



**UNIVERSIDADE DA INTEGRAÇÃO INTERNACIONAL DA LUSOFONIA AFRO-  
BRASILEIRA  
INSTITUTO DE ENGENHARIA E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS**

**WANDERSON ALVES DA SILVA**

**IMPACTOS DO POSICIONAMENTO DO INVERSOR STRING EM UMA PLANTA  
SOLAR DE GERAÇÃO CENTRALIZADA: ESTUDO DE CASO DA USINA  
FOTOVOLTAICA CASTILHO 2**

**REDENÇÃO**

**2023**

**WANDERSON ALVES DA SILVA**

**IMPACTOS DO POSICIONAMENTO DO INVERSOR STRING EM UMA PLANTA  
SOLAR DE GERAÇÃO CENTRALIZADA: ESTUDO DE CASO DA USINA  
FOTOVOLTAICA CASTILHO 2**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Instituto de Engenharia e Desenvolvimento Sustentável da Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-brasileira (UNILAB) como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energias.

Orientadora: Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Janaína Barbosa Almada

**REDENÇÃO**

**2023**

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira  
Sistema de Bibliotecas da UNILAB  
Catalogação de Publicação na Fonte.

---

Silva, Wanderson Alves da.

S578i

Impactos do posicionamento do inversor string em uma planta solar de geração centralizada: estudo de caso da Usina Fotovoltaica Castilho 2 / Wanderson Alves da Silva. - Redenção, 2023.  
73f: il.

Monografia - Curso de Engenharia de Energias, Instituto de Engenharias e Desenvolvimento Sustentável, Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, Redenção, 2023.

Orientador: Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Janaína Barbosa Almada.

1. Sistemas energia fotovoltaica. 2. Energia solar. 3. Inversores elétricos. I. Título

CE/UF/BSP

CDD 333.79

---

**WANDERSON ALVES DA SILVA**

**IMPACTOS DO POSICIONAMENTO DO INVERSOR STRING EM UMA PLANTA  
SOLAR DE GERAÇÃO CENTRALIZADA: ESTUDO DE CASO DA USINA  
FOTOVOLTAICA CASTILHO 2**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Instituto de Engenharia e Desenvolvimento Sustentável da Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-brasileira (UNILAB) como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energias.

Aprovado em \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_.

---

**Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Janaína Barbosa Almada (Orientadora)**  
Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira – UNILAB

---

**Prof.<sup>a</sup> M.<sup>a</sup> Wyara Maria Carlos Souza Pontes**  
Universidade Federal do Ceará - UFC

---

**Eng. José Maria Girão Lima Neto**  
AMP Serviços e Soluções Elétricas LTDA

**REDENÇÃO**

**2023**

## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de agradecer primeiramente à Deus, por me ter dado forças ao longo de toda minha trajetória acadêmica.

Em segundo, gostaria de agradecer e dedicar esse momento à minha família, vocês foram meu alicerce e maior incentivo até aqui.

Agradeço também à minha orientadora e professora Janaína Barbosa Almada, por toda sua dedicação, orientação, disponibilidade, e principalmente, por toda a paciência que teve durante o processo de elaboração do trabalho.

Não posso deixar de mencionar os amigos que fiz durante o curso e que me ajudaram a continuar nas diversas vezes que cogitei desistir. Um agradecimento em especial para o Italo, Jandson, Lourembergue, Wagner, Deyvid, Bruno e Venícios.

Meus sinceros agradecimentos à AMP Serviços e Soluções Elétricas, por contribuir com material e conhecimento necessário para elaborar meu trabalho. Agradeço em especial ao Ednilson, Neto, Samuel, Andreza, Lorena e Jeferson, por todo apoio e ajuda prestada. Vocês foram essenciais.

Também gostaria de expressar minha gratidão à Lorryne. Obrigado por toda a cobrança e apoio na reta final do trabalho, sem dúvida alguma, você contribuiu demais para essa minha conquista.

