



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JOÃO VICTOR COE CASTRO

**DIMENSIONAMENTO TÉCNICO DE UMA AMPLIAÇÃO DE SISTEMA
FOTOVOLTAICO: UM ESTUDO DE CASO NO SINDICATO DOS DOCENTES DAS
UNIVERSIDADES FEDERAIS DO CEARÁ**

FORTALEZA - CE

2026

JOÃO VICTOR COE CASTRO

**DIMENSIONAMENTO TÉCNICO DE UMA AMPLIAÇÃO DE SISTEMA
FOTOVOLTAICO: UM ESTUDO DE CASO NO SINDICATO DOS DOCENTES DAS
UNIVERSIDADES FEDERAIS DO CEARÁ**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.

FORTALEZA

2026

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

C351d Castro, João Victor Coe.
DIMENSIONAMENTO TÉCNICO DE UMA AMPLIAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO: UM ESTUDO DE CASO NO SINDICATO DOS DOCENTES DAS UNIVERSIDADES FEDERAIS DO CEARÁ / João Victor Coe Castro. – 2026.
83 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2026.

Orientação: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.

Coorientação: Prof. Dr. Raphael Amaral da Câmara.

1. sistemas fotovoltaicos. 2. autoconsumo remoto . 3. dimensionamento elétrico. I. Título.

CDD 621.3

JOÃO VICTOR COE CASTRO

**DIMENSIONAMENTO TÉCNICO DE UMA AMPLIAÇÃO DE SISTEMA
FOTOVOLTAICO: UM ESTUDO DE CASO NO SINDICATO DOS DOCENTES DAS
UNIVERSIDADES FEDERAIS DO CEARÁ**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: __/__/____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Raphael Amaral da Câmara
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Dr. Cláudio Albuquerque Frate
Universidade Federal do Ceará (UFC)

À minha mãe, que sempre está comigo

À minha irmã

À minha namorada

Aos meus companheiros

À minha história

À vida

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer imensamente ao professor Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho, que me deu a oportunidade de realização deste trabalho e a realização de atingir a tão sonhada graduação. Aos examinadores desta banca, que reservaram seu tempo para análise e pontuações acerca do trabalho, muito obrigado pelas dicas valiosas para realização do trabalho.

Gostaria de agradecer a tudo que tenho à minha mãe, que sempre acreditou em mim e fez de tudo para que eu conseguisse chegar a este momento. Tudo que faço tento me assemelhar, mesmo que um pouco, à sua força, todo pensamento conflituoso acaba me remetendo à lembrança de você, que mesmo nos momentos mais difíceis, tinha a calma de um rio e o sorriso de quem sempre iria dar conta das adversidades, toda a minha vontade de lutar e continuar foi porque tive sua referência. Eu sempre te amarei.

Gostaria de agradecer à minha irmã, no qual compartilhamos sonhos, que, com toda a certeza que tenho em mim, que virarão realidade. Tenho um orgulho de você que não cabe em mim.

À minha namorada, que em breve será minha esposa e compartilharei dos momentos mais felizes, agradeço-te por existir ao meu lado.

Aos meus fiéis amigos, que estão sempre me fortalecendo e que devo o prazer de excelentes companhias, conversas e boas festas. Desejo toda a felicidade a todos, que o brio esteja sempre conosco, e que sempre tenhamos ótimas experiências juntos.

Aos meus companheiros de trabalho, engenheiros que me inspiram a cada dia me tornar o que eles são, excelentes profissionais e pessoas de bem. Um agradecimento à parte aos meus supervisores Andrey e Emanuel, que me lembro de ter entrado na H3 Solar sabendo quase nada, e hoje, graças a vocês, aprovo estudos de proteção e seletividade, realizo projetos executivos de usinas de minigeração, gerencio usinas de minigeração e aprovei tantos projetos elétricos, obrigado por compartilharem tanto conhecimento.

À música, que assim como as leis naturais, são presentes divinos. Todo o meu amor pela física e o meu amor pela engenharia elétrica, veio de muito cedo, quando percebi que as notas de um violão geram frequências distintas. Devo a ti profunda gratidão por estar neste plano metafísico, onde posso desfrutar de todas as notas que tenho direito.

Por fim, agradeço ao departamento de engenharia elétrica, que me trouxe a oportunidade de aprender e estudar com os melhores professores. Que o conhecimento que vos

tenham me dado seja convertido em um excelente profissional da engenharia elétrica. Muito obrigado por todo o conhecimento e por fazerem parte de toda a minha jornada acadêmica.

“Um passo à frente, e você já não está mais no mesmo lugar”

(Chico Science)

RESUMO

Neste trabalho foi realizado um estudo de viabilidade de ampliação no Sindicato dos Docentes das Universidades Federais do Ceará. A metodologia adotada possui caráter técnico-exploratório, baseado no histórico de consumo energético máximo das unidades consumidoras envolvidas. Após análises acerca das cargas e faturas do cliente, é proposta uma ampliação de 20 kW de potência, realizando o dimensionamento elétrico do sistema de ampliação, contemplando o arranjo fotovoltaico, a escolha e adequação do inversor, o dimensionamento de condutores, dispositivos de proteção e a verificação dos critérios de queda de tensão, em conformidade com as normas técnicas aplicáveis. Complementarmente, o projeto é modelado para avaliação de sombreamento e desempenho da estrutura, sendo posteriormente simulado no software PVSyst, permitindo a estimativa da geração anual de energia e a análise das perdas do sistema. Os resultados de simulação mostram uma geração anual de 46,985 MWh com 77,22% de eficiência elétrica. Por fim, é desenvolvida a avaliação da viabilidade econômica da ampliação, considerando os custos de implantação e o retorno do investimento a longo prazo. O estudo mostra retorno financeiro em 43 meses e lucro obtido a partir da comparação dos custos de consumo antes e após ampliação, resultando em uma redução de 42,9% sobre os custos de tarifa de uso do sistema de distribuição.

Palavras-chave: sistemas fotovoltaicos; simulação computacional; dimensionamento elétrico.

ABSTRACT

This study presents a feasibility analysis for the expansion of a photovoltaic system at the Sindicato dos Docentes das Universidades Federais do Ceará. The adopted methodology has a technical–exploratory approach based on the historical analysis of maximum energy consumption of the involved consumer units. After evaluating the electrical loads and electricity bills, an expansion of 20 kW of installed power is proposed. The electrical design of the expansion system includes the photovoltaic array configuration, inverter selection and adequacy, conductor sizing, protective devices, and verification of voltage drop criteria, in compliance with applicable technical standards. Additionally, the project was modeled to assess shading effects and structural performance and subsequently simulated using the PVsyst software, enabling the estimation of annual energy generation and the analysis of system losses. Simulation results indicate an annual energy production of 46.985 MWh with an overall electrical efficiency of 77.22%. Finally, an economic feasibility assessment of the proposed expansion was conducted, considering implementation costs and long-term return on investment. The results demonstrate a payback period of 43 months and a 42.9% reduction in electricity costs related to the distribution system usage tariff when comparing the scenarios before and after the system expansion.

Keywords: photovoltaic systems; computational simulation; electrical system design.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Crescimento de Energias Renováveis em GW	14
Figura 2 – Escala de Ampliação de Matrizes Energéticas Renováveis	15
Figura 3 – Disposição de Materiais no solo da usina.....	18
Figura 4 - Produtividade média ao longo do ano.....	19
Figura 5 - Diagrama Unifilar de Conexão em Microgeração	20
Figura 6 - Localização da ADUFC	23
Figura 7 - Padrão de Entrada da UC Geradora	24
Figura 8 - Padrão de Entrada da UC Beneficiária (B1).....	25
Figura 9 - QGBT da Unidade Geradora	26
Figura 10 - QGBT da Unidade Beneficiária	27
Figura 11 - Local dos Inversores	28
Figura 12 - Dados do Inversor Atual	29
Figura 13 - Quadro de Proteção CA do Inversor.....	30
Figura 14 - Dados de Irradiação Solar Diária Média em Fortaleza	32
Figura 15 - Diagrama Unifilar Elaborado para Ampliação FV	35
Figura 16 - Planta de Localização	36
Figura 17 - Modelo da Planta de Localização.....	37
Figura 18 - Modelo da Estrutura FV	37
Figura 19 - Modelo da Estrutura FV	38
Figura 20 - Geolocalização PVSyst	39
Figura 21 - Designação de Projeto Concluída e Início de Dimensionamento	40
Figura 22 - <i>Grid System Definition</i>	41
Figura 23 - Parâmetros Térmicos	42
Figura 24 - Perdas Ôhmicas	43
Figura 25 - Qualidade de Módulos ao Longo do Tempo	44
Figura 26 - Perdas por Sujidade	45
Figura 27 - Modificador de Ângulo Incidente.....	46
Figura 28 - Definições de Sombreamento.....	47
Figura 29 - Modelagem inserida no PVSyst.....	47
Figura 30 - Configuração dos Módulos	48
Figura 31 - Disposição dos Módulos	48
Figura 32 – Simulação de Perdas e Conclusão das Definições de Sombreamento	49
Figura 33 – Ajuste de String nos Módulos	50
Figura 34 - Diagrama de Perdas do SFV simulado	51

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Payback do Sistema FV de Ampliação.....	54
--	-----------

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Incremento de Produtividade	19
Tabela 2 - Maior Consumo desde o período de instalação da geração atual em kWh.....	31
Tabela 3 - Quadro de consumo e excedente.....	31
Tabela 4 - Dados Elétricos do Módulo Fotovoltaico	32
Tabela 5 - Dados Elétricos do Inversor	33
Tabela 6 - Geração Simulada no PVSyst	52
Tabela 7 - Orçamento de Custos de Conexão e Instalação	53
Tabela 8 - Tarifação em Bandeira Vermelha patamar II	55

LISTA DE SÍMBOLOS

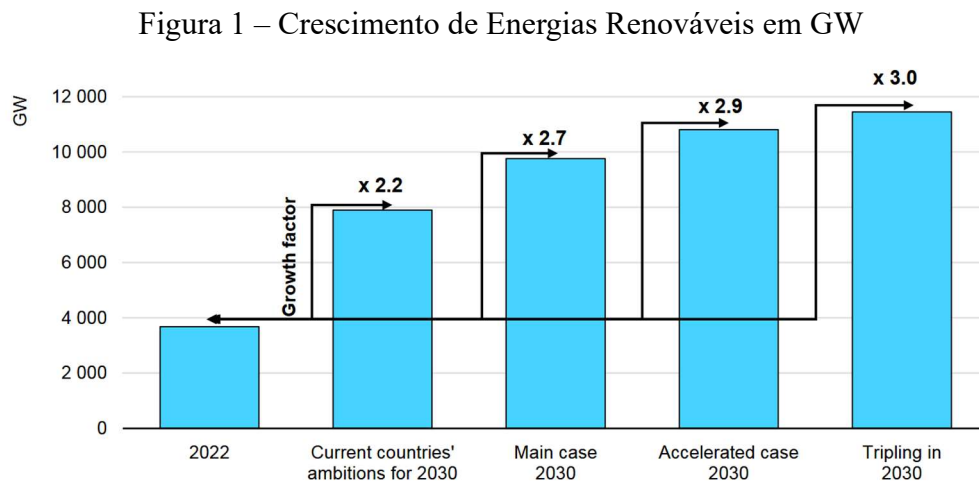
C_{proj}	Consumo Projetado
$C_{injTUSD}$	Custo de TUSD por energia injetada
$C_{totalTUSD}$	Custo pela tarifação do uso de TUSD
C_{final}	Custo Final pela TUSD
E_{med}	Geração média simulada
E_{grid}	Energia de geração mensal simulada
$E_{teórica}$	Energia de geração teórica
FP	Fator de Potência
G	Irradiação solar diária média
$I_{p_{tot}tot}$	Ampacidade total dos inversores
I_N	Corrente Nominal
$I_{N_{tot}}$	Corrente total dos inversores
I_{string}	Corrente em uma String MPPT
L	Comprimento do Condutor
N_{cp}	Número de condutores por fase
η	Eficiência dos módulos
$P_{módulos}$	Potência unitária do Módulo FV
$P_{max_{CC}^{inv}}$	Potência máxima de entrada do inversor
V_{MPPT}^{min}	Tensão Mínima de MPPT
V_{MPPT}^{max}	Tensão Máxima de MPPT
V_{string}	Tensão na String
$V_{módulos}^{max}$	Tensão máxima da módulos
γ_{mensal}	Intensidade média Mensal
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
ΔV	Queda de Tensão
V_L	Tensão de Linha da rede
$T_{mês}$	Contagem de dias no mês

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Objetivos	15
2	ESTADO DA ARTE	17
2.1	Tecnologias de Módulos de Alta Eficiência	17
2.2	Desempenho de Módulos Bifaciais e a Influência do Albedo	18
2.3	Software PVSyst	20
2.4	Conexão à Rede	20
3	CÁLCULOS PARA DIMENSIONAMENTO	21
4	METODOLOGIA	23
4.1	Visita Técnica e Apuração de Cargas	23
4.2	Projeto de Ampliação do sistema FV	30
4.2.1	<i>Dimensionamento do Sistema de Entrada CC de Ampliação</i>	32
4.2.2	<i>Dimensionamento de proteção saída CA no Inversor de Ampliação</i>	34
4.3	Análise Estrutural e Modelagem 3D	36
4.4	PVSyst e Simulação Computacional do Projeto de Ampliação	38
4.5	Viabilidade Financeira	53
4.5.1	<i>Retorno financeiro</i>	53
4.5.2	<i>Comparação de Lucro por TUSD Ampliação FV</i>	55
5	CONCLUSÃO E ESTUDOS FUTUROS	57
	REFERÊNCIAS	59
	ANEXO A – DESENHOS TÉCNICOS	62
	ANEXO B – SIMULAÇÃO PVSYST	63

1 INTRODUÇÃO

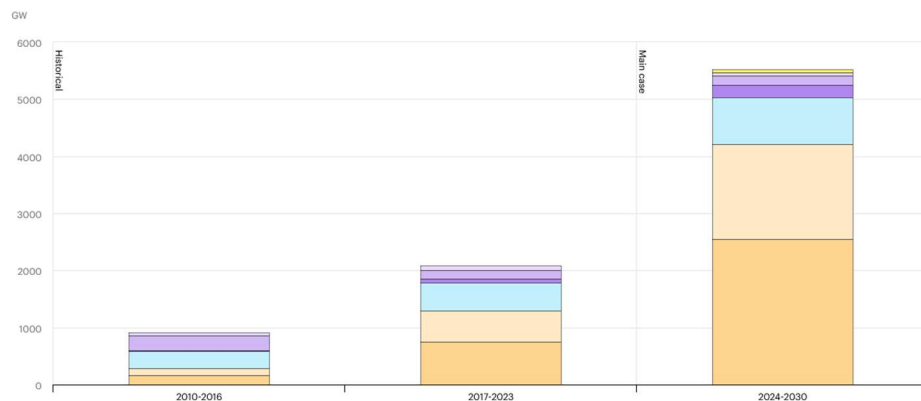
A transição energética global, aliada ao crescente aumento de consumo na rede de transmissão e distribuição têm impulsionado a adoção de fontes renováveis, com destaque para a geração fotovoltaica (FV). De acordo com a *International Energy Agency* (IEA, 2024), o crescimento de fontes renováveis em GW, através da alta demanda global por energia não poluente representa, com relação à 2022, uma ampliação em até 300% das energias renováveis em 2030, conforme mostrado na figura 1.



Fonte: IEA (2024).

Na figura 2, mostra-se um comparativo de ampliação de fontes renováveis, a energia por geração fotovoltaica mostra o maior crescimento em GW até o ano de 2030, com cerca de 4209,3 GW de potência de geração, representando 78,7% da matriz renovável mundial (IEA, 2024).

Figura 2 – Escala de Ampliação de Matrizes Energéticas Renováveis



Fonte: IEA (2024).

No Brasil, a Lei nº 14.300 (BRASIL, 2022) instituiu o Marco Legal da Geração Distribuída (MLGD), promovendo transformações estruturais na matriz energética e impactando significativamente o mercado de geração distribuída. Os impactos gerados sobre o MLGD destacam o ajuste da Resolução Normativa nº 1000 (BRASIL, 2021), com a implementação da taxa do “Fio B” sobre a Tarifa do Uso de Sistema de Distribuição (TUSD), inviabilizando a isenção de custos sobre ao faturamento em uma unidade consumidora (UC).

Diante dos desafios impostos pelo Marco Legal da Geração Distribuída (MLGD), torna-se imprescindível a realização de dimensionamentos que priorizem a máxima eficiência técnica e energética. Nesse contexto, o estudo tem como cenário de aplicação o Sindicato dos Docentes das Universidades Federais do Ceará (ADUFC), instituição que, em decorrência de sua infraestrutura energética, e da necessidade avaliativa de carga e distribuição de créditos de energia para unidades consumidoras localizadas em outros municípios, passou a demandar uma reavaliação de sua geração de energia elétrica.

1.1 Objetivos

O objetivo deste trabalho é apresentar um estudo de viabilidade técnica e financeira para a realização de ampliação do sistema FV em modelo de autoconsumo remoto tendo como os objetivos principais:

- a) Diagnóstico Energético e Levantamento de Campo: Realizou-se uma inspeção nas instalações da sede, utilizando o histórico de faturas e a análise dos quadros gerais

de baixa tensão para identificar possíveis incrementos de consumo, e ajustes de proteção no sistema de geração atual;

- b) Dimensionamento de Ampliação FV: Com o auxílio de dados de irradiação local obtidos via *SunData*, projetando a devida ampliação de um sistema FV e correções na proteção do projeto atual, de modo a compensar o acréscimo de carga que será realizado na unidade consumidora (UC).
- c) Viabilidade Financeira: Com os resultados de simulação e apuração de custos realizados para a instalação da ampliação do SFV, é avaliado um retorno financeiro para o cliente e um comparativo econômico, estimando o lucro mensal que o cliente receberia com a ampliação.

2 ESTADO DA ARTE

A viabilidade de sistemas fotovoltaicos inicia-se na compreensão da geometria solar e dos processos de transferência de energia. Segundo Duffie, Beckman e Blair (2020), a estimativa precisa da irradiação incidente em superfícies inclinadas é o pilar para o dimensionamento de sistemas que buscam a maximização da performance. No contexto brasileiro, o Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Brito (CRESESB, 2026) consolida o potencial nacional através do banco de dados SunData, sendo ferramenta indispensável para determinar o índice de irradiância em latitudes equatoriais, como em Fortaleza.

