13 será considerado, para o cálculo do payback, o reajuste de 6% nas tarifas de energia e a fórmula do payback simples.

Tabela 13 – Cálculo do payback simples para o modelo de autoconsumo no MLE

Período	Fluxo de Caixa	Soma dos Recebíveis	Payback
Ano 0	-R\$ 225.000,00	R\$ -	-R\$ 225.000,00
Ano 1	R\$ 50.492,59	R\$ 50.492,59	-R\$ 174.507,41
Ano 2	R\$ 53.522,15	R\$ 104.014,74	-R\$ 120.985,26
Ano 3	R\$ 56.733,47	R\$ 160.748,21	-R\$ 64.251,79
Ano 4	R\$ 60.137,48	R\$ 220.885,69	-R\$ 4.114,31
Ano 5	R\$ 63.745,73	R\$ 284.631,42	R\$ 59.631,42
Ano 6	R\$ 67.570,48	R\$ 352.201,90	R\$ 127.201,90
Ano 7	R\$ 71.624,70	R\$ 423.826,60	R\$ 198.826,60
Ano 8	R\$ 75.922,19	R\$ 499.748,79	R\$ 274.748,79
Ano 9	R\$ 80.477,52	R\$ 580.226,31	R\$ 355.226,31
Ano 10	R\$ 85.306,17	R\$ 665.532,47	R\$ 440.532,47

Fonte: o autor

O payback simples acontecerá no 5º ano.

4.5.5.6 Comparativo financeiro

Tabela 14 – Comparação entre o modelo de aluguel de equipamentos e o modelo de autoconsumo no MLE

Ano	Aluguel de Equipamentos	Autoconsumo no MLE
0	-R\$ 310.000,00	-R\$ 225.000,00
1	-R\$ 256.000,00	-R\$ 174.507,41
2	-R\$ 198.760,00	-R\$ 120.985,26
3	-R\$ 138.085,60	-R\$ 64.251,79
4	-R\$ 73.770,74	-R\$ 4.114,31
5	-R\$ 5.596,98	R\$ 59.631,42
6	R\$ 66.667,20	R\$ 127.201,90
7	R\$ 143.267,23	R\$ 198.826,60
8	R\$ 224.463,27	R\$ 274.748,79
9	R\$ 310.531,06	R\$ 355.226,31
10	R\$ 401.762,93	R\$ 440.532,47

Fonte: o autor

Após realizar as análises financeiras, foi observado que o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) do modelo de autoconsumo são superiores aos do modelo de aluguel de equipamentos. Além disso, o período de payback do modelo de autoconsumo é menor e o fluxo de caixa ao final de 10 anos é aproximadamente R\$ 40.000,00 maior do que o do modelo de aluguel, conforme a Tabela 14. Isso indica que, do ponto de

vista estritamente financeiro, o modelo de autoconsumo é mais rentável. Em termos financeiros, o modelo de aluguel de equipamentos não se justifica quando comparado com o autoconsumo.

No entanto, o investidor optou pelo modelo de negócios de aluguel de equipamentos baseado em quatro fatores fundamentais:

- Burocracia envolvida: a homologação como autoprodutor de energia envolve um processo burocrático complexo, o que pode ser um fator desmotivador;
- Risco de consumo variável: há um receio de que, em meses onde o consumo seja muito menor do que o esperado, o investidor possa ter prejuízos com a venda de excedentes no mercado de curto prazo;
- Otimização fiscal e de liquidez: o investidor planeja implementar a usina e alugar os equipamentos utilizando um CNPJ diferente do que está operando no local;
- Caráter disruptivo e inovador: o empreendimento é pioneiro na região, o que confere um caráter disruptivo e inovador ao modelo de aluguel de equipamentos.

Considerando que o modelo de aluguel ainda é altamente rentável, o projeto prosseguiu com o objetivo de implementar a solução, levando em conta os benefícios adicionais proporcionados pela menor burocracia, maior previsibilidade de receita, otimização fiscal e o impacto inovador do projeto na região.