A todos os mencionados e aqueles que, porventura, não foram citados, meu mais sincero agradecimento. Este trabalho é resultado do esforço coletivo de diversas pessoas que, de alguma forma, contribuíram para o seu desenvolvimento e conclusão.

## RESUMO

O inversor *string* trata-se de um dos equipamentos mais relevantes em uma usina solar fotovoltaica de geração centralizada, a sua posição traz implicações diretas em pontos sensíveis do projeto, como custos de materiais e desempenho da planta. Dessa forma, o presente estudo trata sobre os impactos do posicionamento do inversor *string* na UFV Castilho 2, com o objetivo de comparar o *layout* implantado com um novo *layout* proposto e avaliar o melhor cenário. Para tanto, foi necessário elaborar o novo *layout* reposicionando o inversor, realizar o quantitativo de materiais e levantar os custos para ambos os cenários, e por último, simular os dois *layout's* no software *PVsys*. Dessa forma, foi realizada uma pesquisa descritiva e quantitativa a fim de se avaliar o melhor cenário. Diante disso, verificou-se que o cenário proposto apresentou uma economia de cerca de R\$ 315.000,00 e índices de desempenho melhores que o implantado, onde o Performance Ratio (PR), teve um aumento de 0,84%.

**Palavras-chave:** Usina solar fotovoltaica. Geração centralizada. Inversor *string*. *PVsys*.

## ABSTRACT

The string inverter is one of the most relevant equipment in a centralized solar photovoltaic power plant, and its positioning has direct implications on sensitive aspects of the project, such as material costs and plant performance. Thus, this study addresses the impacts of the string inverter positioning in the Castilho 2 solar power plant, aiming to compare the implemented layout with a proposed new layout and evaluate the best scenario. To achieve this, it was necessary to develop the new layout by repositioning the inverter, quantify the materials, and assess the costs for both scenarios. Finally, both layouts were simulated using the PVsyst software. A descriptive and quantitative research was conducted to evaluate the best scenario. As a result, it was found that the proposed scenario achieved a cost savings of approximately R\$ 315,000.00 and exhibited better performance indices compared to the implemented scenario, with a 0.84% increase in Performance Ratio (PR).

**Keywords:** Photovoltaic power plant. Centralized generation. String inverter. PVsyst.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Organização dos agentes institucionais .....	18
Figura 2 - Ecossistema de Geração Centralizada .....	20
Figura 3 - Influência da temperatura no módulo fotovoltaico.....	23
Figura 4 - Influência da radiação no módulo fotovoltaico .....	23
Figura 5 - Impacto do uso de diodo de <i>by-pass</i> na curva IxV.....	24
Figura 6 - Etapas do trabalho.....	27
Figura 7 - Tela inicial do <i>PVsyst</i> .....	31
Figura 8 - Tela geral do projeto no <i>PVsyst</i> .....	31
Figura 9 - Definição do local no <i>PVsyst</i> .....	32
Figura 10 - Importação dos dados climáticos no <i>PVsyst</i> .....	32
Figura 11 - Ficheiro meteorológico no <i>PVsyst</i> .....	33
Figura 12 - Seção <i>Orientation</i> no <i>PVsyst</i> .....	33
Figura 13 - Definição da orientação dos <i>trackers</i> no <i>PVsyst</i> .....	34
Figura 14 - Seção <i>System</i> no <i>PVsyst</i> .....	34
Figura 15 - Configuração do <i>System</i> no <i>PVsyst</i> .....	35
Figura 16 - Seção <i>Detailed Loss</i> no <i>PVsyst</i> .....	35
Figura 17 - Seção <i>Near Shadings</i> no <i>PVsyst</i> .....	37
Figura 18 - Cena 3D do <i>layout 1</i> no <i>PVsyst</i> .....	37
Figura 19 - Cena 3D do <i>layout 2</i> no <i>PVsyst</i> .....	38
Figura 20 - Tracker STI-H250.....	41
Figura 21 - Cenário 1 .....	44
Figura 22 - Inversores com 18 <i>strings</i> no cenário 1 .....	44
Figura 23 - Inversores com 17 <i>strings</i> no cenário 1 .....	45
Figura 24 - Cenário 2 .....	45
Figura 25 - Inversores com 18 <i>strings</i> no cenário 2 .....	46
Figura 26 - Inversor com 17 <i>strings</i> no <i>layout 2</i> .....	46
Figura 27 - Custos de implantação do cenário 1 .....	47
Figura 28 - Custos de implantação do cenário 2 .....	48