Além do crescimento da capacidade instalada, destaca-se a importância de políticas de incentivo robustas. Segundo Frate, Barroso e Carvalho (2025), a transição energética solar não depende apenas da evolução tecnológica, mas da remoção de obstáculos regulatórios e da criação de oportunidades de mercado que facilitem o investimento em infraestruturas distribuídas. Essa perspectiva corrobora com a análise do cenário brasileiro após a Lei nº 14.300 (BRASIL, 2022), onde a segurança jurídica torna-se o pilar para a expansão do sistema.

2.1 Tecnologias de Módulos de Alta Eficiência

O mercado fotovoltaico tem vivenciado uma transição tecnológica acelerada, migrando de módulos convencionais para tecnologias de maior densidade energética, como as células tipo N-TOPCon que utiliza *wafers* tipo N associados a camada ultrafina de óxido túnel e contatos passivados. Esta inovação permite que módulos de grande porte operem com menores coeficientes de temperatura, taxas de degradação reduzidas ao longo da vida útil e maior geração por bifacialidade (Maysun Solar, 2024).

Entretanto, a eficiência global do arranjo não depende apenas das características nominais do fabricante, mas da conformidade da instalação com as normas de baixa tensão, que rege o dimensionamento de condutores e proteções para assegurar a integridade do sistema sob condições operacionais nominais.

2.2 Desempenho de Módulos Bifaciais e a Influência do Albedo

Os módulos bifaciais, tecnologia recentemente comercializada na indústria, possuem captação de irradiação solar em ambas as faces. Diferente dos sistemas monofaciais convencionais, o desempenho desses módulos é intrinsecamente dependente das propriedades ópticas e da refletividade do entorno da instalação. Em Formagini et al. (2025), foi realizada uma pesquisa acerca da temática, utilizando como estudo uma usina localizada em Florianópolis, na Universidade Federal de Santa Catarina, o propósito do estudo é posicionar diferentes tipos de solo, com diferentes refletividades para análise de incremento de geração, cada tipo de solo, foi alocado em diferentes MPPT's e analisado as variações de energia. Os tipos de solos utilizados são brita branca, caulim, areia e bica corrida.

Figura 3 – Disposição de Materiais no solo da usina.



Fonte: Formagini et al. (2025).

Estudos experimentais realizados demonstram que variações do albedo podem alterar significativamente o Índice de Desempenho Energético (EPI) do sistema. Ao comparar diferentes coberturas, observou-se que solos com brita branca (albedo de 0,52) podem apresentar ganhos de até 4,9% em relação à brita comum, enquanto o uso de solo arenoso (albedo de 0,41) resultou em perdas relativas de 2,37% em cenários comparativos. Na tabela 1, é apresentado o ganho de produtividade nos períodos de atividade em relação ao corrigido pela linha de base (Formagini et al., 2025).

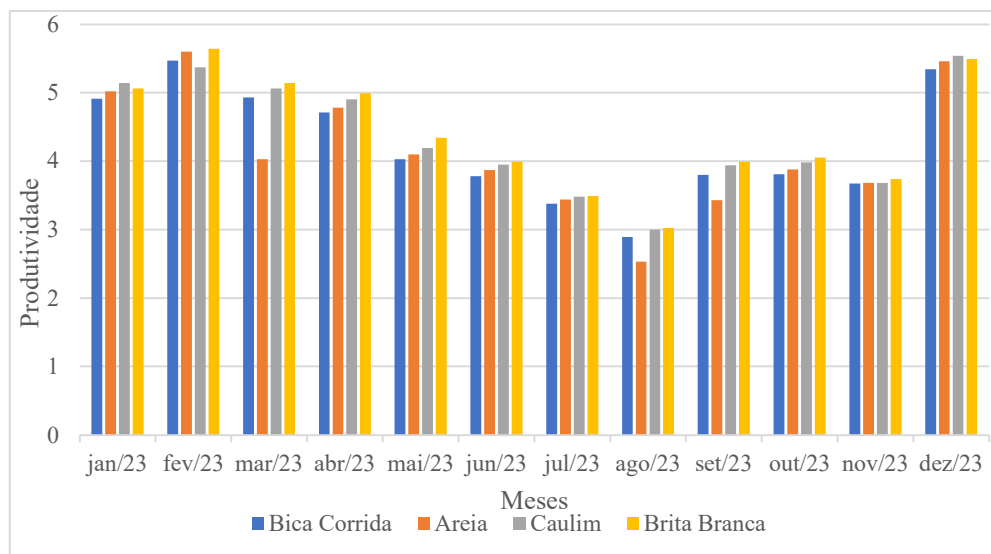
Tabela 1 - Incremento de Produtividade

Sistema	Período de referência		Período anual corrigido pela linha de base	
	Produtividade (kWh/kWp.dia)	Diferença (%)	Produtividade (kWh/kWp.dia)	Diferença (%)
Bica Corrida	3,77	0	4,15	0
Areia	3,74	-0,77	4,05	-2,37
Caulim	3,70	-1,91	4,2	1,35
Brita Branca	3,79	0,58	4,35	4,9

Fonte: Adaptado de Formagini et al. (2025).

Na figura 4, os resultados obtidos pela da medição de geração em cada mês mostra que o tipo de material com maior albedo é a brita branca, obtendo os maiores valores mensais de energia.

Figura 4 - Produtividade média ao longo do ano



Fonte: Adaptado de Formagini et al. (2025).

2.3 Software PVSyst

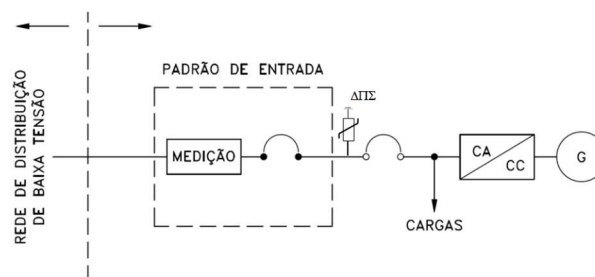
O PVSyst é um software amplamente empregado no dimensionamento e na simulação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, sendo reconhecido como referência técnica tanto em estudos acadêmicos quanto em projetos profissionais. A ferramenta possibilita a modelagem detalhada do sistema de geração, considerando dados meteorológicos locais, características elétricas de módulos e inversores, perdas térmicas e ôhmicas, além da avaliação dos efeitos de sombreamento a partir de modelos tridimensionais (PVSyst, 2024).

No contexto deste trabalho, o PVSyst é fundamental para a validação do dimensionamento proposto para a ampliação do sistema fotovoltaico, permitindo comparar os resultados obtidos por meio dos cálculos analíticos com o desempenho energético estimado do sistema em condições reais de operação. A utilização do software possibilitou a estimativa da geração anual de energia, a análise do *Performance Ratio* (PR) e a identificação das principais perdas associadas ao sistema, fornecendo maior confiabilidade técnica às decisões de projeto e fortalecendo a consistência dos resultados apresentados.

2.4 Conexão à Rede

A Especificação Técnica ET-122 estabelece os critérios técnicos e administrativos para a conexão de sistemas de micro e minigeração distribuída à rede de baixa tensão da concessionária. No que se refere à conexão elétrica, a norma define os requisitos mínimos para proteção, aterramento e adequação do padrão de entrada, assegurando a operação segura e compatível do sistema fotovoltaico com a rede de distribuição. Para o acesso à rede, a figura 4 mostra como deve ser realizada a conexão do sistema (ENEL, 2024).

Figura 5 - Diagrama Unifilar de Conexão em Microgeração



Fonte: ENEL (2024).

3 CÁLCULOS PARA DIMENSIONAMENTO

O descritivo de cálculo será usado para dimensionamentos técnicos empregados na metodologia do trabalho.

De acordo com o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica e o Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Brito (CEPEL; CRESESB, 2004) e Boxwell (2021), o dimensionamento adequado para um sistema FV deve respeitar as seguintes condições:

- a) A potência total de módulos utilizados na entrada de um inversor não permite exceder a potência máxima (50 % de sobre carga) do inversor, mostrado na equação 1:

$$N_{módulos} \leq \frac{Pot_{\max inv}}{CC \cdot Pot_{módulo}} \quad (1)$$

- b) O número de módulos por string deve obedecer às tensões mínima e máxima suportada pela MPPT do inversor, como mostrado na equação 2:

$$V_{\min MPPT} \leq V_{string} \leq V_{\max MPPT} \quad (2)$$

- c) A corrente máxima de entrada no inversor deve ser obedecida, evidenciado na equação 3:

$$\sum I_{strings} \leq I_{\max MPPT} \quad (3)$$

Para dimensionamento do número de módulos utilizados, em Canal Solar (2024), um cálculo simplificado para quantificar o número de módulos a serem utilizados em um sistema fotovoltaico, utilizando uma geração equivalente ao consumo projetado, irradiância mensal do local de instalação e potência do módulo, a equação 4 descreve:

$$N_{módulos} = \frac{C_{proj}}{\gamma_{mensal} \cdot P_{módulo}} \quad (4)$$

O parâmetro de intensidade média mensal pondera perdas elétricas e de temperatura eventuais. A intensidade média mensal é mostrada na equação 5:

$$\gamma_{mensal} = G \cdot T_{mês} \cdot \eta \quad (5)$$

Onde G é a irradiância mensal diária, $T_{mês}$ são os dias do mês e η é a eficiência, considerando as perdas de todo o sistema FV. Pode-se aproximar essa eficiência para números de 75% a 80%, para o cálculo.

Para a saída CA do inversor, considerando conexão trifásica, a corrente nominal de saída do inversor é como mostrada na equação 6, onde $P_{saída}$ é a potência de saída e V_L é a tensão de linha (Prysmian, 2020).

$$I_N = \frac{P_{saída}}{\sqrt{3}V_L} \quad (6)$$

O cálculo de queda de tensão em sistemas trifásicos é como mostrado na equação 7:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3}I_N \cdot L \cdot (R \cdot FP + X_L \cdot \sqrt{1 - FP^2})}{10 \cdot N_{cp} \cdot V_L} \quad (7)$$

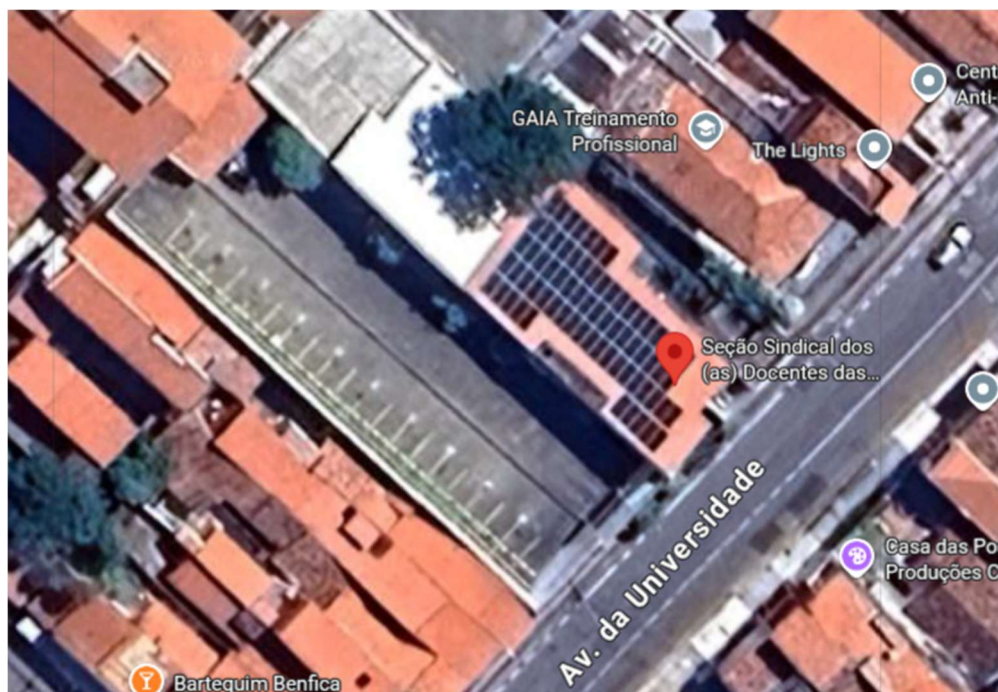
4 METODOLOGIA

A metodologia utilizada para o desenvolvimento da ampliação aborda a visita técnica ao Sindicato dos Docentes das Universidades Federais do Estado do Ceará (ADUFC), realizando o reconhecimento de suas instalações elétricas e análise das faturas da unidade geradora e beneficiárias, visando ampliações de cargas, análise do rateio de energia para as unidades consumidoras e dimensionamento técnico da ampliação e viabilidade financeira.

4.1 Visita Técnica e Apuração de Cargas

A propriedade na qual será realizada a visita técnica ADUFC está localizada na Avenida da Universidade, 2346, no bairro Benfica, na cidade de Fortaleza, Ceará. A figura 6 mostra uma imagem em satélite da ADUFC.

Figura 6 - Localização da ADUFC



Fonte: Próprio Autor.

O sindicato possui duas unidades consumidoras, com todo o imóvel da ADUFC dividido em dois quadros gerais de baixa tensão, as cargas totais do sindicato estão distribuídas para dois pontos de conexão à rede elétrica.

Na realização de análise de campo nas instalações do local, a figura 7 mostra o padrão de entrada da unidade consumidora que está instalado o sistema fotovoltaico atual do cliente.

Figura 7 - Padrão de Entrada da UC Geradora



Fonte: Próprio Autor.

O padrão de entrada da unidade geradora não apresenta disjuntor de entrada, o que inviabilizaria quaisquer solicitações envolvendo a conexão de projeto por parte da concessionária. É necessário que o cliente solicite um pedido de acréscimo de carga, para que a concessionária troque os condutores do ramal de entrada para condutores de 35 mm² nas fases e 54,5 mm² no neutro, conforme solicitado pela especificação técnica n° 124 (ENEL, 2023).

Ao lado deste padrão de fornecimento, encontra-se o segundo medidor do imóvel, como mostrado na figura 8. Para o projeto, será realizada uma ampliação considerando, em conjunto, as cargas no medidor ao lado, que é a beneficiária do sistema atual.

Figura 8 - Padrão de Entrada da UC Beneficiária (B1).



Fonte: Próprio Autor.

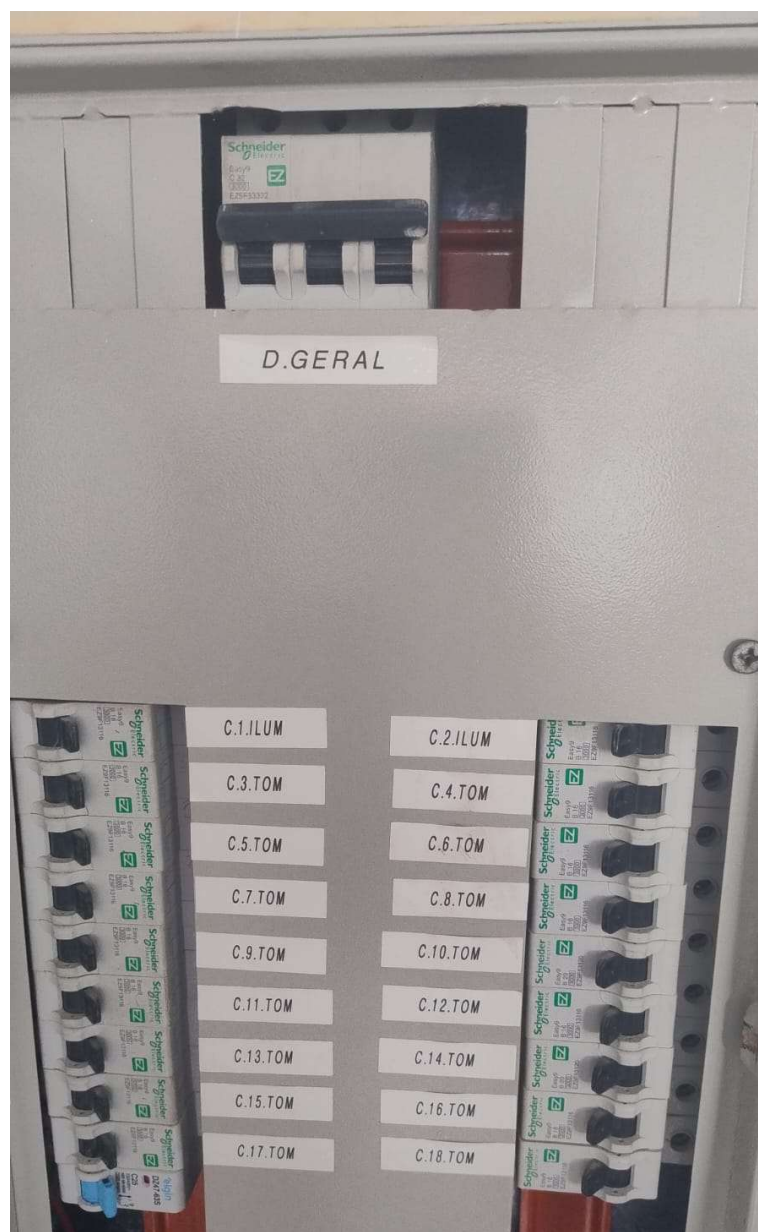
As figuras 9 e 10 mostram os quadros gerais de baixa tensão (QGBT) da unidade geradora e beneficiária, respectivamente. É visto que ambos foram projetados para suportar grandes cargas, com disjuntor geral de 100 A trifásico. Ao todo, as cargas de maior consumo previstas são as dos ares-condicionados, quadro de tomadas e luz.

Figura 9 - QGBT da Unidade Geradora



Fonte: Próprio Autor.