4.6 PROJETO E HOMOLOGAÇÃO NA DISTRIBUIDORA

Nesta seção, serão apresentados os resultados e as discussões referentes ao processo de projeto e homologação da UFV junto à distribuidora de energia Celesc. Serão descritas e discutidas as etapas específicas do projeto, submissão, análise, revisão, e homologação, destacando os desafios enfrentados e as soluções adotadas durante esta fase. Com exceção da etapa de Solicitação de Nova Ligação, todas as tratativas oficiais foram realizadas através do Sistema de Projetos Particulares da Celesc, sendo necessário a anexação de documentos e pranchas em algumas das etapas.

4.6.1 Solicitação da consulta prévia

Na consulta prévia, foi informado à distribuidora o intuito de solicitar uma nova unidade consumidora atendida em BT com um transformador dedicado de 75 kVA para atender uma carga de 75 kW, correspondente ao inversor fotovoltaico. Todos os dados de endereço foram fornecidos, juntamente com a explicação de que no local já opera uma indústria atendida em MT, com uma carga instalada de 2,975 MVA, e que a subestação seria compartilhada.

Essa consulta inicial delineou o escopo do projeto e garantiu que a proposta estava em conformidade com as regulamentações da distribuidora. A equipe técnica da distribuidora revisou as informações fornecidas, incluindo a configuração do local e a proposta de compartilhamento da subestação e solicitou que fosse feito o protocolo do projeto para essa entrada de energia.

4.6.2 Projeto de entrada de energia

Com base no que já havia sido estudado na etapa de revisão normativa, foi elaborado um projeto observando os critérios expostos nas normas aplicáveis. Este projeto visava a entrada de energia em BT para a nova unidade consumidora, conforme os requisitos estabelecidos pela distribuidora.

O mérito do projeto de entrada de energia não foi analisado nesta etapa, sendo isso tratado mais adiante no processo. Inicialmente, o projeto foi submetido ao setor de Nova Ligação em BT, onde foi verificado que, antes da aprovação, seria necessária a solicitação de Aumento de Carga em MT, conforme delineado na revisão dos procedimentos de conexão. Após essa verificação, procedeu-se conforme exigido, submetendo a solicitação de aumento de carga para posterior análise e aprovação.

4.6.3 Projeto e solicitação de aumento de carga

Para o projeto e solicitação de aumento de carga, foi elaborado um documento com o cálculo de demanda atualizado, incluindo o novo transformador de 75 kVA e a nova carga de 75 kW. Embora a adição dessa carga não representasse um aumento significativo (abaixo de 20% da carga original de 2,975 MVA) e geralmente não exigisse um novo estudo de proteção e seletividade, a necessidade de adicionar um novo disjuntor de MT implicou na necessidade