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dimensões das valas de cabos .....	28
Tabela 2 - Folgas consideradas para cálculo de cabo BT/CA.....	29
Tabela 3 - Folgas consideradas para cálculo de cabo solar.....	29
Tabela 4 - Folgas consideradas para cálculo de eletroduto 1.1/4” .....	29
Tabela 5 - Considerações para cálculo de abraçadeiras.....	30
Tabela 6 - Considerações para cálculo de placas de PVC e fitas sinalizadoras .....	30
Tabela 7 - Perdas adotadas para <i>layout</i> 1 .....	36
Tabela 8 - Perdas adotadas para <i>layout</i> 2 .....	36
Tabela 9 - Especificações técnicas do módulo fotovoltaico em STC.....	41
Tabela 10 - Especificações técnicas do inversor SUN2000-215KTL-H0 .....	42
Tabela 11 - Descrições dos cabos.....	43
Tabela 12 - Comparativo do custo do Wp dos cenários .....	48
Tabela 13 - Indicadores de desempenho .....	48

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Distância dos trechos DC e AC.....	36
---	----

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABRACELL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ABSOLAR	Associação Brasileiras de Energia Solar Fotovoltaica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fator de Capacidade
FV	Fotovoltaico
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
kW	Quilowatt
LID	<i>Light Induced Degradation</i>
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MPPT	<i>Maximum Point Power tracking</i>
MT	Média Tensão
MVA	Megavolt-ampère
MW	Megawatt
MW <sub>p</sub>	Megawatt pico
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PR	<i>Performance Ratio</i>
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
SEINFRA	Secretaria de Infraestrutura do Ceará
SIN	Sistema Interligado Nacional

TRAFO

Transformador

UFV

Usina Fotovoltaica

Wp

Watt pico

## SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO .....	14
1.2 JUSTIFICATIVA.....	15
1.3 OBJETIVOS.....	16
1.3.1 Objetivo Geral.....	16
1.3.2 Objetivos Específicos .....	16
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	17
2.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	17
2.1.1 Estrutura.....	18
2.1.2 Ambientes de compra e venda de energia .....	19
2.2 GERAÇÃO CENTRALIZADA (GC) .....	20
2.3 PERDAS EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	22
2.3.1 Perdas por sujidade.....	22
2.3.2 Perdas por temperatura.....	22
2.3.3 Sombreamento .....	23
2.3.4 Perdas no inversor .....	24
2.3.5 Descasamento de módulos ( <i>mismatch</i> ) .....	25
2.3.6 Perdas ôhmicas.....	25
2.3.7 Degradação dos módulos.....	25
3 METODOLOGIA .....	27
3.1 ELABORAÇÃO DO <i>LAYOUT</i> ALTERNATIVO .....	27
3.2 QUANTITATIVO DE MATERIAIS E LEVANTAMENTO DE CUSTOS.....	28
3.3 SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL .....	31
3.4 ÍNDICES DE DESEMPENHO .....	38
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	40
4.1 CARACTERIZAÇÃO DO CENÁRIO IMPLANTADO.....	40