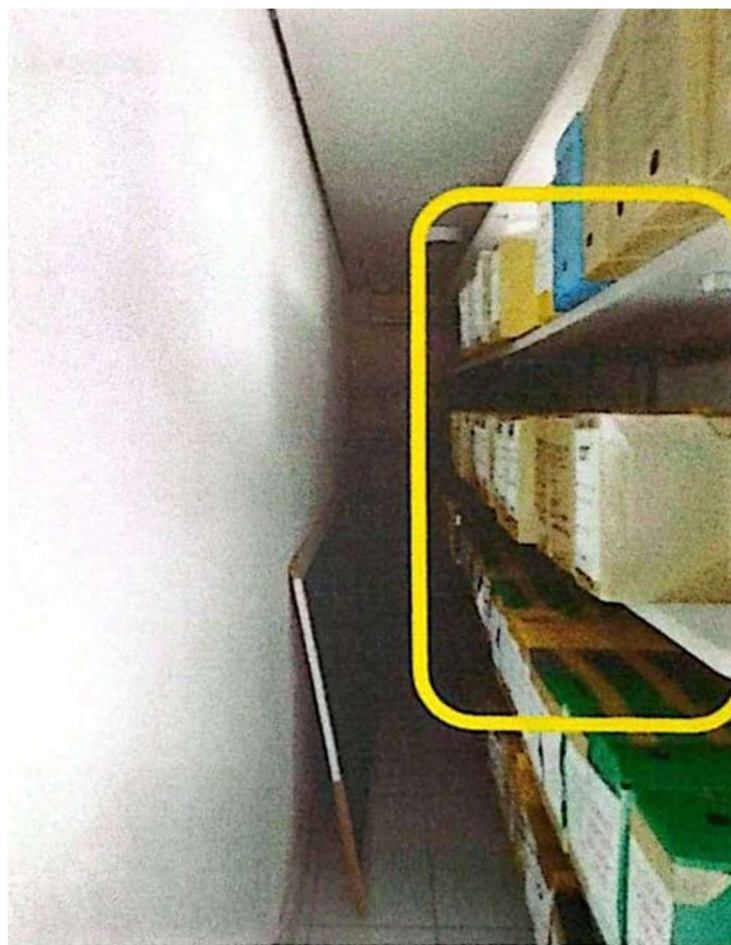
Figura 10 - QGBT da Unidade Beneficiária



Fonte: Próprio Autor.

A Figura 11 apresenta a localização do inversor atualmente instalado, em ambiente que passou por readequação estrutural para garantir ventilação adequada e condições apropriadas de operação. O inversor adicional previsto para a ampliação será instalado no mesmo ambiente, respeitando os espaçamentos recomendados pelo fabricante.

Figura 11 - Local dos Inversores



Fonte: Próprio Autor.

A figura 12 mostra a ficha técnica do inversor contendo todos os dados técnicos pertinentes para uma análise de dimensionamento. O inversor atual é de 30 kW de potência e o sistema FV atual totaliza 70 módulos Lepton de 560Wp, de potência total 39,2 kWp.

Figura 12 - Dados do Inversor Atual

	
Modelo: ASW 30K-LT-G3	
Tensão de entrada máxima	CC 1100 V
Intervalo de tensão MPP	CC 180 V - 1000 V
Corrente de entrada de funcionamento máxima	CC 32A /32A /32A
Corrente de curto-circuito máxima	CC 48A /48A /48A
Tensão nominal CA	CA 220/380 V
Frequência nominal	50/60 Hz
Potência ativa nominal	30000 W
Potência CA ativa máxima	33000 W
Corrente de saída máxima	CA 47.8A
Fator de potência de deslocamento ajustável	0.8 Ind a 0.8 cap
Intervalo de temperatura de funcionamento	-25°C---+60°C
Topologia	Semi transformador
Classe de proteção climática	IP66
Classe de proteção elétrica	I
Categoria de sobretensão	III(CC) III(CA)
	
	
AIS&E Tecnologia (Xangai) Co., Ltd Telephone: +86 400 801 8986 Web: www.solplanet.net Endereço: Rua Mengzi 157, sala 305B, Bairro Huangpu, Xangai, 200023, China.	
 740326712340247 89-01 3 832-889613-00	
	

Fonte: Próprio Autor.

Na figura 13, o disjuntor de proteção do inversor atual do cliente no quadro é de 63A trifásico, embora, por meio da equação (6), a corrente nominal de saída seja 45,5 A. A seção dos condutores de saída é de 10 mm² para as fases, neutro e terra, o que torna o dimensionamento adequado, segundo a norma NBR 5410 (ABNT, 2008). Para reforma do projeto, será utilizada uma mudança para um disjuntor de 50 A trifásico e alterar a potência máxima do inversor para 100%.

Figura 13 - Quadro de Proteção CA do Inversor



Fonte: Próprio Autor.

4.2 Projeto de Ampliação do sistema FV

A ampliação do sistema fotovoltaico existente foi desenvolvida considerando projeção de uso de cargas elétricas, ao histórico de faturas desde a implantação do sistema FV atual e a necessidade de compensação energética das novas unidades beneficiárias incluídas ao sistema de geração distribuída. O dimensionamento adotado fundamenta-se na análise do histórico de maior consumo mensal e no levantamento das cargas com maior potência previstas.

Ao todo, foram analisadas faturas das unidades consumidoras desde a primeira fatura com energia injetada e os consumos mensais medidos pela concessionária. Para critério de dimensionamento, foram utilizados os maiores consumos registrados. A tabela 2 mostra os maiores valores de consumo desde o período em que o sistema fotovoltaico foi inserido.

Tabela 2 - Maior Consumo desde o período de instalação da geração atual em kWh

Unidade Geradora	Unidade Beneficiária (B1)	Unidade Beneficiária (B2)	Unidade Beneficiária (B3)
4229	978	441	1564

Fonte: O Próprio Autor.

Com base nas faturas analisadas desde o mês de implementação do sistema FV, identificou-se um consumo máximo mensal de 4229 kWh na unidade geradora, 978 kWh na fatura beneficiária atual, enquanto as unidades beneficiárias que serão inclusas apresentaram consumos máximos de 1.564 kWh e 441 kWh.

O sistema atual foi inicialmente projetado para suprir essa quantidade de consumo, porém, na medição da energia média injetada desde o período em estudo foi de 3214 kWh, abaixo do esperado para as proporções do sistema. Assim, foi avaliada a energia injetada necessária para compensar o máximo de consumo registrado.

A tabela 3 mostra o consumo total de todas as cargas, contabilizando todas as unidades consumidoras do sistema e a energia que deve ser ampliada no sistema fotovoltaico.

Tabela 3 - Quadro de consumo e excedente

Unidades Consumidoras	Maior Consumo (kWh)
Geradora	4229
Beneficiária B1	978
Beneficiária B2	1564
Beneficiária B3	441
Total de consumo	7212
Energia média injetada	-3214
Excedente de consumo	3998

Fonte: O próprio Autor.

O excedente de consumo mostra a necessidade real de ampliação no sistema FV atual. Será utilizado como referência o excedente de consumo para cálculo do número de módulos e escolha do inversor.

4.2.1 Dimensionamento do Sistema de Entrada CC de Ampliação

Com o consumo máximo de análise para o projetado de ampliação, inicia-se o dimensionamento para o sistema fotovoltaico. O módulo fotovoltaico selecionado é da fabricante Trina Solar e modelo TSM-NEG21C.20 - 700W, com caráter bifacial. A tabela 4 apresenta os principais dados referentes ao módulo adotado.

Tabela 4 - Dados Elétricos do Módulo Fotovoltaico

Especificações	TSM-NEG21C.20 - 700W
Potência máxima de pico Wp	700
Tensão de máxima potência Vmp	40,5
Tensão de circuito aberto Voc	48,6
Corrente máxima de pico Imp	17,29
Corrente de curto-circuito Isc	18,32
Comprimento	2,384
Largura	1,303
Massa	38,3
Tipo de Célula	Monocristalina
Número de Células	132
Eficiência (%)	22,5
Coefficiente de Temperatura Wp (%/°C)	-0,3

Fonte: Adaptado de TRINA SOLAR, 2023.

A Figura 14 apresenta os dados de irradiação solar diária média para a cidade de Fortaleza, obtidos a partir do banco de dados SunData, disponibilizado pelo Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Brito (CRESESB, 2026).

Figura 14 - Dados de Irradiação Solar Diária Média em Fortaleza

Localidades próximas

Latitude: 3,7378° S
Longitude: 38,536433° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]													Média	Delta		
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out			Nov	Dez
<input checked="" type="checkbox"/>	Oceano Atlantico	Oceano Atlantico			3,701° S	38,549° O	4,3	5,87	5,81	5,65	4,91	5,29	5,30	5,53	5,93	6,09	6,34	6,43	6,16	5,78	1,52
<input checked="" type="checkbox"/>	Fortaleza	Fortaleza	CE	BRASIL	3,801° S	38,549° O	7,2	5,75	5,77	5,57	4,86	5,19	5,23	5,45	5,89	6,05	6,30	6,34	5,94	5,69	1,48
<input checked="" type="checkbox"/>	Oceano Atlantico	Oceano Atlantico			3,701° S	38,449° O	10,5	5,94	5,91	5,69	4,96	5,39	5,41	5,64	5,99	6,11	6,45	6,59	6,29	5,86	1,63

Fonte: CRESESB, 2026.

Utilizando a equação (5), a intensidade média mensal em Fortaleza, foi utilizada a eficiência de 80%, é como mostrado nas equações 8 e 9:

$$\gamma_{mensal} = 5,69 \cdot 30 \cdot 0,8 \quad (8)$$

$$\gamma_{mensal} = 136,56 \quad (9)$$

Com base na equação 4, o número de módulos é como mostrado nas equações 10 e 11:

$$N_{módulos} = \frac{3998 \cdot 10^3}{136,56 \cdot 700} \quad (10)$$

$$N_{módulos} = 41,82 \quad (11)$$

Conforme demonstrado nos cálculos apresentados, o dimensionamento resultou na necessidade de um número superior a 41 módulos fotovoltaicos de 700 Wp, sendo adotados 42 módulos e totalizando 29,4 kWp de potência instalada. Para essa configuração, foi especificado, com base no memorial de cálculo e nas equações previamente apresentadas, um inversor trifásico de 20 kW, modelo ASW20K-LT-G2 Pro, da fabricante Solplanet. Ressalta-se que o equipamento admite sobrecarga de até 50% em corrente contínua, permitindo operação com potência de entrada de até 30 kW, o que garante compatibilidade técnica com o arranjo fotovoltaico dimensionado. A Tabela 5 apresenta as principais especificações técnicas do inversor selecionado.

Tabela 5 - Dados Elétricos do Inversor

Especificações	ASW20K-LT-G2 Pro
Entrada CC	
Tensão máxima de entrada CC (V)	1100
Faixa de tensão de MPPT (V)	150 – 1000
Corrente de entrada máxima por MPPT (A)	32
Corrente de curto-circuito máxima por MPPT (A)	48
Saída CA	
Potência nominal de Saída CA (kW)	20
Máxima potência de Saída CA (kW)	22
Tensão nominal de Saída (V)	220 - 380
Corrente de saída máxima (A)	31,9
Eficiência máxima (%)	98,3
Fator de potência	0,9 ind – 0,9 cap

Fonte: Adaptado de SOLPLANET, 2023.

Com a coleta de dados obtida, para consideração de projeto, serão utilizados 14 módulos em duas strings na MPPT 1 e 14 módulos em apenas uma string na MPPT 2, totalizando 42 módulos.

4.2.2 Dimensionamento de proteção saída CA no Inversor de Ampliação

Para o dimensionamento de saída trifásica CA do inversor, sua potência máxima será considerada 20 kW. Com base na equação (6), a corrente de saída deste inversor é de 30,3 A, o que conforme (ABNT, 2008) encontra-se adequado um disjuntor de 32 A trifásico e condutores de sobrecorrente e condutores de 6 mm² para fase, neutro e terra. Na conexão dos dois inversores ao ponto de entrega da residência, a potência total utilizada de 50 kW nos fornece uma corrente de 75,8A, o condutor escolhido é de 25 mm² para as fases, neutro e terra.

Consultando a tabela 29 de condutores em Prysmian (2020) temos que a resistência e reatância de condutores de 6 mm² são, respectivamente, 3,95 Ω/km e 0,13Ω/km e para 25 mm² são 0,93 Ω/km e 0,11 Ω/km. Utilizando a equação 7, a queda de tensão para o condutor de 6 mm², e considerando 3 metros de distância do condutor ao seu quadro de distribuição, e um fator de potência de 0,92 é calculada nas equações 12 e 13:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot 30,3 \cdot 3 \cdot (3,95 \cdot 0,92 + 0,13 \cdot \sqrt{1 - 0,92^2})}{10 \cdot 1 \cdot 380} \% \quad (12)$$

$$\Delta V = 0,15 \% \quad (13)$$

Para o condutor de 25 mm², será considerado uma distância de 30 metros ao ponto de conexão dos inversores ao ramal de entrada da UC geradora. Logo, sua queda de tensão é como mostrada nas equações em (14) e (15):

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot 75,8 \cdot 30 \cdot (0,93 \cdot 0,92 + 0,11 \cdot \sqrt{1 - 0,92^2})}{10 \cdot 1 \cdot 380} \% \quad (14)$$

$$\Delta V = 0,93 \% \quad (15)$$

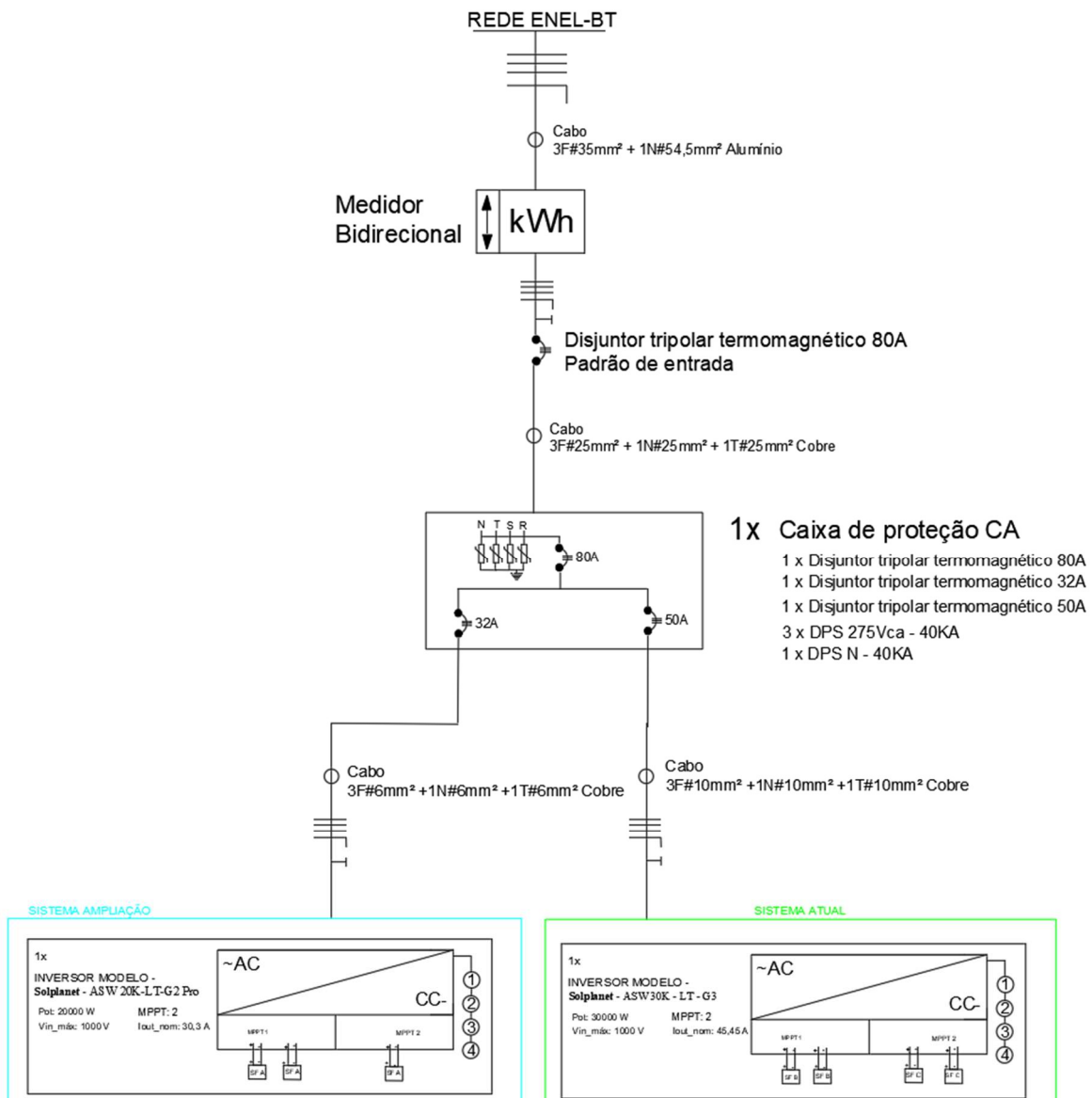
Os condutores encontram-se satisfatórios em relação à queda de tensão total de 1,08% para a ampliação. De acordo com a Especificação Técnica nº 122 (ENEL, 2024) e

NBR 16149 (ABNT, 2013), condutores devem possuir, no máximo, 3% de queda de tensão até o ponto de entrega, mostrando que o condicionamento de condutores está adequado.

Deve-se utilizar dispositivos de proteção contra surtos, são considerados 4 DPS de 275Vca para cada fase e neutro.

Conforme figura 15, é realizado um diagrama unifilar mostrando toda a conexão do sistema de ampliação, onde o inversor de 20 kW será conectado em um quadro e derivado, em conjunto com o inversor de 30 kW para o ponto de entrega.

Figura 15 - Diagrama Unifilar Elaborado para Ampliação FV



Fonte: Próprio Autor.

Como mostrado anteriormente, é necessário que o inversor atualmente instalado deva ser limitado a 100% de sua potência de saída, para que seja viável utilizar o disjuntor de saída de 80 A.

A figura 16, temos a planta de localização da usina, mostrando o local de instalação da usina de ampliação, bem como a usina atual do cliente. Neste caso, a ampliação será feita em *carport*, por falta de espaço no telhado do imóvel e por garantir um local com menos sombreamento.

Figura 16 - Planta de Localização



Fonte: Próprio Autor.

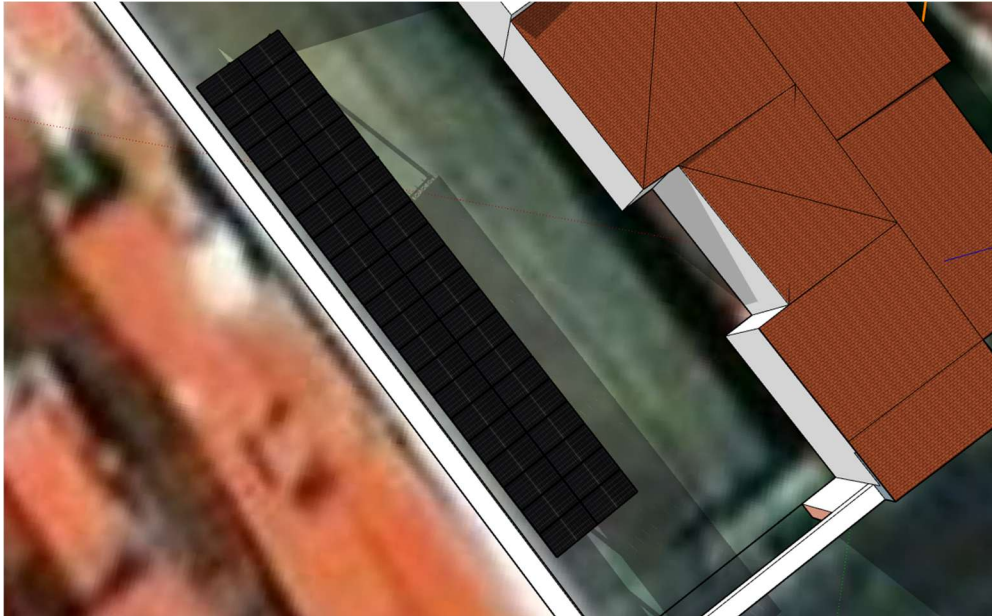
A distância entre os módulos às residências ao redor está dimensionada para que os módulos não apresentem perdas de geração de energia devido ao sombreamento, como será mostrado na modelagem 3D no *Sketchup*.