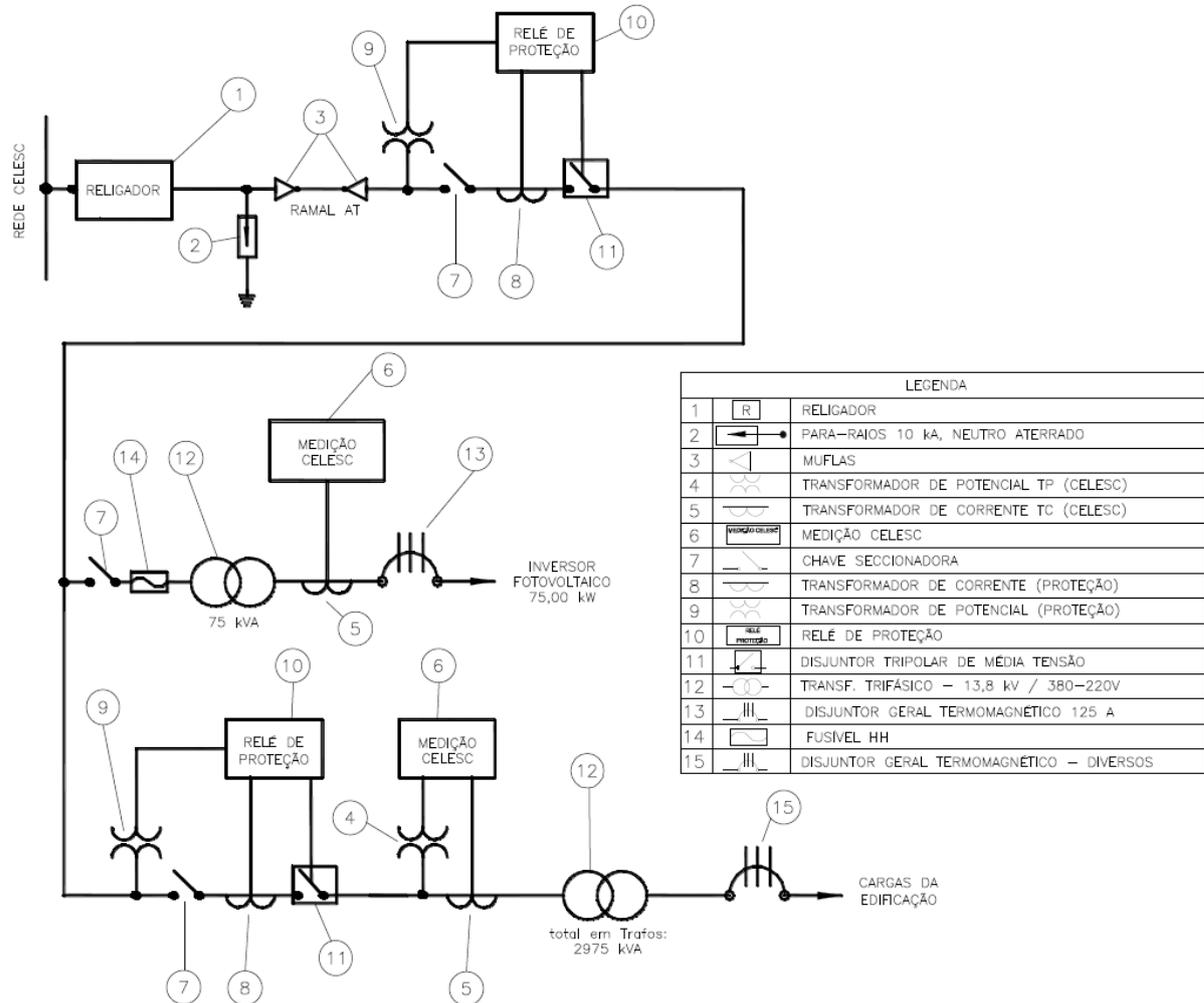
de configurar o também novo relé desse disjuntor, que seria adicionado à subestação, de acordo com os parâmetros fornecidos pela distribuidora.

Devido a essa especificidade, foi necessário realizar um novo estudo de proteção para assegurar que o sistema mantivesse a seletividade e a proteção adequadas. Com os dados da rede em mãos, fornecidos pela própria Celesc para esta etapa, o estudo foi conduzido para definir a configuração correta do relé. Durante este processo, foram identificadas e corrigidas algumas questões técnicas, conforme solicitado pela distribuidora. Após a implementação das correções recomendadas, o estudo foi aprovado, permitindo que o projeto seguisse adiante.

4.6.4 Análise do mérito do projeto de entrada de energia

Depois do estudo de proteção e do aumento de carga terem sido liberados, o projeto, representado de forma simplificada na Figura 18, foi novamente submetido ao setor de Nova Ligação em BT, que agora realizou a análise do mérito. Para atender às normas da distribuidora, foi necessário alterar toda a topologia da subestação conforme mostrado nas figuras 12 e 13.

Figura 18 – Versão simplificada do projeto apresentado à Celesc



Fonte: acervo Nobre Solar Energy

Com isso, foram feitas as alterações no projeto da subestação da indústria, tomando como base o projeto original fornecido na etapa de vistoria técnica. O projeto apresentado foi aprovado pela Celesc.