4.1.1 Módulo fotovoltaico.....	41
4.1.2 <i>Tracker</i> .....	41
4.1.3 Inversor.....	42
4.1.4 <i>Skid's</i> .....	42
4.1.5 Cabos .....	43
4.2 CENÁRIOS ANALISADOS.....	43
4.2.1 Cenário 1 - <i>Layout</i> implantado .....	43
4.2.2 Cenário 2 – <i>Layout</i> proposto.....	45
4.3 QUANTITATIVO DE MATERIAIS.....	47
4.4 ÍNDICES DE PERFORMANCE .....	48
5 CONCLUSÕES .....	49
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	51
ANEXO A – DATASHEET DO MÓDULO LR5-74HBD-540M.....	54
ANEXO B – DATASHEET DO INVERSOR SUN2000-215KTL-H0 .....	55
APÊNDICE A – RELATÓRIO PVSYST CENÁRIO 1.....	56
APÊNDICE B – RELATÓRIO PVSYST CENÁRIO 2 .....	65

## 1 INTRODUÇÃO

A demanda por energia tem crescido de forma constante nos últimos anos, fatores como o crescimento populacional e o desenvolvimento da indústria aparecem como as principais causas. Segundo a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) (2023), o Brasil fechou o primeiro trimestre de 2023 com a maior demanda por energia já registrada, superando em 1,3% o mesmo período do ano anterior. A crescente no consumo total de energia elétrica devido a retomada da economia, estimula cada vez mais a participação das fontes renováveis na matriz brasileira.

A energia elétrica a partir de fonte hídrica ainda lidera com o maior percentual a composição da matriz elétrica, com cerca de 51,2%, mas a solar fotovoltaica, antes incipiente, vêm ganhando destaque frente as outras fontes de energia (ABSOLAR, 2023). De acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), em maio de 2023, a energia solar fotovoltaica atingiu 30.615 MW de potência instalada, isso corresponde a 14,3% de participação na matriz, tornando a segunda maior fonte e ultrapassando a potência instalada de usinas de energia eólica, que por muito tempo ocupou essa posição.

O crescimento da energia solar no Brasil é reflexo do aquecimento do mercado nos últimos anos. Neste âmbito, tem havido muita discussão sobre a Geração Distribuída (GD), que consiste no conceito de uma geração de energia elétrica junta ou próxima ao consumidor. Hoje, ainda segundo ABSOLAR (2023), a GD corresponde a uma parcela de 69% da potência total instalada referente a energia solar FV.

Adentrando no mercado solar fotovoltaico, há também a modalidade de Geração Centralizada (GC), que complementa a parcela restante da potência instalada de energia solar FV, corresponde a 31%. Diferente das usinas de GD, as usinas de GC caracterizam-se pela economia quanto à produção em grande escala, pela capacidade de geração elevada, e principalmente, por serem centralizadas geograficamente, estando as vezes a longas distâncias dos consumidores finais (HERNANDEZ, EASTER, *et al.*, 2013).

Em uma usina solar de grande porte, diversos equipamentos funcionam de forma integrada para se obter o objetivo final, gerar energia elétrica. Entre esses equipamentos, é possível citar: módulos fotovoltaicos, *trackers*, inversores, transformadores, estações de monitoramento e controle, etc.

Dos equipamentos citados, os inversores, estes podendo serem centrais ou *strings*, desempenham importante papel. O inversor é o equipamento responsável por transformar a energia proveniente dos módulos fotovoltaicos, em corrente contínua (CC), para corrente alternada (CA), que é o padrão utilizado pelas residências e indústrias. Além disso, estes equipamentos atuam no monitoramento de geração da usina, logo, são essenciais para se avaliar o desempenho das plantas.

Dentre os vários fatores de perdas existentes em um sistema solar FV, é possível dizer que a localização do inversor na planta influencia diretamente às perdas ôhmicas CC e CA, pois a resistência elétrica dos cabos é diretamente proporcional à sua resistividade e comprimento'. Além disso, um mau posicionamento também pode implicar em fatores como sombreamento e dificuldade para as equipes de Operação e Manutenção (O&M).