4.3 Análise Estrutural e Modelagem 3D

Para a modelagem no *Sketchup*, foram realizadas medições na área de instalação dos módulos e foi optado pela estrutura em *carport*. Esta opção torna-se a mais satisfatória em termos de geração, pois o estacionamento não apresenta sombreamento e é amplamente adequado por conta da irradiação solar elevada no local, sem a presença de sombreamento.

Desta forma, foi modelada a unidade consumidora para verificação de sombreamento e realização da simulação de energia de geração. Abaixo, temos a modelagem 3D do sistema. A figura 17 mostra a modelagem 3D indicando o maior sombreamento possível. O modelo estrutural encontra-se na entrada do estacionamento.

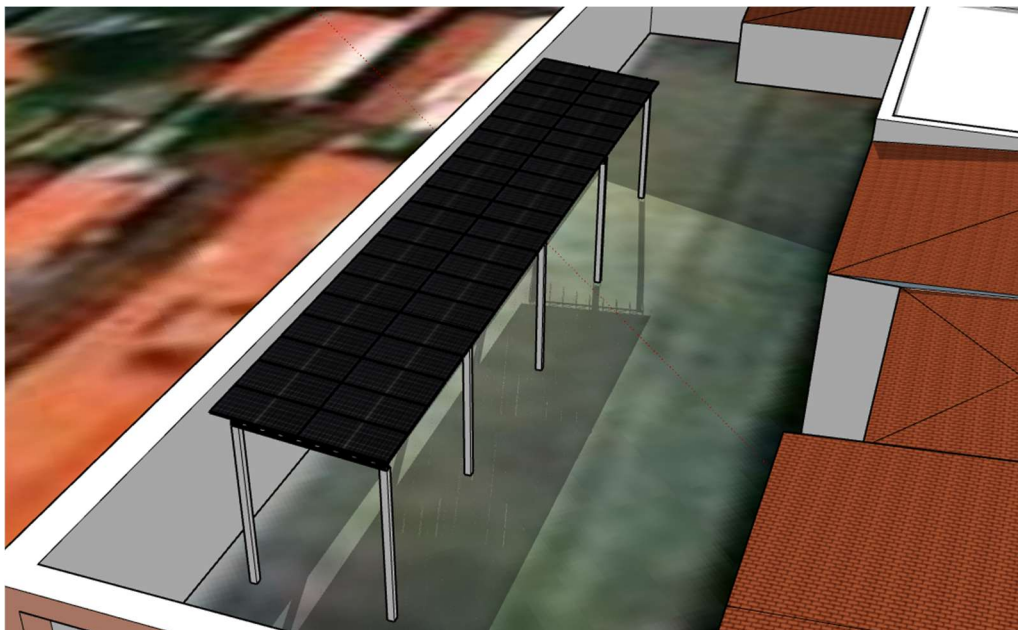
Figura 17 - Modelo da Planta de Localização



Fonte: Próprio Autor.

Como mostrado na figura 18, serão utilizadas 10 estacas com altura maior que a altura do muro ao lado. Observa-se que a largura da estrutura é 27,36 metros e cada vaga possui 2,5 metros, equivalendo ao sombreamento de 11 vagas.

Figura 18 - Modelo da Estrutura FV



Fonte: Próprio Autor.

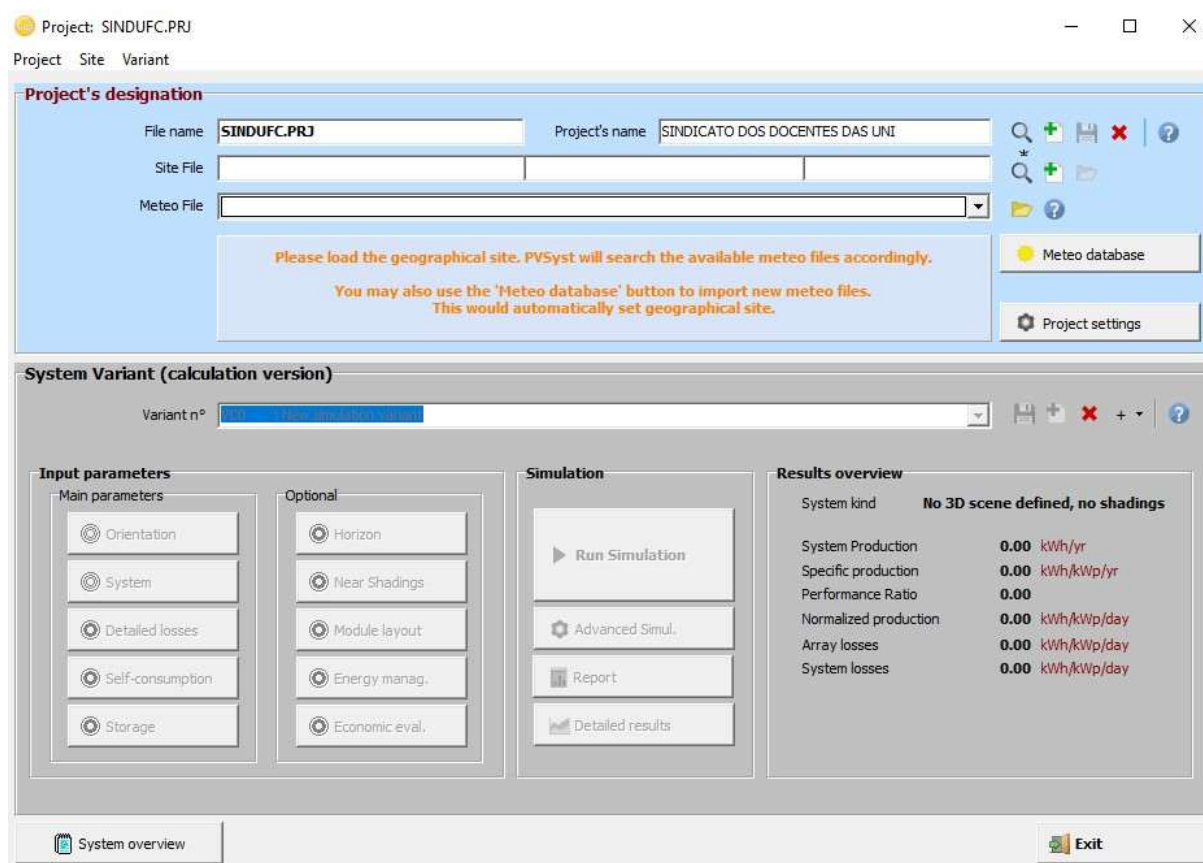
Realizada a modelagem, a geração será simulada no *software* PVSyst. Para o conjunto mostrado, a análise estrutural baseou-se em um par de estacas a cada 5 módulos em fila, apresentando uma estrutura robusta e resistente ao peso dos módulos.

4.4 PVSyst e Simulação Computacional do Projeto de Ampliação

Para a simulação de geração, foi utilizado o PVSyst, onde é possível configurar a localização, sistema elétrico e disposição estrutural dos módulos de acordo com o modelo 3D obtido no *Sketchup*.

Na figura 19, temos a tela inicial de projeto conectado na rede do *software*, onde daremos início ao dimensionamento do projeto.

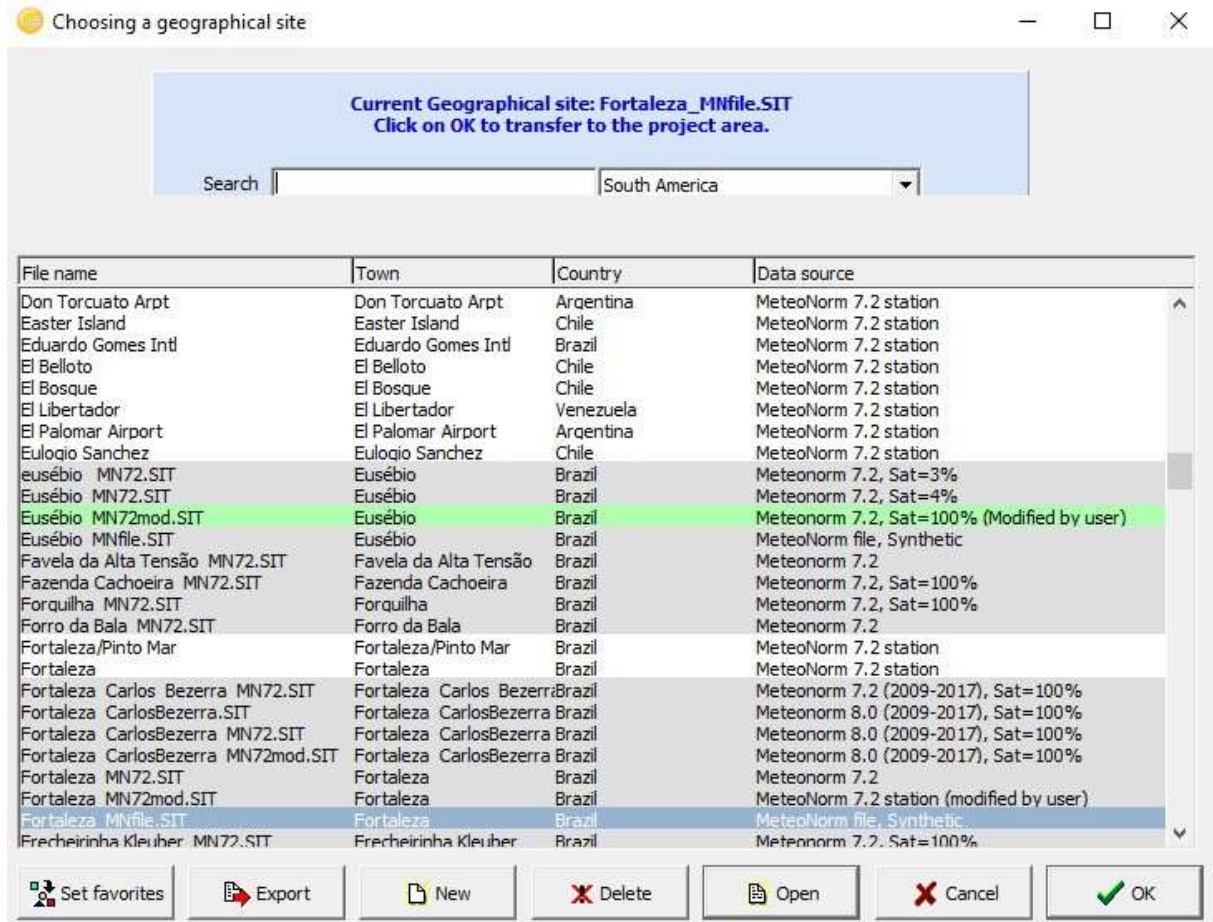
Figura 19 - Modelo da Estrutura FV



Fonte: Próprio Autor.

Ao utilizar a função *Export*, foi extraída as localizações de várias cidades do Brasil, em diversas fontes de data meteorológicas. Foi utilizada a fonte *MeteoNorm file, Synthetic*, para melhor base de dados de irradiação solar, como ilustrado na figura 20.

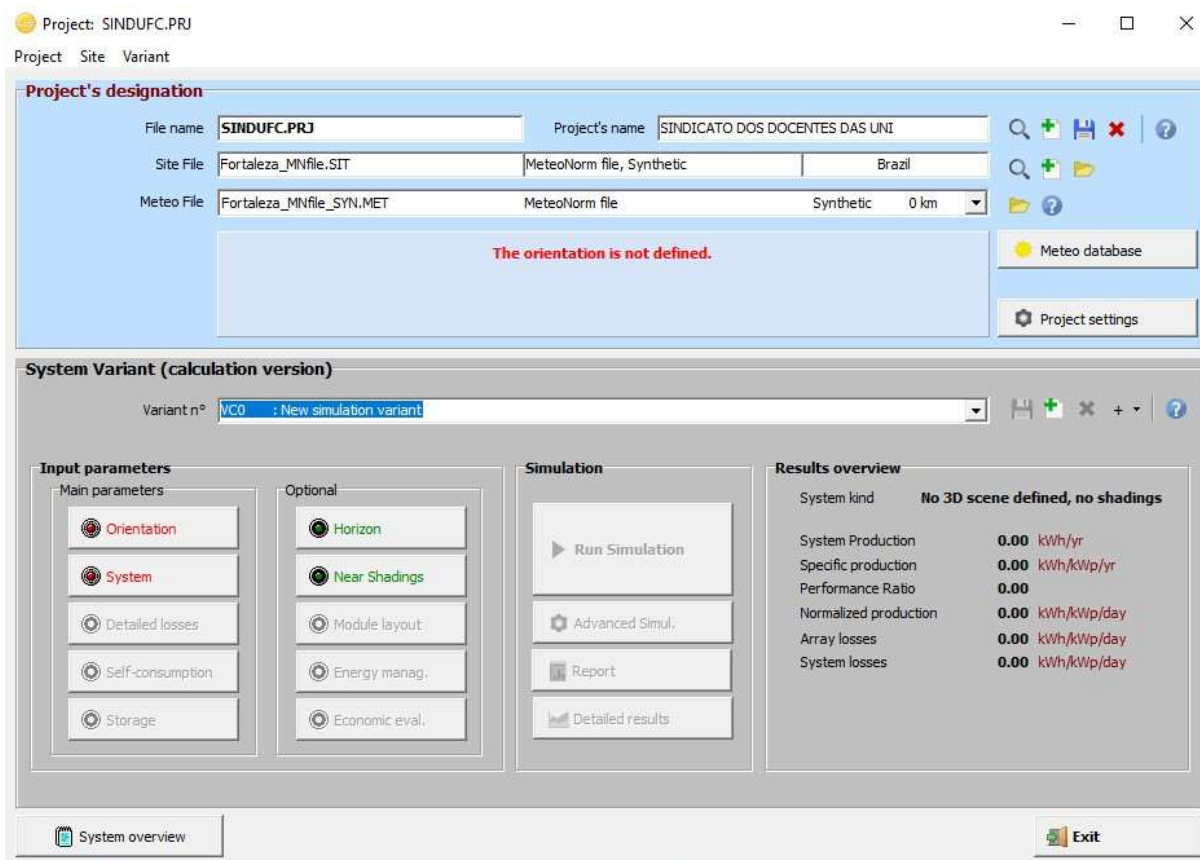
Figura 20 - Geolocalização PVSyst



Fonte: Próprio Autor.

Na Figura 21, ao salvar as configurações iniciais do sistema, habilitamos o dimensionamento das variantes do sistema.

Figura 21 - Designação de Projeto Concluída e Início de Dimensionamento



Fonte: Próprio Autor.

Na figura 22, foram utilizados todos os dados elétricos coletados nas seções anteriores e definindo o inversor, módulo e as *strings* para cada MPPT, em *Global system summary*, temos todo o catálogo de módulos e inversores para escolhermos como será a usina FV. Será utilizado o inversor de ASW20K-LT-G2 Pro e módulos de modelo TSM-NEG21C.20 – 700W.

Figura 22 - Grid System Definition

Grid system definition, Variant "New simulation variant"

Global System configuration

1 Number of kinds of sub-arrays

[Simplified Schema](#)

Global system summary

Nb. of modules	42	Nominal PV Power	29.4 kWp
Module area	130 m ²	Maximum PV Power	28.0 kWdc
Nb. of inverters	1	Nominal AC Power	20.0 kWac

Sub-array name and Orientation

Sub-array #1 | Sub-array #2 |

Name: Sub-array #2 Order: 2

Orient: **Fixed Tilted Plane** Tilt: 30° Azimuth: 0°

Presizing Help

No sizing Enter planned power: 0.0 kWp

... or available area(modules): 0 m²

Select the PV module

Available Now: All PV modules

Trina Solar 700 Wp 34V Si-mono TSM-700NEG21C.20 DEKRA Testing and

Sizing voltages: Vmpp (60°C) 36.2 V Voc (-10°C) 52.5 V

Use Optimizer

Bifacial module Bifacial system

Select the inverter

Available Now: Output voltage 380 V Tri 50Hz

Solplanet 20 kW 150 - 1000 V TL 50/60Hz ASW20K-LT-G2 Pro Since 2022

Nb of MPPT inputs: 1 Use multi-MPPT feature

Operating Voltage: 150-1000 V Input maximum voltage: 1100 V Inverter power used: 6.7 kWac **inverter with 2 MPPT**

50 Hz 60 Hz

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series: 14 between 5 and 20

Nbre strings: 1

Overload loss: 2.9 %

Pnom ratio: 1.47

Nb. modules: 14 Area: 43 m²

Operating conditions

Vmpp (60°C)	507 V
Vmpp (20°C)	575 V
Voc (-10°C)	735 V

Plane irradiance: **1000 W/m²**

Imp (STC): 17.4 A Isc (STC): 18.3 A Isc (at STC): 18.3 A

Max. in data STC

Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C: **9.1 kW**

Array nom. Power (STC): 9.8 kWp

The inverter power is slightly undersized.

Fonte: Próprio Autor.

Nas figuras 23, 24, 25, 26 e 27 temos a configuração dos parâmetros de perdas elétricas do sistema. No *software*, é escolhido no sistema os parâmetros térmicos, perdas ôhmicas, qualidade dos módulos ao longo do tempo, perdas por sujidade, efeito de ângulo de incidência e perdas auxiliares.

Figura 23 - Parâmetros Térmicos

PV field detailed losses parameter

Thermal parameter are defined for the whole system

Ageing	Unavailability	Spectral correction
Thermal parameter	Ohmic Losses Module quality - LID - Mismatch	Soiling Loss IAM Losses Auxiliaries

You can define either the Field thermal Loss factor or the standard NOCT coefficient:
the program gives the equivalence !

Field Thermal Loss Factor

Thermal Loss factor **$U = U_c + U_v * \text{Wind vel}$**

Constant loss factor U_c W/m²K ?