4.6.5 Demais etapas do procedimento de conexão

O processo alcançou a etapa de pedido de ligação da nova unidade consumidora. No entanto, durante o desenvolvimento do projeto, o sistema da Celesc passou por uma atualização, contribuindo para a demora nesta etapa. Devido a essa mudança e ao tempo limitado para a entrega deste trabalho, o projeto não pôde ser concluído dentro do prazo. Mesmo assim, será explicado a seguir qual seria a expectativa para as etapas subsequentes.

Com o número da Unidade Consumidora (UC) em mãos, o próximo passo seria a solicitação do Orçamento de Conexão, anteriormente conhecido como Parecer de Acesso, para a liberação da microgeração. Todos os documentos necessários para esta solicitação já estavam preparados, permitindo que o processo prosseguisse sem maiores impedimentos.

Após a solicitação do Orçamento de Conexão, a Celesc realizaria um estudo da rede de distribuição para avaliar o impacto da nova unidade consumidora. Espera-se que os custos não sejam significativos, uma vez que o aumento de potência instalada de 75 kVA, em comparação com a carga atual de 2,975 MVA, representa um acréscimo de aproximadamente 2,5%. No entanto, o resultado oficial dependerá do estudo realizado pela distribuidora.

Com o estudo de rede concluído e, se necessário, as obras de melhoria executadas pela distribuidora, as obras na subestação poderiam ser realizadas para preparar o sistema para a ligação definitiva. Após a conclusão dessas obras, a Celesc seria solicitada a realizar a vistoria final para garantir que todas as instalações estivessem em conformidade com os requisitos técnicos e de segurança, permitindo assim a ligação definitiva da nova unidade consumidora e a operação da UFV.

4.7 INSTALAÇÃO DA UFV E DA NOVA UNIDADE CONSUMIDORA

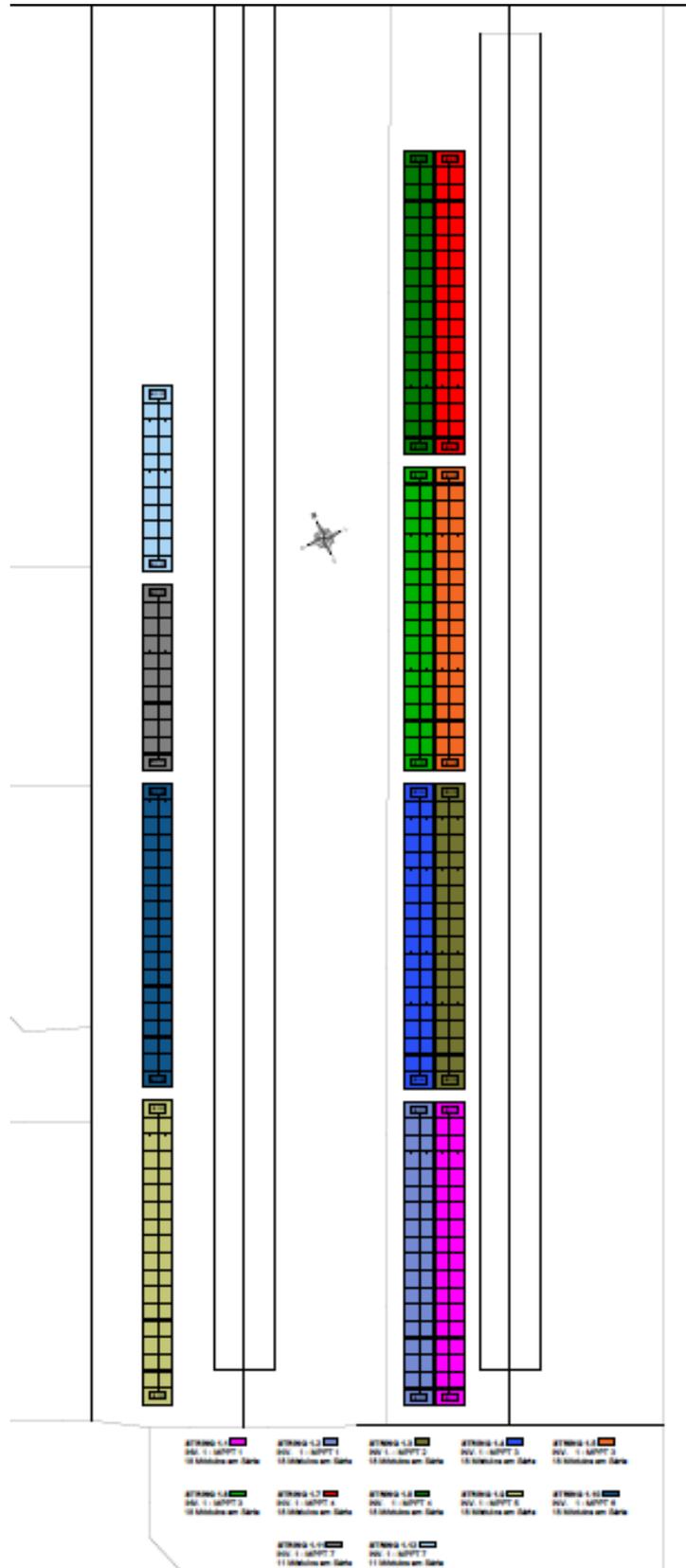
Devido a um acordo comercial entre as partes envolvidas, foi decidido que a instalação da UFV prosseguiria mesmo sem a finalização do processo burocrático com a distribuidora de energia, assentando-se nas normas previamente estudadas e discutidas com os próprios avaliadores da Celesc. Apesar de arriscado, este acordo foi estabelecido para garantir os valores negociados com o fornecedor que naquele momento eram bastante favoráveis do ponto de vista de mercado.