A metodologia aplicada neste trabalho compreendeu uma pesquisa descritiva, de abordagem quantitativa, a partir de estudo de caso da usina solar fotovoltaica Castilho 2, esta possui 6,58MWp de potência pico e fica localizada no município de Castilho – SP. Neste trabalho, foi realizado uma análise comparativa entre o *layout* da usina Castilho 2 já implantada, onde se adotou posicionamento do inversor em meio aos *trackers*, e uma proposta de *layout* com uma nova posição para o equipamento. Dessa forma, busca-se observar por meio de simulações computacionais e de novas cotações de materiais, os reflexos no desempenho e custo de implantação dessa planta.

## 1.2 JUSTIFICATIVA

Em empreendimentos de grande escala como usinas solares centralizadas, o posicionamento do inversor *string* desempenha grande papel para se obter um bom desempenho e otimizar a geração de energia. Além disso, tendo em vista que a posição do inversor *string* influencia no quantitativo dos materiais para implantação da usina, torna-se sensível para o investidor do negócio não apenas pela performance, mas também pelos custos derivados de tal decisão. Dessa forma, este trabalho justifica-se pela relevância que os pontos mencionados possuem frente a viabilidade de uma usina de grande porte.

## 1.3 OBJETIVOS

### 1.3.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho consiste em realizar uma análise comparativa entre um *layout* de usina já implantado e um *layout* proposto, buscando avaliar os impactos que o posicionamento do inversor *string* pode implicar e determinar o melhor cenário.

### 1.3.2 Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo geral, o trabalho possui os seguintes objetivos específicos:

- Elaborar o novo *layout* da usina em estudo considerando reposicionamento do inversor *string*;
- Quantificar, orçar e levantar os custos de implantação para os dois cenários em análise;
- Avaliar a performance de ambos os cenários por meio de simulações computacionais realizadas no software *PVsystem*.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O setor elétrico brasileiro passou por diversas reformas ao longo das últimas décadas. Segundo Machado (2021), essas mudanças, no que dizem respeito à geração de energia, muito se deram devido a crescente participação de recursos renováveis como a energia eólica e solar. Além disso, a busca por redução de custos e de impactos ao meio ambiente, incentivaram para que se houvesse cada vez mais uma matriz energética renovável e limpa.

Por muitos anos, empresas estatais dominaram o setor elétrico brasileiro, assumindo o controle da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Durante o período de vigência desse modelo centralizado, que se iniciou por volta de 1964, o setor apresentou elevadas taxas de expansão de oferta. Porém, na década de 80, fatores como a crise financeira da União e estados, gestão ruim das empresas de energia e inadequação do regime regulatório, estimularam a busca por alternativas (PIRES, 1999).

Entre os anos de 1996 e 1998, houve de fato a inauguração do novo modelo institucional. Através das leis 9.427/96 e 9.648/98, instituiu-se a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), definindo assim regras de entrada, tarifas e estrutura de mercado (PIRES, 1999). Nessa reformulação, houve também a criação de órgãos como o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e o Mercado Atacadista de Energia (MAE), estes sendo regulados pela ANEEL (LORENZO, 2001).

Durante esse período de reformulação do setor de energia elétrica, o Brasil teve seu foco de geração em sua fonte abundante até então: a fonte hídrica. Porém, no ano de 2000, o processo teve de ser pausado devido à baixa dos níveis dos reservatórios utilizados pelas hidrelétricas, conseqüentemente, afetando o fornecimento de energia elétrica. Esse período ficou conhecido como apagão de 2001, designando a crise energética enfrentada pelo país nos anos de 2001 e 2002 (HECK e LIMA, 2022).