Wind loss factor U_v W/m²K / m/s

Default value acc. to mounting

"Free" mounted modules with air circulation

Semi-integrated with air duct behind

Integration with fully insulated back

NOCT equivalent factor

NOCT (Nominal Operating Cell temperature) is often specified by manufacturers for the module itself. This is an alternative information to the U-value definition which doesn't make sense when applied to the operating array.

Don't use the NOCT approach. This is quite confusing when applied to an array !

See the NOCT anyway ?

Losses graph | Cancel | OK

Fonte: Próprio Autor.

Foi utilizado como opção para valores padrão de montagem uma circulação semi-integrada com passagem de ar atrás dos módulos e perdas por temperatura de 20 W/m²K, mantendo os valores padrão do PVSyst.

Figura 24 - Perdas Ôhmicas

PV field detailed losses parameter

Concerned sub-array: Sub-array #1 Apply to all sub-arrays

Ageing | Unavailability | Spectral correction

Thermal parameter | **Ohmic Losses** | Module quality - LID - Mismatch | Soiling Loss | IAM Losses | Auxiliaries

DC circuit: ohmic losses for the subfield

Specified by

Global wiring resistance: 326.8 mOhm Calculated Detailed computation

Loss fraction at STC: 2.00 % Default ?

Voltage Drop across series diode: 0.0 V Default

AC losses after the inverter (Full system)

AC circuit: inverter to injection point

Significant length, to be accounted for

Length Inverter to injection: 30.0 m 25 mm²

Loss fraction at STC: 0.45 %

STC: Pac = 29 kW, Vac = 380 V Tri, I = 44 A ?

Voltage drop at STC: 1.7 V (0.4 %)

This sub-system

Whole system

External transformer

External transformer present default

Iron loss (constant value): 0.00 % 0.00 kW

Resistive/Inductive losses: 0.00 % at STC

(quadratic, $R * I^2$, $R = 0.0$ mOhm) ?

Night disconnect This sub-system

Whole system

Losses graph Cancel OK

Fonte: Próprio Autor.

O dimensionamento CA na saída do inversor foi como projetado e utilizado o condutor de 25 mm² e 30 metros de comprimento e perdas associadas às condições de teste padrão (STC) de 2% do PVSystem.

Figura 25 - Qualidade de Módulos ao Longo do Tempo

PV field detailed losses parameter

Concerned sub-array: Sub-array #1 Apply to all sub-arrays

Ageing | Unavailability | Spectral correction

Thermal parameter | Ohmic Losses | **Module quality - LID - Mismatch** | Soiling Loss | IAM Losses | Auxiliaries

Module quality default

Module efficiency loss: %

Deviation of the average effective module efficiency with respect to manufacturer specifications. ?

(negative value indicates over-performance)

Module Mismatch Losses default

Power Loss at MPP: %

Loss when running at fixed voltage: %

Not relevant when MPPT operation

? Detailed computation ?

LID - Light Induced Degradation default

LID loss factor: %

Degradation of crystalline silicon modules, in the first operating hours by respect to the manufacturing flash test STC values. ?

Strings voltage mismatch Default

Power Loss at MPP: %

? Detailed study ?

Losses graph Cancel OK

Fonte: Próprio Autor.

Foram definidas perdas na eficiência de -0,3%, indicando um incremento de geração, perdas na MPPT de 1%, degradação de luz de 2% e perdas por *mismatch* (causado por variação de tensão por sombreamento nas strings) de 2%. Por fim, é mostrado, na figura 26 a definição de perdas por sujidades de 3%.

Figura 26 - Perdas por Sujidade

PV field detailed losses parameter




Soiling Loss are defined for the whole system

Ageing		Unavailability		Spectral correction	
Thermal parameter	Ohmic Losses	Module quality - LID - Mismatch		Soiling Loss	Auxiliaries

Yearly soiling loss factor

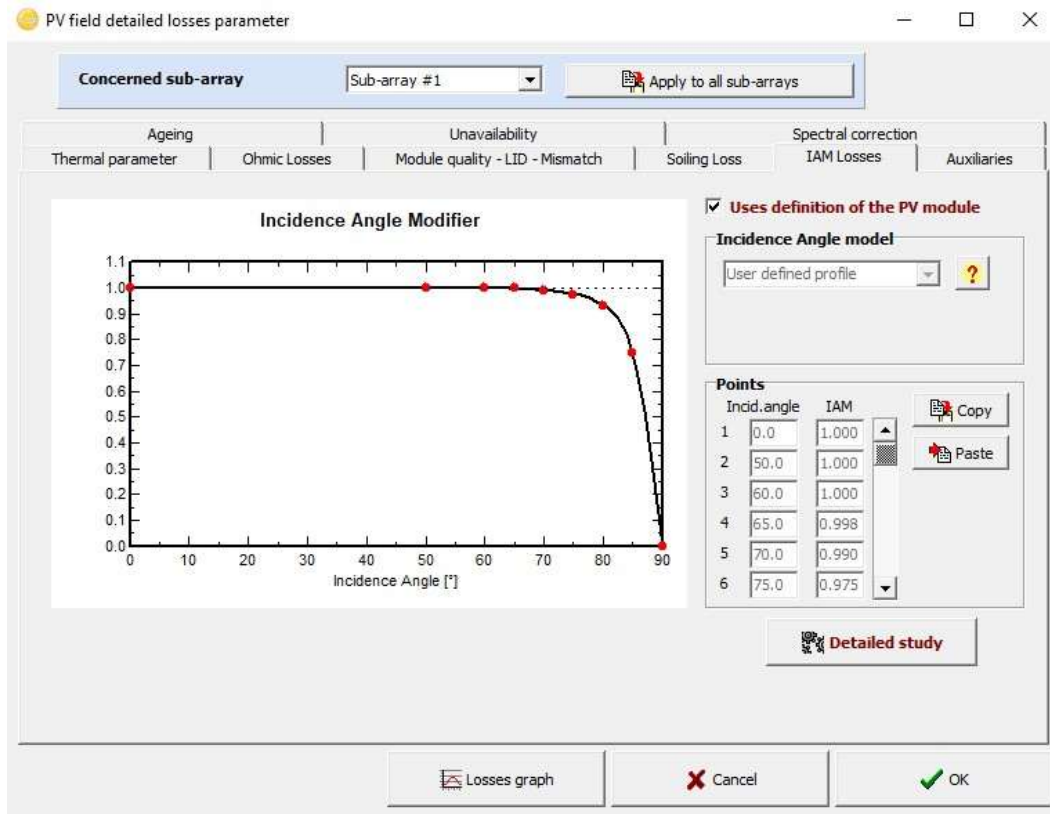
Yearly loss factor % Default

Define monthly values

 Losses graph  Cancel  OK

Fonte: Próprio Autor.

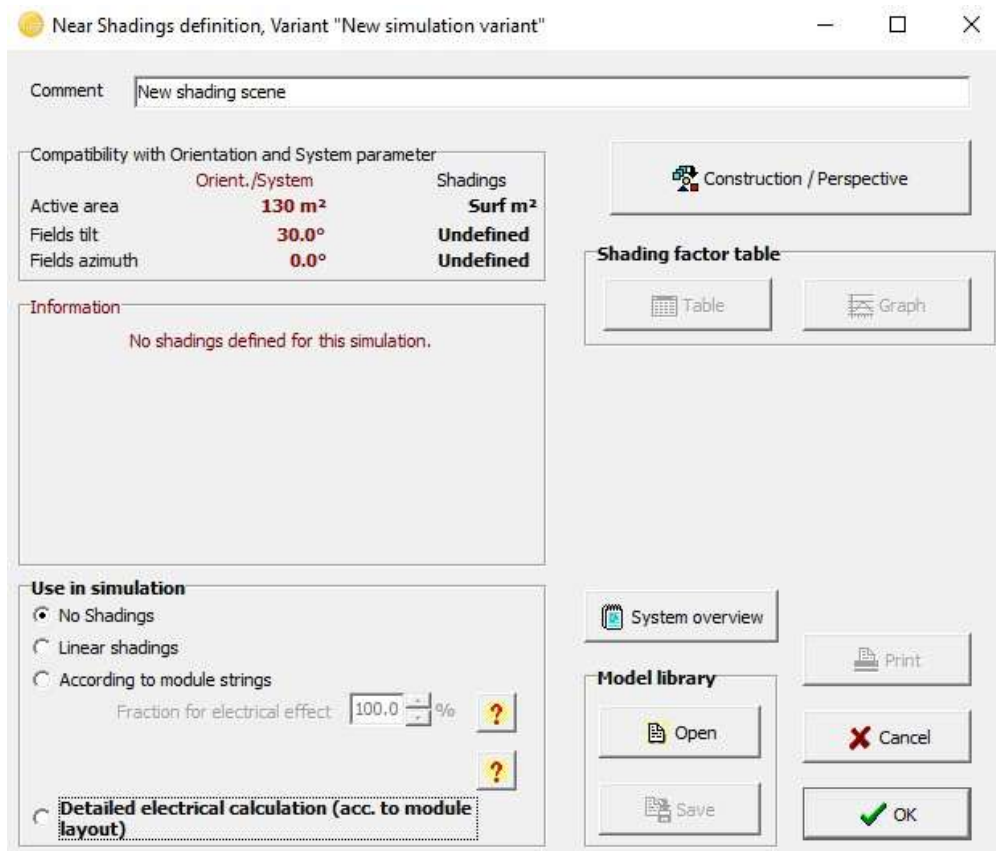
Figura 27 - Modificador de Ângulo Incidente



Fonte: Próprio Autor.

Nas figuras 28, 29, 30, 31 e 32 foram realizadas as definições de sombreamento, com a utilização do modelo 3D no *Sketchup*, para cálculo preciso de todas as linhas de sombreamento e perdas por sombra. Na figura 28, a modelagem é iniciada ao pressionar a opção *Construction/Perspective*, será aberto uma nova janela onde será inserido o arquivo de modelagem gerado no *Sketchup*.

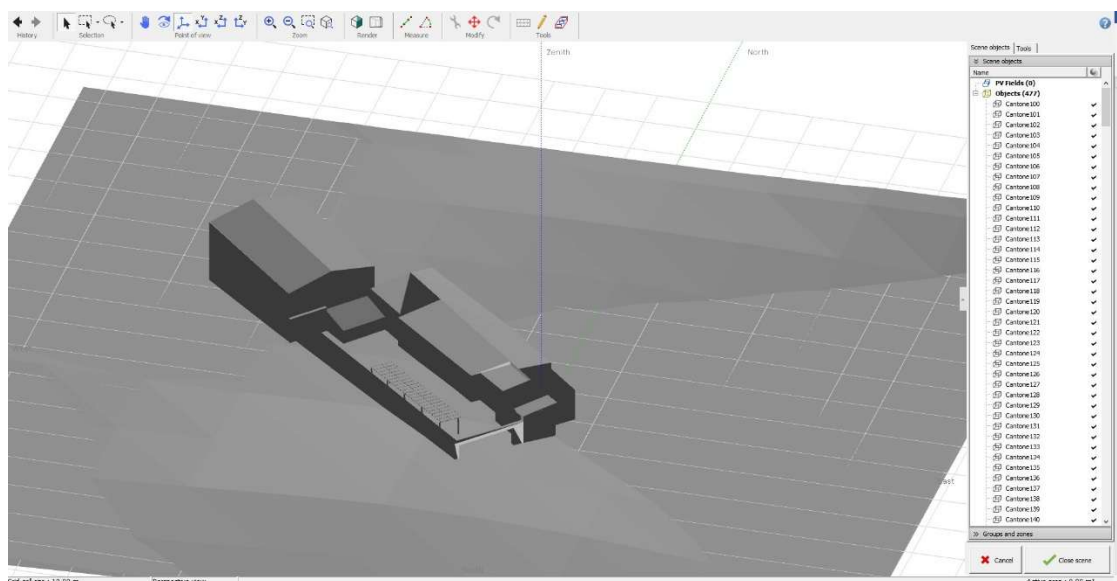
Figura 28 - Definições de Sombreamento



Fonte: Próprio Autor.

Na figura 29 é mostrado a modelagem feita no *Sketchup* inserida no programa PVSyst.

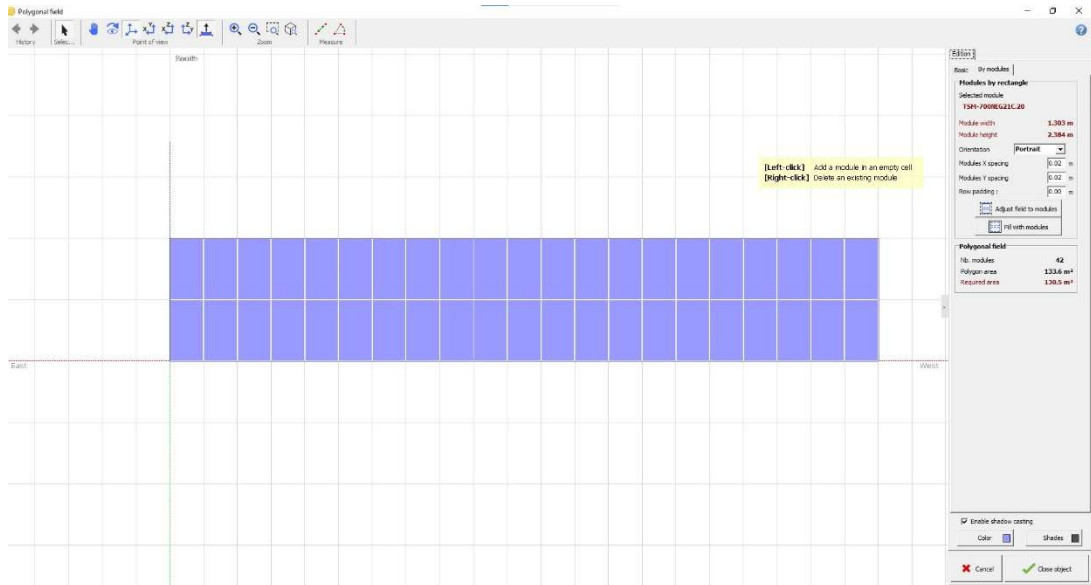
Figura 29 - Modelagem inserida no PVSyst



Fonte: Próprio Autor.

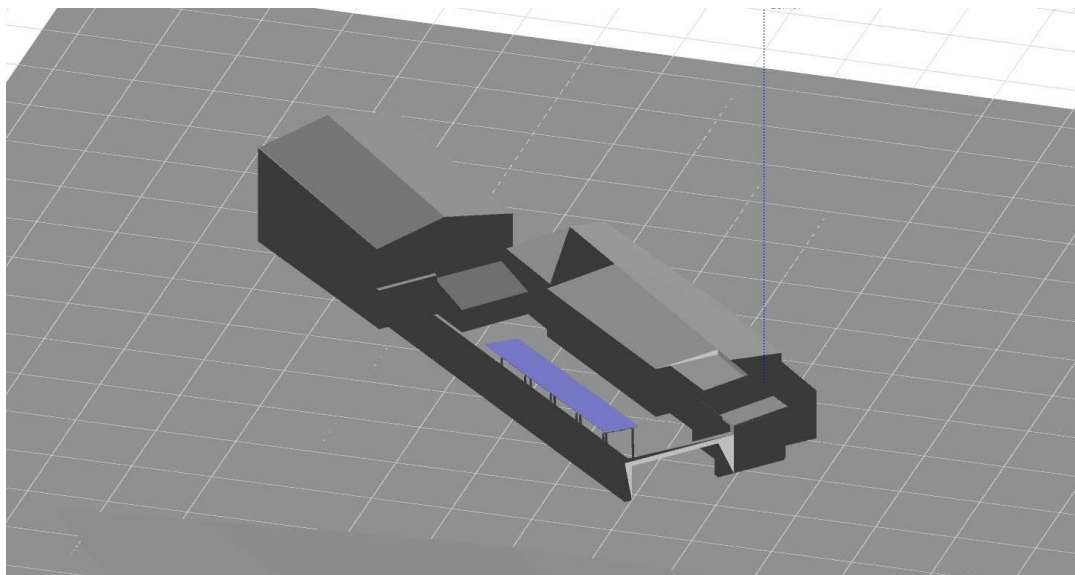
Ao início da modelagem, é inserido os módulos nos quais serão avaliadas as perdas detalhadas na opção *Polygonal PV Grid*. Na figura 30, é mostrada a disposição de módulos que será inserido na estrutura e na figura 31 mostra os módulos devidamente localizados na estrutura onde este foi modelado.

Figura 30 - Configuração dos Módulos



Fonte: Próprio Autor.

Figura 31 - Disposição dos Módulos

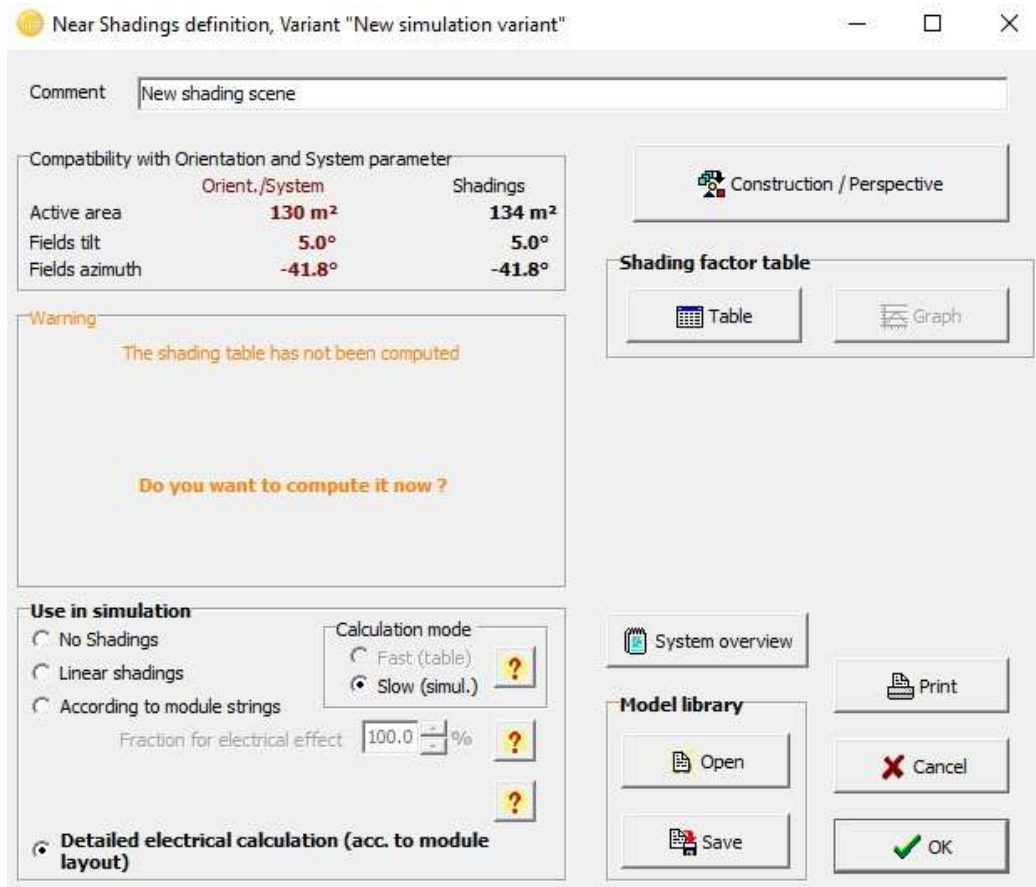


Fonte: Próprio Autor.