Primeiramente, foi feita a preparação do local, que envolveu a limpeza, a instalação dos EPCs, como linha de vida, e a seleção de tábuas de madeira para o deslocamento sobre o telhado. Em seguida, iniciou-se a instalação das estruturas que dariam suporte aos módulos fotovoltaicos.

Como comentado, os módulos fotovoltaicos foram fixados em estruturas específicas para telhados de fibrocimento, conforme mostrado na Figura 21, garantindo uma fixação segura e eficiente. A instalação dos módulos foi realizada de acordo com o projeto apresentado na Figura 19, maximizando a captação de energia solar utilizando as águas mais voltadas à nordeste. Antes da fixação dos módulos, precedeu-se à instalação dos cabamentos, utilizando cabos específicos para sistemas fotovoltaicos com isolamento adequado, de acordo

com as normas técnicas apresentadas, e que posteriormente foram conectadas nas suas séries de módulos especificada em projeto.

Figura 19 – String plan da UFV



Fonte: Nobre Solar Energy (2023)

Paralelamente, foram instalados o inversor e os quadros de proteção, posicionados em locais estratégicos, apresentados na Figura 20, para facilitar o acesso para manutenção e propícios para uma boa ventilação. As conexões elétricas entre os módulos e os inversores foram feitas, seguindo as especificações técnicas para garantir a eficiência do sistema. Proteções no lado de corrente contínua (CC), como dispositivos de proteção contra surtos (DPS) e chaves seccionadoras, foram instaladas para assegurar a segurança do sistema. Para que em todas as partes da instalação tudo ocorresse de forma segura e esteticamente apropriada, foram utilizadas eletrocalhas, cintas plásticas, eletrodutos, conectores, barramentos e demais itens de infraestrutura elétrica adequados.

Figura 20 – Inversor fotovoltaico, quadros de proteção, infraestrutura elétrica



Fonte: Nobre Solar Energy (2023)

Apesar do progresso na instalação da UFV, a nova unidade consumidora e a adequação da subestação não foram executadas em tempo da finalização deste trabalho, uma vez que o processo de homologação ainda não havia sido concluído. De acordo com as normas e os procedimentos da distribuidora, essa etapa é essencial para garantir a operação segura e regulamentada do sistema.