Ainda segundo Heck e Lima (2022), após superar a crise energética, o Brasil caminhou para dar seqüência ao processo de reestruturação do setor elétrico que foi iniciado em 1996. Como consequência, em 2004 houve a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e da Câmara de

Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Além disso, a partir da criação da CCEE, deu-se origem ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

### 2.1.1 Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro

O setor elétrico brasileiro é composto por agentes de geração, transmissão, distribuição, comercialização e agentes institucionais. Estes agentes atuam de forma independente, produzindo, transportando, distribuindo ou comercializando energia elétrica (ABRADEE, [20--]).

Os agentes de geração correspondem às concessionárias de serviço público de geração; produtores independentes que visam comercializar energia; e os autoprodutores, estes geram para consumo próprio, podendo comercializar o excedente com permissão da ANEEL.

Os agentes de transmissão não comercializam energia e possuem a concessão de transportar energia elétrica.

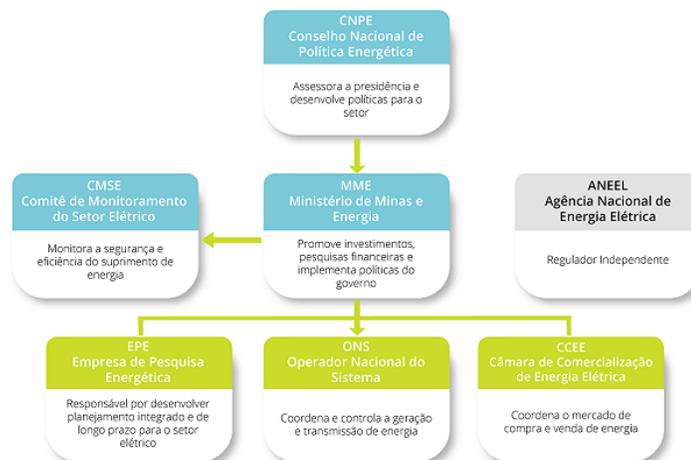
Os agentes distribuidores de energia elétrica são concessionárias ou permissionárias, estes comercializam energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

Os agentes comercializadores trabalham com os consumidores livres presentes no Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

Os agentes institucionais seguem o organograma e níveis hierárquicos apresentados

Figura 1:

Figura 1 - Organização dos agentes institucionais.



Fonte: Grupo Energisa ([20--]).

## 2.1.2 Ambientes de compra e venda de energia

A comercialização de energia é realizada dentro de dois ambientes de características distintas e que se aplicam a perfis de compradores diferentes: o ACR e o ACL.

### *2.1.2.1 Ambiente de Contratação Regulado*

O ACR consiste no ambiente que abriga os consumidores que consomem energia de concessionárias locais, estes recebem o nome de consumidores cativos. Esse ambiente não garante para o consumidor final a possibilidade de negociar a sua própria energia, que por sua vez, possui tarifas determinadas pela ANEEL.

Nesta modalidade, as concessionárias de energia atuam de forma ativa na compra de energia em leilões realizados pela CCEE, para então repassar para o consumidor final. Nesse contexto, os vendedores são agentes comercializadores e os compradores, os agentes distribuidores. Segundo Comerc Energia (2022), atualmente há 9 categorias de leilões de energia, classificados em:

- Leilão de Energia Nova: atua na compra de energia com o objetivo de expandir o sistema;
- Leilão de Energia Existente: categoria onde ocorre a renovação de contratos próximos do vencimento;
- Leilão de Reserva: possui o objetivo de oferecer maior segurança de abastecimento para o SIN (Sistema Interligado Nacional);
- Leilão de Fontes Alternativas: essa categoria atua com interesse no aumento da participação das fontes renováveis no mercado de energia;
- Leilão de Ajuste: este tipo atua, conforme necessidade, no reequilíbrio do sistema de acordo com o comportamento do mercado;
- Leilão Estruturante: esta modalidade atua no impulsionamento de projetos estratégicos que são de interesse público, garantindo o abastecimento das regiões.