Após concluída a disposição de módulos, voltamos para as definições de sombreamento, ressalta-se que a opção *Detailed electrical calculation (acc. to module*

layout) deve ser utilizada para consideração de perdas detalhadas elétricas do sistema (temperatura, desbalanço de irradiação solar entre outros), conforme figura 32.

Figura 32 – Simulação de Perdas e Conclusão das Definições de Sombreamento



Fonte: Próprio Autor.

Na próxima e última etapa, será ajustado o *Layout* do sistema, onde será realizada a disposição das *strings* no programa, como demonstrado anteriormente na metodologia.

Na figura 33, temos a disposição das *strings* devidamente ajustadas no *software*, onde será utilizada, conforme o dimensionamento, duas strings de 14 módulos para a MPPT 1 e uma string de 14 módulos para a MPPT 2.

Figura 33 – Ajuste de String dos Módulos

Definitions of Module Layout on 3D-shading sensitive areas

Module Layout ready for the electrical shading calculations.
It will be used in the simulation.

General PV system

PV module	TSM-700NEG21C.20	System	Nb. modules in series	14, 14	Total area	130.5 m ²
	W x H 2.384 x 1.303 m ²		Total number of strings	2	Total Power	29.4 kWp
			Total number of modules	42	All modules positioned.	
			Modules assigned to strings:	42	All modules assigned.	

Table choice (3D subfields areas)
Polygonal field 27.78 x 4.81 m

Module Layout Parameter
Mechanical | Electrical | Shadings 3D

Shadings calculations from the 3D scene
Shadings calculations over one day, for the chosen table.

Shadings animation
Date: 21/12/2011 H:MM:SS
Calculate

Irradiance (Clear day model)
Incident global: 900 W/m² Sun height: 60.0°
Diffuse: 150 W/m² Sun azimuth: -170°

Shading factors
This table | Global System
Shading factor on Global
Shading factor, electrical mismatch
Shading factor on Beam, irradiance
Shading factor on Diffuse
Shading factor on Albedo
Show shading factors (selected)
Show relative losses

Table (3D Subfield Area) Layout

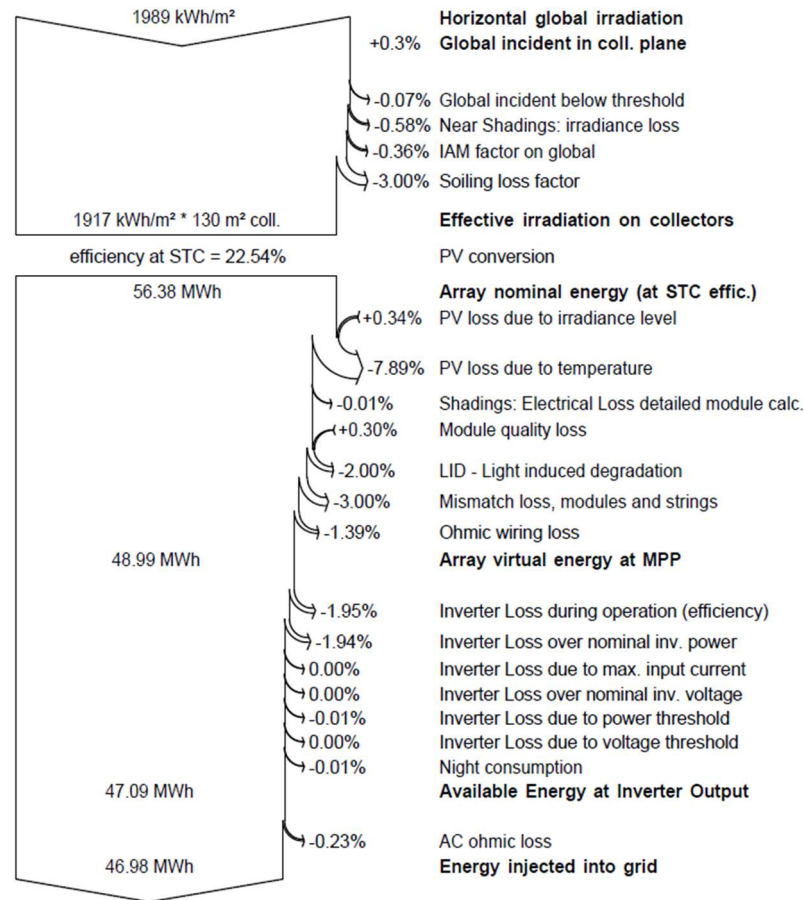
Grid layout showing modules labeled S01 | S01 through S03 | S03.

Buttons: Open 3D scene, Print, Erase def., Cancel, OK

Fonte: Próprio Autor.

Após a disposição dos módulos, é finalizada a simulação de geração simulada no PVSyst, com base em todo o estudo mostrado. O diagrama de perdas e a geração simulada é mostrada, respectivamente, na figura 34 e tabela 6.

Figura 34 - Diagrama de Perdas do SFV simulado



Fonte: Próprio Autor.

A perda de geração mais significativa é relacionada a perdas por temperatura, essas perdas devem-se à temperatura local e ao fato de os módulos operarem em sua máxima eficiência a 25°C. Ao todo, foram 22,78% de perdas, representando no total 77,22% de eficiência total simulada.

A tabela 6 mostra o resultado da geração obtida após finalização da simulação no PVSyst, mostrando um incremento anual de 46,985 MWh de energia injetada.

Tabela 6 - Geração Simulada no PVSyst

Meses	Temp. Amb. (°C)	GlobInc	GlobEff	Energia total	Energia Injetada	PR
Jan	27,51	168,8	162,1	4078	3987	0,804
Fev	27,35	138,0	132,3	3356	3281	0,809
Mar	27,29	163,2	156,8	3866	3779	0,788
Abr	26,68	147,1	141,1	3573	3494	0,808
Mai	27,19	153,6	147,6	3733	3653	0,809
Jun	26,41	149,3	143,4	3685	3607	0,822
Jul	26,59	161,2	155,1	3938	3852	0,812
Ago	26,83	181,9	175,0	4379	4281	0,801
Set	26,65	179,6	172,7	4240	4146	0,785
Out	27,39	188,8	181,4	4512	4408	0,794
Nov	27,24	186,7	179,6	4427	4324	0,788
Dez	27,8	176,8	169,9	4268	4171	0,802
Total					46985	0,801

Fonte: Próprio Autor.

A geração média injetada pode ser calculada como a soma de todas as energias injetadas na rede, mostrado na simulação e nos resultados, considerando T a quantidade de meses, como mostrado nas equações 16 e 17:

$$E_{méd} = \frac{\sum E_{grid}}{T} \quad (16)$$

$$E_{méd} = 3915,416 \quad (17)$$

A energia mensal injetada teórica calculada é, em kWh, mostrada nas equações 18, 19 e 20.

$$E_{teórica} = N_{módulos} \cdot \gamma_{mensal} \cdot P_{módulos} \quad (18)$$

$$E_{teórica} = 42 \cdot 136,56 \cdot 0,700 \quad (19)$$

$$E_{teórica} = 4.014,864 \quad (20)$$

Um comparativo com a energia calculada teórica mostra 2,482% de perdas relativas, estas devem-se por conta de sombreamento, perdas elétricas no sistema e autoconsumo. Ademais, será feita a viabilidade financeira do sistema, bem como o retorno de investimento (*Payback*).

4.5 Viabilidade Financeira

Seguindo a metodologia, com base nas faturas na ADUFC e inclusão de beneficiárias, o estudo de viabilidade será dividido em dois casos. O primeiro caso será um estudo de retorno financeiro simples, baseando-se na fatura da geradora com maior tarifação, o segundo caso será uma estimativa de lucro na compensação do custo total, em um cenário antes e após a ampliação do sistema FV, considerando o acréscimo nas cargas elétricas da ADUFC na situação de pior cenário tarifário em estudo.

4.5.1 Retorno financeiro

O estudo de retorno financeiro foi realizado com base nos custos de materiais elétricos retirados de grandes indústrias do setor elétrico, tendo em vista o menor custo de projeto e uma avaliação conservadora acerca do investimento. A tabela 7 mostra toda a cotação dos materiais elétricos, bem como o custo da estrutura em *carport* que será considerado (850 R\$/kWp) e custos de projeto e mão de obra especializada.

Tabela 7 - Orçamento de Custos de Conexão e Instalação

Item	Descrição	Quantidade	Custo Unitário (R\$)	Custo Total (R\$)
Módulo FV	Módulo Trina Solar 700Wp	42	1030,6	43285,2
Inversor	ASW20K-LT-G2 Pro	1	7200	7200
Estrutura (850 R\$/kWp)	Estrutura metálica <i>carport</i>	1	24990	24990
Cabos CC (4mm ² + Conectores)	Conexão CC dos módulos	200	5,72	1144
Cabos CA (6mm ² + 25 mm ²)	Cabos CA para instalação	100	27	2700
Disjuntor 50 A Trifásico	Tripolar EASY9 50A Curva C 3000A Schneider	1	66,9	66,9
Disjuntor 80 A Trifásico	Tripolar Curva C 3P 80A Easy9 Schneider	1	239,9	239,9
DPS	DPS Monopolar 20000A Front 275V Clamper	3	67,9	203,7

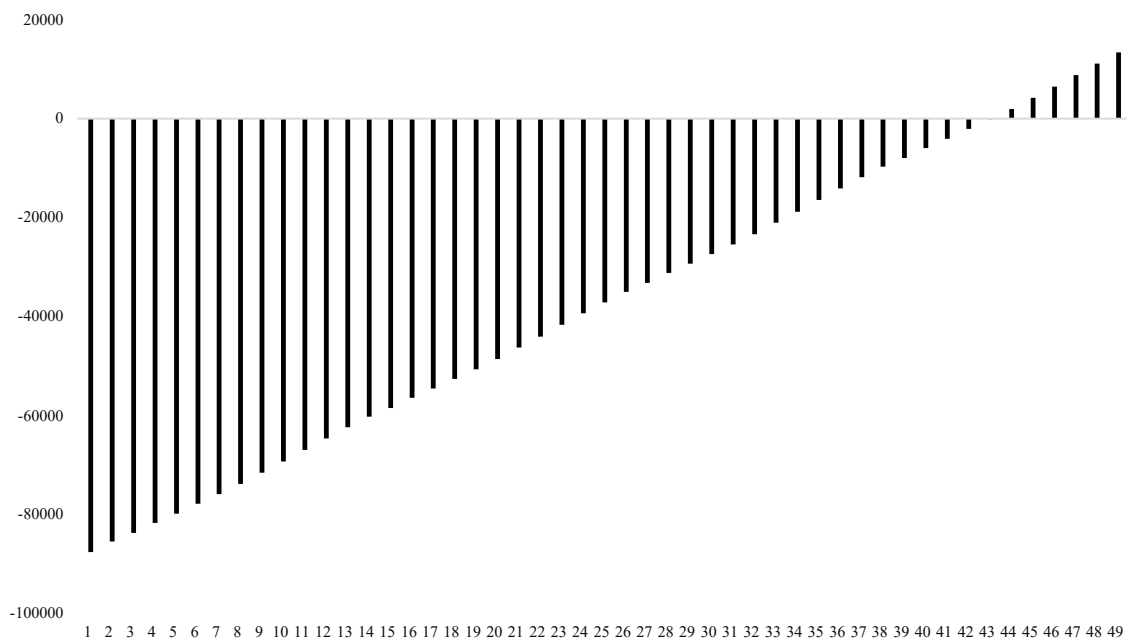
QDC	Alocação de Disjuntores + DPS	1	79,9	79,9
Adicionais	Barramentos TN, Barramentos Fase, Derivações	1	29,52	29,52
Projeto	Projeto elétrico e ART	1	2019,408	2019,408
Instalação	Mão de obra especializada	1	7497	7497
Total: 89.455,52 R\$				
Total com Desconto: 87.666,41R\$				

Fonte: Próprio Autor.

Com os custos descontados conforme a tabela 4 e com base na fatura na qual foram verificados os maiores impostos (bandeira tarifária patamar II) da UC geradora, foram considerados impostos de TUSD, incluindo custo do Fio B, de 0,35018 R\$/kWh e TE de 0,32166 R\$/kWh na fatura para geração. Ao total, são 0,67177 R\$/kWh de abatimento e considerando fatores externos, como simultaneidade e eventuais perdas de geração e manutenção, foram considerados 80% do total das tarifas de geração.

Na modelagem, será considerado um retorno (*Payback*) simples mensal, onde cada ganho de geração é representado ao longo de quatro anos, como mostrado no gráfico 1.

Gráfico 1 – *Payback* do Sistema FV



Fonte: Próprio autor.

É previsto que a partir do mês 43 haverá quitação do investimento, ou seja, três anos e sete meses. A consideração de ajustes foi uma medida conservadora, com aplicação de descontos e demonstra um período de *payback* de uma usina fotovoltaica de grandes proporções, é válido destacar que o *payback* segue uma metodologia simplificada, sem utilizações macroeconômicas como taxa de desconto, inflação ou cenários de reajuste tarifário do preço de TUSD e TE.

4.5.2 Comparação de Lucro por TUSD Ampliação FV

O estudo será realizado com base no maior faturamento analisado das faturas conforme as bandeiras tarifárias registradas, que no caso foi a bandeira vermelha patamar II. Para consideração de consumo, será utilizado os dados dimensionados na metodologia considerando o maior consumo e geração estimada nas simulações. A tabela 8 mostra a tarifação com bandeira vermelha patamar II, comparando a TUSD adicional para esta bandeira tarifária.

Tabela 8 - Tarifação em Bandeira Vermelha patamar II

Descrição	Valor (R\$/kWh)
Energia Ativa Injetada TUSD	-0,35018
Energia Ativa fornecida TUSD	0,60998

Fonte: O próprio Autor.

Considerando o consumo total de 7212 kWh e não havendo consumo faturado por custo por TUSD e TE, as equações 21 e 22 mostram o custo por energia ativa fornecida pela TUSD:

$$C_{totalTUSD} = 7212 \cdot T_{TUSD} \quad (21)$$

$$C_{totalTUSD} = 7212 \cdot 0,60998 = 4399,17 \text{ R\$} \quad (22)$$

Para comparativo, será analisado a energia média injetada sem ampliação e com ampliação.

Sem ampliação FV, a energia média injetada é 3214 kWh, logo, o cliente pagaria pelo custo do fio B com base nas equações 23, 24 e 25:

$$C_{injTUSD} = 3214 \cdot T_{injTUSD} \quad (23)$$

$$C_{injTUSD} = 3214 \cdot 0,35018 = 1125,47 \text{ R\$} \quad (24)$$

$$C_{final} = C_{totalTUSD} - C_{injTUSD} = 3193,7 \text{ R\$} \quad (25)$$

Já com a ampliação FV, utilizando a energia média injetada da ampliação, obtido pela simulação PVSyst e mostrado na equação 17, temos que o incremento de energia injetada para estudo é a soma de 3214 kWh e 3915 kWh, totalizando 7129 kWh injetados. O custo final considerando ampliação será como mostrado na equação 26, 27 e 28:

$$C_{injTUSD} = 7129 \cdot T_{injTUSD} \quad (26)$$

$$C_{injTUSD} = 7129 \cdot 0,35018 = 2496,43 \text{ R\$} \quad (27)$$

$$C_{final} = 4319 - 2496,43 = 1822,57 \text{ R\$} \quad (28)$$

O estudo mostra um lucro de custo de Fio B avaliado em 1371,13 R\$, 42,9% no custo final sobre a TUSD do cliente.

5 CONCLUSÃO E ESTUDOS FUTUROS

A análise técnica e econômica da ampliação de 29,4 kWp para a ADUFC demonstrou um PR (*performance ratio*) médio anual de 0,801 através da simulação no software PVSyst, mostrando um incremento anual de 46,985 MWh na geração de energia. Para assegurar que a performance do sistema continue ao longo dos anos, é recomendado que o cliente busque manutenção com uma empresa especializada, realizando limpezas semestrais dos módulos, verificando pontos quentes e fissuras, bem como vistoria das conexões realizadas.

O dimensionamento estrutural em *carport* permitiu o afastamento de sombras, reduzindo perdas e garantindo maior geração e vida útil dos equipamentos. O solo do estacionamento da unidade consumidora é altamente reflexível, garantindo incremento de geração por conta do albedo.

Sob a ótica financeira, mesmo diante das alterações introduzidas pela Lei nº 14.300 e da incidência de encargos sobre a TUSD, a ampliação mostrou-se financeiramente viável para o caso de consumo máximo, onde se demonstra, no cenário utilizado para estudo, um período de retorno inferior a quatro anos. A redução de custos considerando o consumo máximo, por conta do Fio B, apresentou 42,9% de redução no faturamento, evidenciando que sistemas fotovoltaicos bem dimensionados continuam sendo alternativas economicamente viáveis no contexto pós-marco legal.

Os resultados indicam que a usina possui potencial para atuar como uma central de geração compartilhada robusta. A modelagem financeira confirmou que o excedente energético gerado pode ser distribuído eficientemente entre as unidades beneficiárias, podendo incluir mais beneficiárias caso o estudo obtido tenha excedente de saldo.

Do ponto de vista da engenharia, a adequação dos condutores para 25 mm² e a seleção de proteções específicas garantiram a conformidade com as normas NBR 5410 (ABNT, 2008) e Especificação Técnica nº 124 (ENEL, 2023), mitigando riscos de quedas de tensão e sobrecorrentes.

Como afirmado na metodologia, é necessário solicitar à concessionária acréscimo de carga para viabilidade do projeto. Para que o acréscimo de carga seja realizado, é necessário que o cliente realize a adequação do padrão de entrada para um disjuntor de 80 A trifásico e condutores do ramal de entrada de 35 mm² nas fases e 54,5 mm² no neutro. Assim, a unidade consumidora terá um fornecimento de energia pela concessionária mais eficiente e também obterá sucesso ao realizar a solicitação de conexão para a ampliação. Por fim, é recomendado

que o cliente contrate uma empresa especializada para execução e elaboração devida dos documentos necessários para aprovação, conforme a resolução normativa nº 1000 da ANEEL (BRASIL, 2021), como anotação de responsabilidade técnica (ART), procuração, formulário de orçamento de conexão, formulário de rateio e documentos do titular e representante legal.