Figura 21 – Instalação dos Módulos Fotovoltaicos



Fonte: Nobre Solar Energy (2023)

4.8 VISTORIA E APROVAÇÃO DO PONTO DE CONEXÃO

Não foi possível realizar a vistoria final devido aos motivos explicados nas seções anteriores. A mudança no sistema da distribuidora e as complicações inerentes ao processo de homologação atrasaram o cronograma previsto, impossibilitando a conclusão desta etapa dentro do prazo do trabalho. O processo de solicitação da nova UC e a finalização da homologação continuarão, com a expectativa de concluir essas etapas no futuro próximo. Somente após a homologação e a vistoria final pela distribuidora será possível iniciar a geração de energia e, conseqüentemente, começar a rentabilidade previamente demonstrada e contratada pelo investidor.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo avaliar a viabilidade técnica, regulatória e financeira da implementação de uma UFV de telhado para microgeração distribuída, utilizando um modelo de negócios inovador baseado no aluguel de equipamentos e geração compartilhada. Desde a introdução, identificou-se a saturação e falta de atratividade do mercado de energia solar para consumo próprio no ACL, o que torna crucial a busca por novas abordagens para atrair investidores e consumidores.

Os resultados demonstraram que, apesar dos desafios, é possível estabelecer um modelo de negócio rentável através do aluguel de equipamentos e geração compartilhada. A análise técnica e financeira indicou que a instalação de uma UFV nestes moldes pode ser economicamente viável e atraente para investidores que desejam ingressar no mercado de energia solar.

Entretanto, o processo enfrentou desafios significativos, especialmente devido à falta de precedentes e à complexidade dos procedimentos de homologação junto à distribuidora de energia. A mudança no sistema da distribuidora e as complicações na definição dos procedimentos de conexão atrasaram a finalização do projeto, impedindo a realização da vistoria final e a aprovação do ponto de conexão dentro do prazo deste trabalho.

Isso afetou negativamente a percepção do investidor, quando uma das suas prerrogativas ao optar pelo modelo de aluguel era a maior facilidade prevista no início do processo para a implementação de uma nova unidade consumidora e uma microgeração distribuída, frente ao processo de homologação de uma autoprodução no MLE. Como visto, o primeiro processo se envolveu de uma complexidade surpreendente, mesmo que se tratasse de uma inovação, também acentuada por todos os problemas externos citados.

Apesar dessas dificuldades, o projeto avançou consideravelmente e estabeleceu um caminho para futuros empreendimentos similares. Este modelo pioneiro não só demonstra a viabilidade de novas abordagens no setor de energia solar, como também abre inúmeras possibilidades para o futuro, promovendo a inovação e a expansão sustentável do mercado de geração distribuída no Brasil. A continuidade do processo de homologação e a futura operação da UFV servirão como um importante case de sucesso, destacando as potencialidades e desafios de se inovar em um mercado altamente regulado e competitivo.

REFERÊNCIAS

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. *NR5410: Instalações elétricas de baixa tensão*. 2004a.

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. *NR10: Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade*. 2004b. Disponível em: <https://www.gov.br/trabalho-e-emprego/pt-br/aceso-a-informacao/participacao-social/conselhos-e-orgaos-colegiados/comissao-tripartite-partitaria-permanente/arquivos/normas-regulamentadoras/nr-10.pdf>. Acesso em: 23 jun. 2024.

ABSOLAR. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. *Brasil atinge 32 GW de capacidade instalada em energia solar fotovoltaica*. ABSOLAR, 2023. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/brasil-atinge-32-gw-de-capacidade-instalada-em-energia-solar-fotovoltaica/>. Acesso em: 23 jun. 2024.

ANEEL. Agência Nacional de Engenharia Elétrica. *Mercado: saiba mais sobre comercialização de energia*. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/mercado>. Acesso em: 4 ago. 2024.

ANEEL. Agência Nacional de Engenharia Elétrica. *Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021*. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Brasília: ANEEL, 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>. Acesso em: 23 jun. 2024.

ANEEL. Agência Nacional de Engenharia Elétrica. *Resolução Normativa ANEEL nº 1.009, de 22 de março de 2022*. Estabelece as regras atinentes à contratação de energia pelos agentes nos ambientes de contratação regulado e livre. Brasília: ANEEL, 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221009.pdf>. Acesso em: 23 jun. 2024.