### 2.1.2.2 Ambiente de Contratação Livre

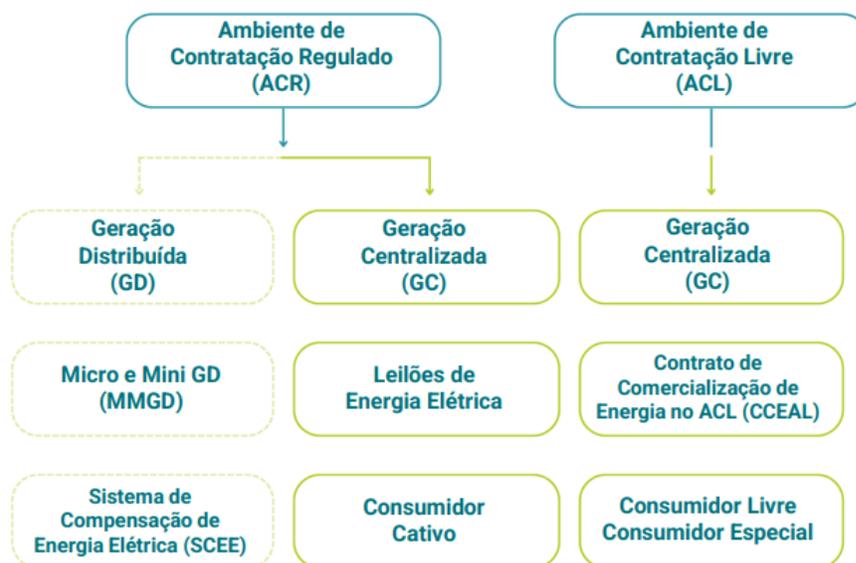
Diferente do ACR, o ACL corresponde a um ambiente flexível. É nessa modalidade que o consumidor tem a possibilidade de escolha, ou até mesmo, de negociação com o comercializador de energia, aumentando a competitividade do mercado. Por sua vez, o Mercado Livre de Energia, como também é conhecido, é supervisionado pela CCEE (SOBREIRA, 2023).

Atualmente, o consumo de energia no ACL corresponde a uma parcela de 39% de toda a energia consumida no Brasil. O Mercado Livre de Energia já conta com aproximadamente 33 mil unidades consumidoras, representando um aumento de 18% nos últimos 12 meses, entre 2022 e 2023 (ABRACEEL, 2023).

## 2.2 GERAÇÃO CENTRALIZADA (GC)

A geração centralizada é caracterizada por se tratar de centros de geração de energia elétrica com elevada economia e capacidade instalada, sendo bem comum estarem localizadas em lugares distantes dos centros populacionais (HERNANDEZ, EASTER, *et al.*, 2013). Segundo a Greener (2023), a energia proveniente dessas usinas pode ser contratada por leilões de energia (regulados pela ANEEL) ou por contratos bilaterais, que podem ser negociados entre as partes. A Figura 2 apresenta, de forma simplificada, o ecossistema GC.

Figura 2 - Ecossistema de Geração Centralizada



Fonte: Greener (2023).

Ainda segundo a Greener (2023), no Brasil, a capacidade instalada de usinas fotovoltaicas de grande porte obteve um crescimento de 58,6% (2.835MW) no ano de 2022, quando comparado ao ano anterior. Esse crescimento se deu pela possibilidade de venda de comercialização no Mercado Livre de Energia, que corresponde a 61% da capacidade instalada até meados de fevereiro de 2023.

Apesar das usinas de GC serem extremamente vantajosas no ponto de vista de geração de energia, é fato que um empreendimento de grande escala como tal, traz consigo grandes impactos para o ambiente ao seu redor. De acordo com Hernandez *et al.* (2013), os impactos ambientais de uma planta como essa, podem variar ao longo da vida útil da usina, que normalmente gira em torno de 25 a 40 anos.