Para estudos futuros, embora a análise econômica realizada neste trabalho tenha se baseado no método em *payback* simples mensal, por se tratar de uma abordagem amplamente utilizada em estudos de engenharia e adequada à etapa inicial de tomada de decisão, é reconhecido que avaliações financeiras mais aprofundadas em *payback* descontado, com análise da inflação, do Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR) permitem uma avaliação mais precisa do desempenho financeiro do investimento ao longo de sua vida útil.

Embora o projeto tenha sido condicionado a partir de previsões de carga e consumo máximo das unidades consumidoras, prática aceitável em estudos de engenharia, estudos futuros podem incorporar dados de telemedição para análise mais precisa dos perfis atuais de consumo.

Em adicional, é possível verificar ampliações para sistemas híbridos com baterias de Íon-Lítio (LiFePO₄) *off-grid*, onde essa tecnologia permite utilização das baterias para injeção de geração na rede e, também, permitem a utilização de cargas prioritárias em *backup*, evitando o consumo de energia pela concessionária.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 5410**: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro: ABNT, 2004. Versão corrigida: 2008. Disponível em: <https://www.normas.com.br/visualizar/abnt-nbr-nm/23327/abnt-nbr5410-instalacoes-eletricas-de-baixa-tensao>. Acesso em: 10 dez. 2025.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 16149**: Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede de distribuição. Rio de Janeiro: ABNT, 2013. Disponível em: <https://www.normas.com.br/visualizar/abnt-nbr-nm/32852/abnt-nbr16149-sistemas-fotovoltaicos-fv-caracteristicas-da-interface-de-conexao-com-a-rede-eletrica-de-distribuicao>. Acesso em: 10 dez. 2025.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.000**, de 7 de dezembro de 2021. Diário Oficial da União: Seção 1, p. 206, 20 dez. 2021. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>. Acesso em: 18 jan. 2026.

BRASIL. **Lei nº 14.300**, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída e estabelece o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, ano 160, nº 4-A, p. 1, 7 jan. 2022.

BOXWELL, Michael. **Solar Electricity Handbook: a simple practical guide to solar energy**. 2021 ed. Birmingham: Greenstream Publishing, 2021. Disponível em: <https://kh.aquaenergyexpo.com/wp-content/uploads/2023/12/Solar-Electricity-Handbook-2021.pdf>. Acesso em: 18 jan. 2026.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA; CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE BRITO (CEPEL; CRESESB). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL, 2004. Disponível em: https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2004.pdf. Acesso em: 6 jan. 2026.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE BRITO (CRESESB). **Potencial Solar - SunData v 3.0**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2026. Disponível em: <https://cresebs.cepel.br/index.php#data>. Acesso em: 18 jan. 2026.

DUFFIE, John A.; BECKMAN, William A.; BLAIR, Nathan S. **Solar Engineering of Thermal Processes, Photovoltaics and Wind**. 5. ed. Hoboken: Wiley, 2020.

ENEL. **Especificação Técnica nº 122**: Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel Grids Brasil. Versão 4: Enel Brasil, 30 jul. 2024. Disponível em: https://www.eneldistribuicao.com.br/ce/documentos/Conexao%20de%20Micro%20e%20Mini%20gera%C3%A7ao%20Distribu%C3%ADa%20ao%20Sistema%20El%C3%A9trico%20da%20Enel%20Grids%20Brasil_3.0.pdf. Acesso em: 16 dez. 2025.

ENEL. **Especificação Técnica nº 124**: Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária de Distribuição. Versão 4: Enel Brasil, 26 out. 2023. Disponível em: <https://www.eneldistribuicao.com.br/ce/documentos/CNC-OMBR-MAT-18-0124-EDCE.pdf>. Acesso em: 04 jan. 2026.

FORMAGINI, Lessandro *et al.* **Impacto de diferentes níveis de albedo na geração estimada e medida de sistemas fotovoltaicos bifaciais**. Revista Brasileira de Energia Solar, v. 16, n. 2, p. 105-114, dez. 2025. Disponível em: <https://rbens.emnuvens.com.br/rbens/article/view/525/356>. Acesso em: 8 jan. 2026.

FRATE, Cláudio A.; BARROSO, Giovanni C.; CARVALHO, Paulo C. M.; **Exploring perspectives on photovoltaic prosumerism in advancing a fair energy transition in Brazil**. Energy Policy, v. 196, 114346, abril. 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2025.114656>. Acesso em: 14 jan. 2026

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Renewables 2024**: Analysis and forecast to 2030. Paris: IEA, 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewables-2024>. Acesso em: 17 nov. 2025.

MAYSUN SOLAR. **N-TOPCon technology**.: Maysun Solar, 2024. Disponível em: <https://www.maysunsolar.com/n-topcon-technology/>. Acesso em: 20 jan. 2026.

.

PRYSMIAN. **Guia de dimensionamento**: baixa tensão. Rev. 9.: Prysmian, 2020. Disponível em: https://br.prysmian.com/sites/default/files/atoms/files/Guia_de_Dimensionamento-Baixa_Tensao_Rev9.pdf. Acesso em: 18 dez. 2025.

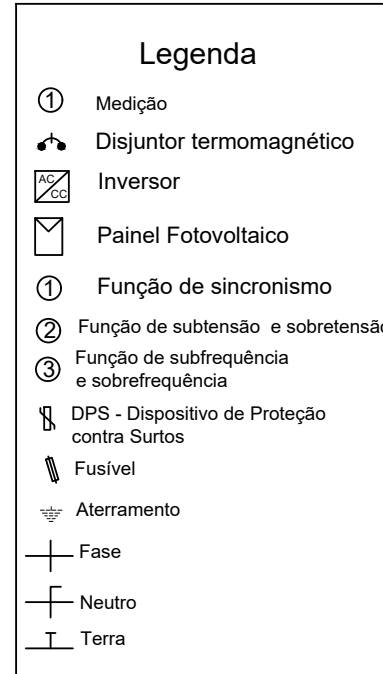
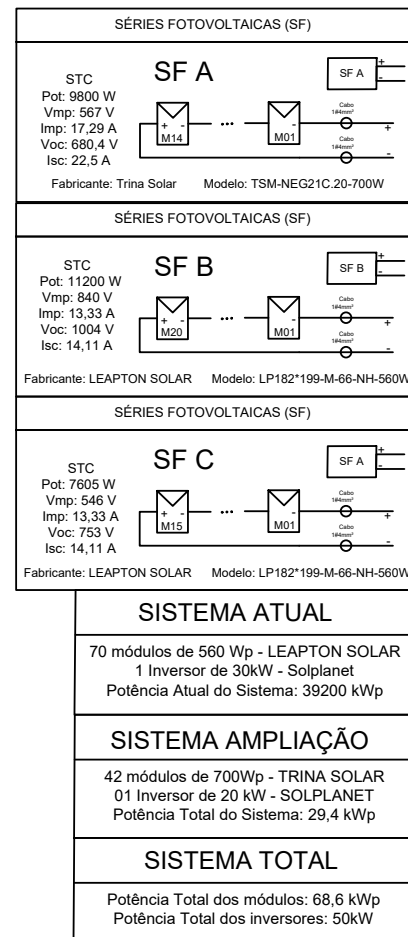
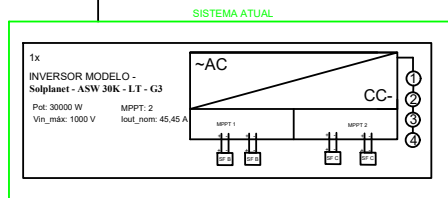
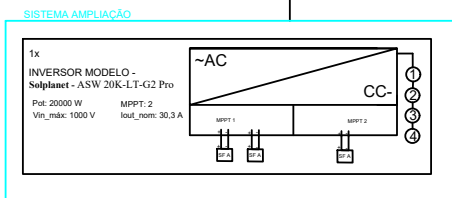
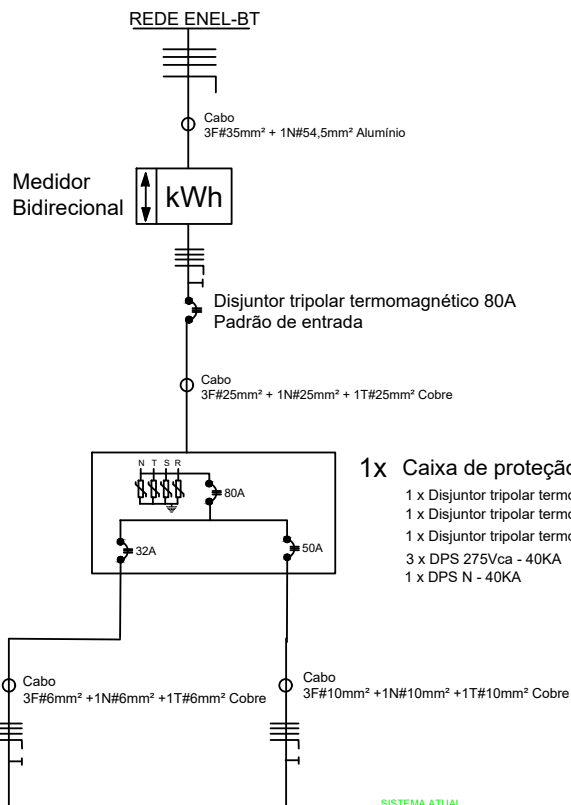
PVSYST. **About us**. 2024. Disponível em: <https://www.pvsyst.com/en/company/about-us/>. Acesso em: 20 jan. 2026.

SOLPLANET. **Datasheet ASW 8-25K-LT-G2 Pro Series**. Fortaleza: Sou Energy, 2024. Disponível em: https://static.souenergy.com.br/catalog/product/file/Datasheet_ASW_8-25K_LT-G2-Pro_1.pdf. Acesso em: 19 jan. 2026.

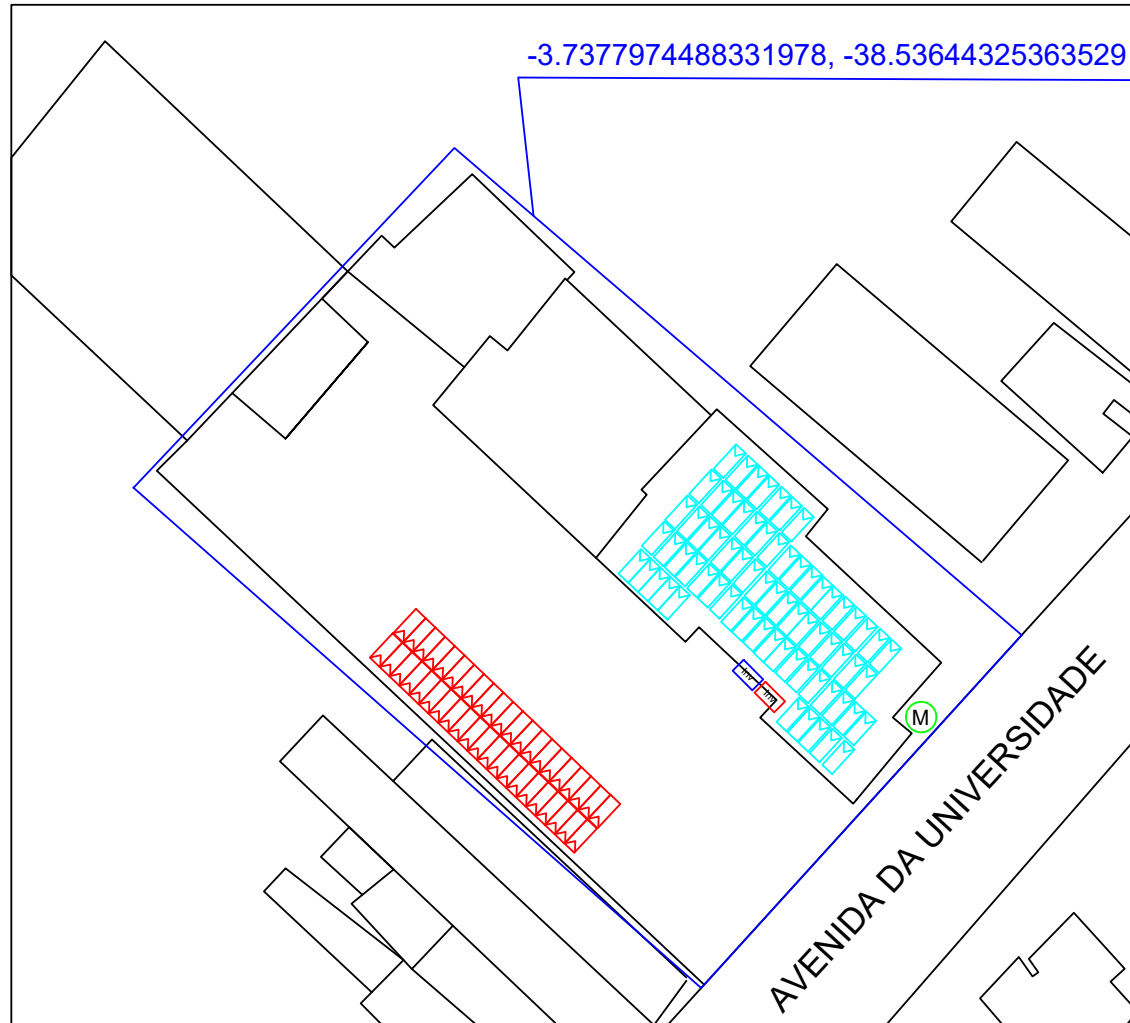
TRINA SOLAR. Vertex NEG21C.20 – Bifacial Dual Glass Monocrystalline Module: Datasheet.: Trina Solar, 2023. Disponível em: [https://static.trinasolar.com/sites/default/files/DT-M-0042%20B%20Datasheet_Vertex_NEG21C.20_EN_2023_A_S1_web\(1\)\(1\).pdf](https://static.trinasolar.com/sites/default/files/DT-M-0042%20B%20Datasheet_Vertex_NEG21C.20_EN_2023_A_S1_web(1)(1).pdf). Acesso em: 20 jan. 2026.

ANEXO A – DESENHOS TÉCNICOS

DIAGRAMA UNIFILAR DE CONEXÃO



Planta de Localização



Legenda



Módulo Fotovoltaico
previamente instalado



Módulo Fotovoltaico
ampliação



Inv Inversor previamente
instalado



Inv Inversor a ser instalado

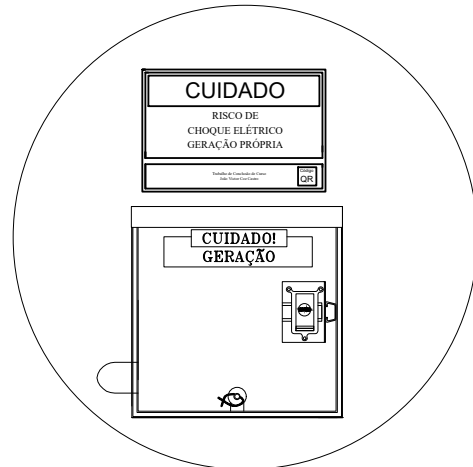


Ponto de entrega da UC

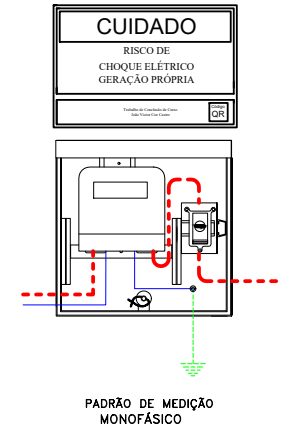
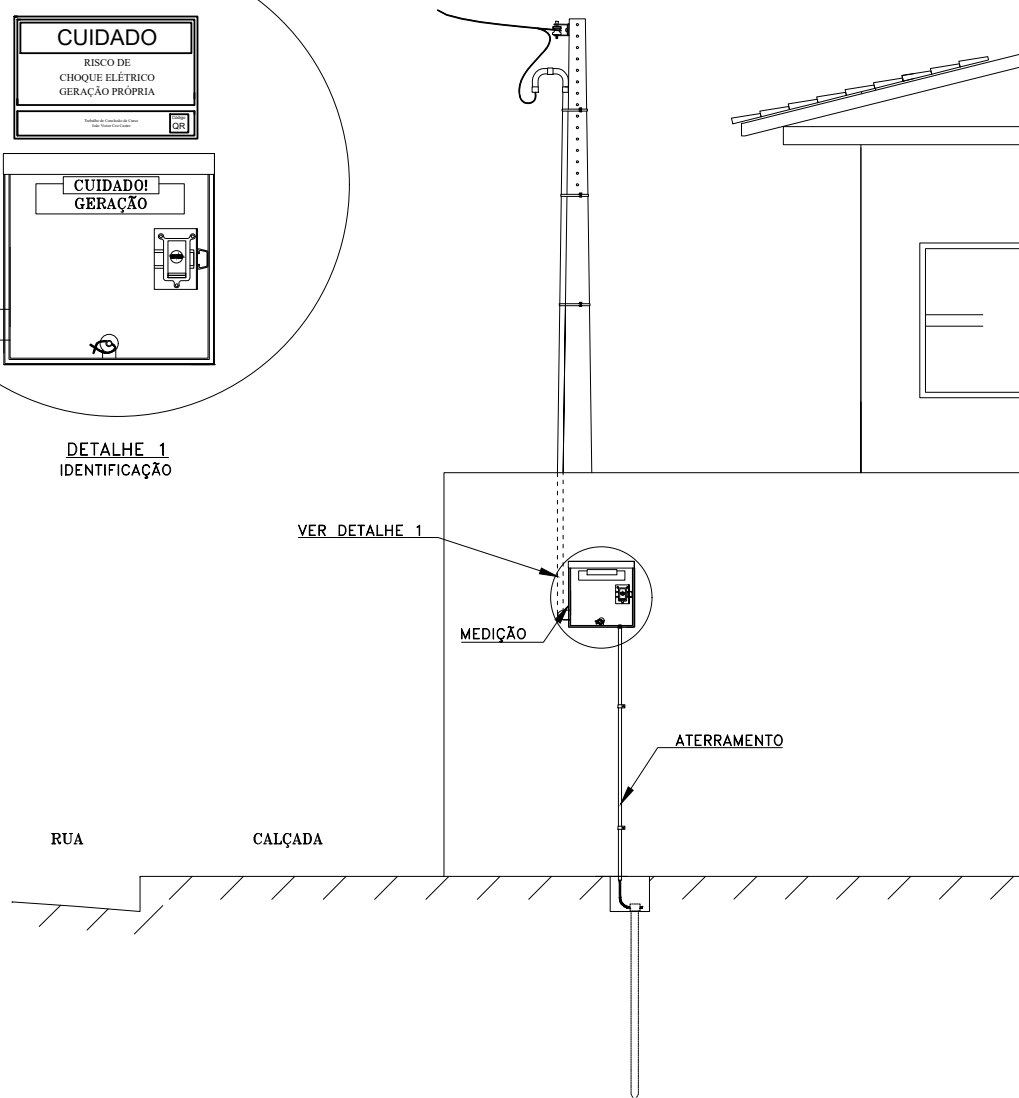