ANEEL. Agência Nacional de Engenharia Elétrica. *Resolução Normativa ANEEL nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023*. Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, e dá outras providências. Brasília: ANEEL, 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>. Acesso em: 23 jun. 2024.

BRASIL. Câmara dos Deputados. *Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996*. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. 1996. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2003.htm. Acesso em: 4 ago. 2024.

BRASIL. Câmara dos Deputados. *Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004*. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. 2004. Disponível em:

https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163compilado.htm. Acesso em: 4 ago. 2024.

BRASIL. Câmara dos Deputados. *Lei 14.300, de 6 de janeiro de 2022*. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis n°s 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Brasília: Câmara dos Deputados, 2022a. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm. Acesso em: 23 jun. 2024.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Portaria do MME permite que consumidores tenham liberdade de escolha e melhores preços*. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2022c. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/portaria-do-mme-permite-que-consumidores-tenham-liberdade-de-escolha-e-melhores-precos>. Acesso em: 4 ago. 2024.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Portaria normativa n° 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022*. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2022d. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2022/portaria-normativa-n-50-gm-mme-2022.pdf>. Acesso em: 4 ago. 2024.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Resolução 1000 da ANEEL, seus direitos sobre energia elétrica, agora num só lugar*. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2022b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/campanhas/resolucao-1000-da-aneel-seus-direitos-sobre-energia-eletrica-agora-num-so-lugar-2022>. Acesso em: 23 jun. 2024.

CELESC. *Norma Técnica N-321.0002, de maio de 2016*. 2016. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/arquivos/normas-tecnicas/padrao-entrada/norma-N3210002.pdf>. Acesso em: 23 jun. 2024.

CELESC. *Tarifas de energia*. 2024. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/tarifas-de-energia>. Acesso em: 4 ago. 2024.

CCEE. *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*. 2024. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/>. Acesso em: 23 jun. 2024.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *Comercializador Varejista: entenda como funciona este novo tipo de representação*. 2015. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/comercializador-varejista-entenda-como-funciona-este-novo-tipo-de-representacao>. Acesso em: 4 ago. 2024.

COELHO, R. F; SCHMITZ, L; MARTINS, D. C. *Energia solar fotovoltaica: geração, conversão e aplicações*. Florianópolis: [s.n.], 2022.

DAHSOLAR. Reinvents PV Module. Disponível em: <https://www.dahsolarpv.com/>. Acesso em: 4 ago. 2024.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. *Balanco Energético Nacional 2024*. 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2024>. Acesso em: 4 ago. 2024.

GALHARDO, A. *Rendimento da poupança hoje e acumulado em 2024*. 2024. Disponível em: <https://www.remissaonline.com.br/blog/rendimento-da-poupanca-saiba-quanto-rende-de-juros-hoje/>. Acesso em: 4 ago. 2024.

GREENER. *Estudo estratégico de geração distribuída*. Disponível em: https://www.greener.com.br/?doing_wp_cron=1719171241.4121570587158203125000. Acesso em: 23 jun. 2024.

INVESTIDOR10. *Qual o valor do CDI hoje?*. Disponível em: <https://investidor10.com.br/indices/cdi/>. 2024. Acesso em: 4 ago. 2024.

NOBRE SOLAR ENERGY. *Diagrama unifilar*. Palhoça: Nobre Solar Energy, 2023.

PEREIRA, L. *O que é TIR e como calcular*. 2024b. Disponível em: <https://www.dicionariofinanceiro.com/tir-taxa-interna-retorno/>. Acesso em: 4 ago. 2024.

PEREIRA, L. *O que é Valor Presente Líquido (VPL) e como calcular*. 2024a. Disponível em: <https://www.dicionariofinanceiro.com/valor-presente-liquido/>. Acesso em: 4 ago. 2024.

PVSOL. *PV*SOL online*. PVSOL, 2024. Disponível em: <https://pvsol-online.valentin-software.com/#/>. Acesso em: 23 jun. 2024.

PVSYST. *A powerful software for your photovoltaic systems*. PVSyst, 2024. Disponível em: <https://www.pvsyst.com/>. Acesso em: 23 jun. 2024.