Propriedade do cliente

PADRÃO DE MEDIÇÃO DE BAIXA TENSÃO



DETALHE 1
IDENTIFICAÇÃO



LEGENDA:

- FASE
- NEUTRO
- TERRA
- (*) VAI PARA UNIDADE CONSUMIDORA
- (**) REDE DE DISTRIBUIÇÃO

ANEXO B – SIMULAÇÃO PVSYST

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **SINDICATO DOS DOCENTES DAS UNI**

Geographical Site	Fortaleza	Country	Brazil	
Situation	Latitude	-3.79° S	Longitude	-38.52° W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	16 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	Fortaleza	MeteoNorm file - Synthetic		

Simulation variant : **New simulation variant**

Simulation date 08/01/26 14h07

Simulation parameters	System type	Building system	
Collector Plane Orientation	Tilt	5°	Azimuth -42°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)	
User's needs :	Unlimited load (grid)		

PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)

PV module	Si-mono	Model	TSM-700NEG21C.20		
Custom parameters definition	Manufacturer	Trina Solar			
Sub-array "Sub-array #1"					
Number of PV modules	In series	14 modules	In parallel	2 strings	
Total number of PV modules	Nb. modules	28	Unit Nom. Power	700 Wp	
Array global power	Nominal (STC)	19.60 kWp	At operating cond.	18.18 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	523 V	I mpp	35 A	
Sub-array "Sub-array #2"					
Number of PV modules	In series	14 modules	In parallel	1 strings	
Total number of PV modules	Nb. modules	14	Unit Nom. Power	700 Wp	
Array global power	Nominal (STC)	9.80 kWp	At operating cond.	9.09 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	523 V	I mpp	17 A	
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	29 kWp	Total	42 modules
		Module area	130 m²		

Inverter	Model	ASW20K-LT-G2 Pro		
Custom parameters definition	Manufacturer	Solplanet		
Characteristics	Operating Voltage	150-1000 V	Unit Nom. Power	20.0 kWac
Sub-array "Sub-array #1"	Nb. of inverters	1 * MPPT 67 %	Total Power	13.3 kWac
			Pnom ratio	1.47
Sub-array "Sub-array #2"	Nb. of inverters	1 * MPPT 33 %	Total Power	6.7 kWac
			Pnom ratio	1.47
Total	Nb. of inverters	1	Total Power	20 kWac

PV Array loss factors

Array Soiling Losses		Loss Fraction	3.0 %	
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind)	0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1	327 mOhm	Loss Fraction	2.0 % at STC
	Array#2	654 mOhm	Loss Fraction	2.0 % at STC
	Global		Loss Fraction	2.0 % at STC

Grid-Connected System: Simulation parameters

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.3 %

Module Mismatch Losses

Loss Fraction 1.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 2.00 %

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	50°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.998	0.990	0.975	0.932	0.749	0.000

System loss factors

Wires: 3x25.0 mm² 30 m

Loss Fraction 0.4 % at STC

Grid-Connected System: Near shading definition

Project : SINDICATO DOS DOCENTES DAS UNI
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters

Near Shadings

PV Field Orientation
 PV modules
 PV Array
 Inverter
 User's needs

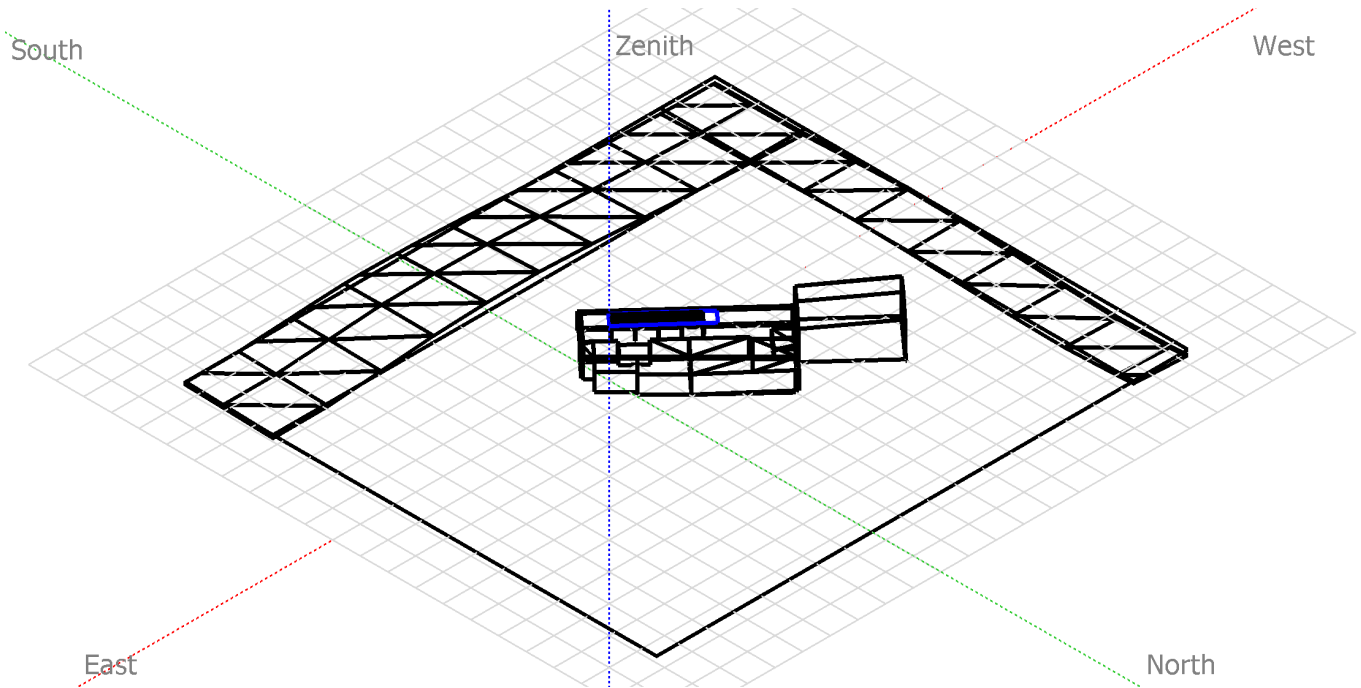
System type

Detailed electrical calculation
 tilt 5°
 Model TSM-700NEG21C.20
 Nb. of modules 42
 Model ASW20K-LT-G2 Pro
 Unlimited load (grid)

Building system

(acc. to module layout)
 azimuth -42°
 Pnom 700 Wp
 Pnom total **29.40 kWp**
 Pnom 20.00 kW ac

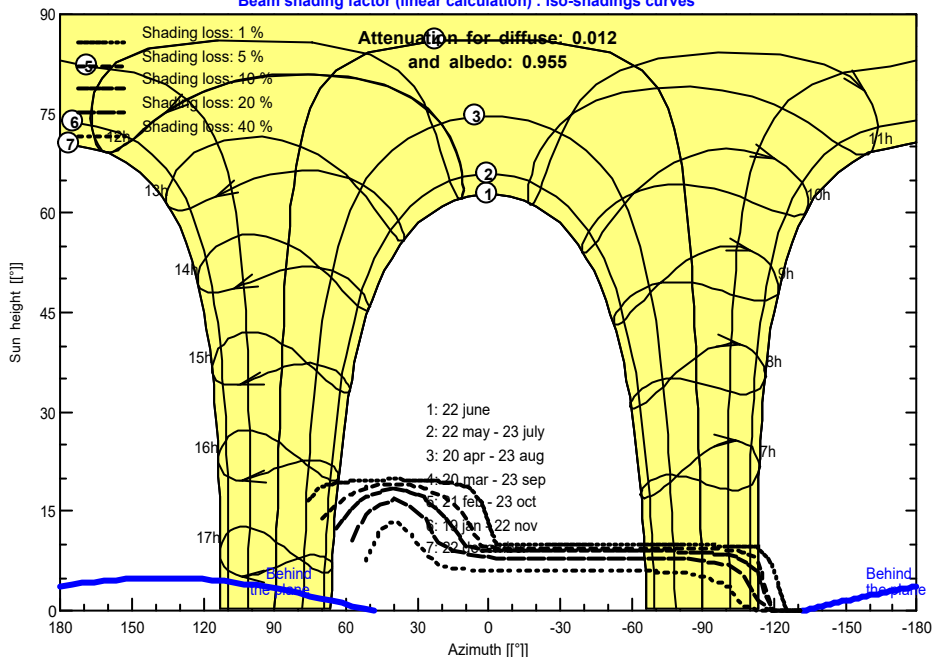
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

SINDICATO DOS DOCENTES DAS UNI

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves



Grid-Connected System: Main results

Project : SINDICATO DOS DOCENTES DAS UNI

Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters

System type **Building system**

Near Shadings

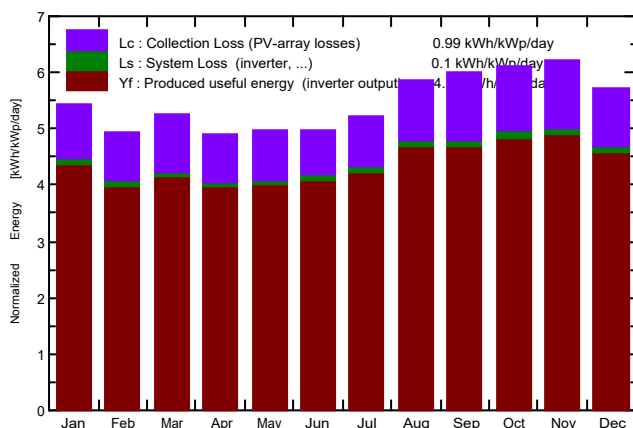
Detailed electrical calculation (acc. to module layout)

PV Field Orientation	tilt	5°	azimuth	-42°
PV modules	Model	TSM-700NEG21C.20	Pnom	700 Wp
PV Array	Nb. of modules	42	Pnom total	29.40 kWp
Inverter	Model	ASW20K-LT-G2 Pro	Pnom	20.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

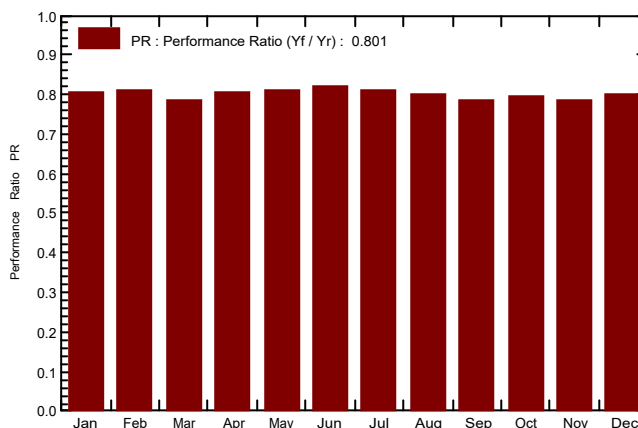
Main simulation results

System Production **Produced Energy 46.98 MWh/year** Specific prod. 1598 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 80.11 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 29.40 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	171.9	82.27	27.51	168.8	162.1	4.078	3.987	0.804
February	139.4	77.98	27.35	138.0	132.3	3.356	3.281	0.809
March	162.8	76.02	27.29	163.2	156.8	3.866	3.779	0.788
April	145.4	77.29	26.68	147.1	141.1	3.573	3.494	0.808
May	150.3	67.09	27.19	153.6	147.6	3.733	3.653	0.809
June	145.0	69.89	26.41	149.3	143.4	3.685	3.607	0.822
July	156.6	62.63	26.59	161.2	155.1	3.938	3.852	0.812
August	177.8	68.46	26.83	181.9	175.0	4.379	4.281	0.801
September	177.7	72.36	26.65	179.6	172.7	4.240	4.146	0.785
October	189.7	85.74	27.39	188.8	181.4	4.512	4.408	0.794
November	190.8	69.46	27.24	186.7	179.6	4.427	4.324	0.788
December	181.5	78.46	27.80	176.8	169.9	4.268	4.171	0.802
Year	1989.1	887.67	27.08	1994.9	1917.0	48.057	46.985	0.801

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T_Amb T amb. E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane PR Performance Ratio

Grid-Connected System: Special graphs

Project : SINDICATO DOS DOCENTES DAS UNI

Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters

System type **Building system**

Near Shadings

Detailed electrical calculation (acc. to module layout)

PV Field Orientation

tilt 5° azimuth -42°

PV modules

Model TSM-700NEG21C.20 Pnom 700 Wp

PV Array

Nb. of modules 42 Pnom total **29.40 kWp**

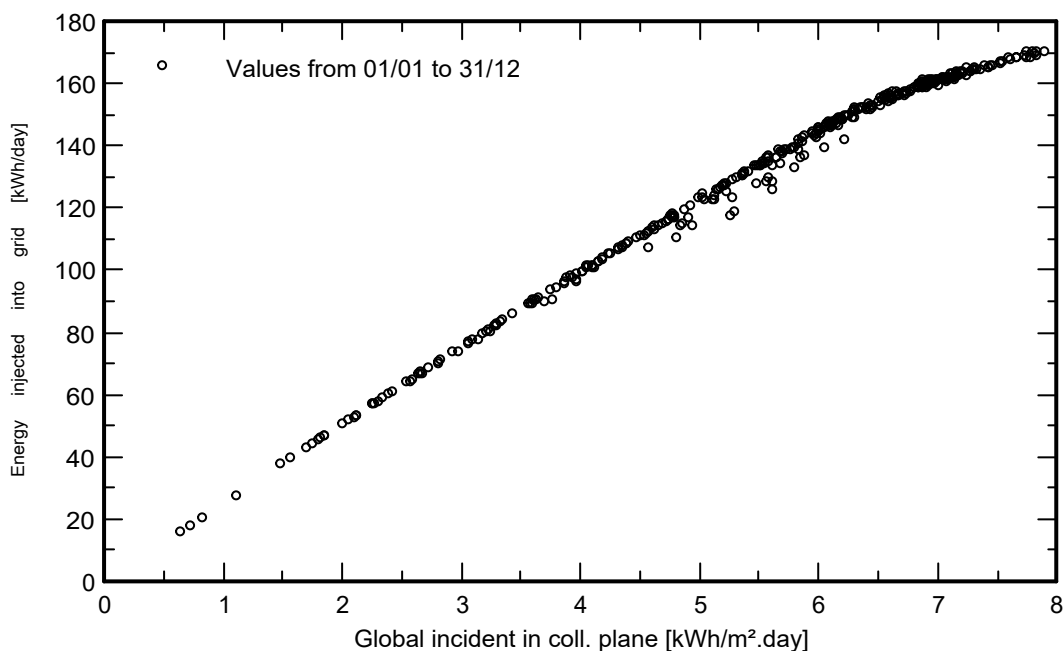
Inverter

Model ASW20K-LT-G2 Pro Pnom 20.00 kW ac

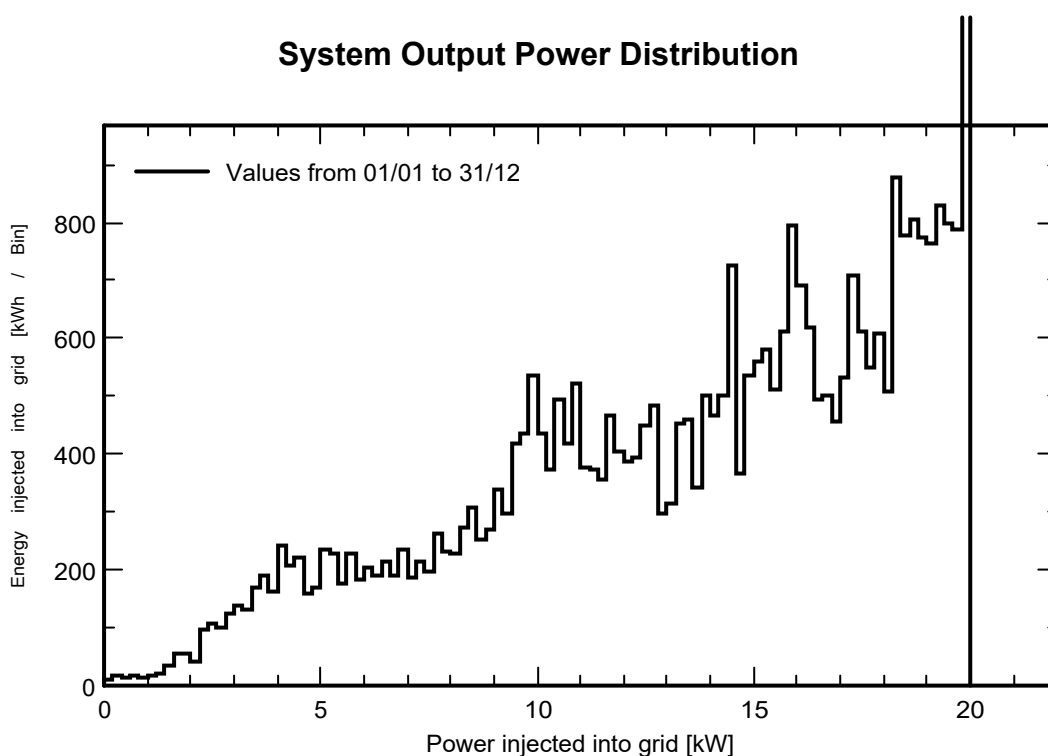
User's needs

Unlimited load (grid)

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



Grid-Connected System: Loss diagram

Project : SINDICATO DOS DOCENTES DAS UNI

Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters

System type **Building system**

Near Shadings

Detailed electrical calculation (acc. to module layout)

PV Field Orientation

tilt 5° azimuth -42°

PV modules

Model TSM-700NEG21C.20 Pnom 700 Wp

PV Array

Nb. of modules 42 Pnom total **29.40 kWp**

Inverter

Model ASW20K-LT-G2 Pro Pnom 20.00 kW ac

User's needs

Unlimited load (grid)

Loss diagram over the whole year