Em uma usina solar fotovoltaica, considera-se como um dos principais equipamentos, o inversor. Este é responsável por converter a energia gerada em corrente contínua pelos módulos fotovoltaicos, em corrente alternada, padrão utilizado pelos consumidores finais. Além disso, o inversor possui o *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), sistema eletrônico que permite rastrear o ponto de operação de máxima potência, de forma que a conversão de energia ocorra no seu ponto de maior eficiência (MELO, 2022).

De acordo com Greener (2023), as topologias de inversores mais aplicadas em usinas de grande porte, trata-se do inversor central e *multi-string* (normalmente chamado de inversor *string*).

O inversor central possui como característica o fato de possuir apenas um MPPT, dessa forma, o equipamento normalmente é conectado à várias *strings* de módulos e possui potência na faixa de megawatt (MW). Esta topologia é reconhecida pela alta eficiência e baixo custo. Porém, como abrange grandes blocos de *strings*, uma desvantagem desse equipamento consiste na indisponibilidade do sistema em possíveis falhas que obriguem desligamento do inversor, prejudicando de forma expressiva a geração da planta.

Já o inversor *string* possui como principal vantagem o fato de possuir vários MPPT's, permitindo a conexão de *strings* e módulos de diferentes características (SCHUINA, 2021). Além disso, diferente do que ocorre com o inversor central, o fator de disponibilidade é considerado uma das vantagens do inversor *string*, pois atua de forma mais distribuída ao longo da usina.

## 2.3 PERDAS EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

Em usinas solares fotovoltaicas, diversos fatores podem fazer com que a energia prevista não seja entregue em sua totalidade à rede elétrica. Esses fatores normalmente estão associados a perdas de energia. De acordo com Tonolo (2019), as principais perdas em sistemas fotovoltaicos são sujidade, temperatura, sombreamento, perdas no inversor, descasamento de módulos (*mismatch*), perdas ôhmicas nos cabos CC e CA, degradação dos módulos e ângulo de incidência solar (no caso de utilização de mesas fixas).

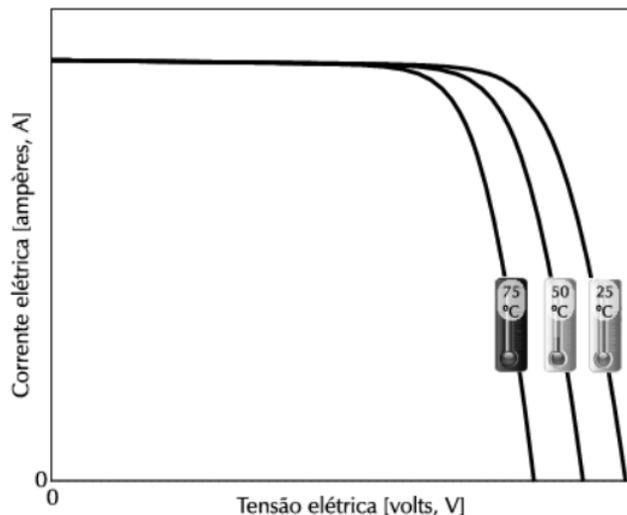
### 2.3.1 Perdas por sujidade

Segundo Rezende e Zilles (2018), o acúmulo de componentes na superfície dos módulos fotovoltaicos gera redução na absorção de irradiância, chegando a se tornar sombreamento sob os semicondutores dos módulos.

### 2.3.2 Perdas por temperatura

A temperatura é um dos fatores que mais influenciam em um sistema solar fotovoltaico. A mesma influencia de forma significativa na tensão fornecida pelo módulo fotovoltaico, se relacionando de forma inversamente proporcional. Logo, para temperaturas baixas têm-se altos valores de tensão e vice-versa. Como consequência, se a temperatura do módulo aumenta a potência entregue pelo equipamento sofre redução, pois a mesma corresponde ao produto da corrente pela tensão (VILLALVA e GAZOLI, 2012).

Figura 3 - Influência da temperatura no módulo fotovoltaico

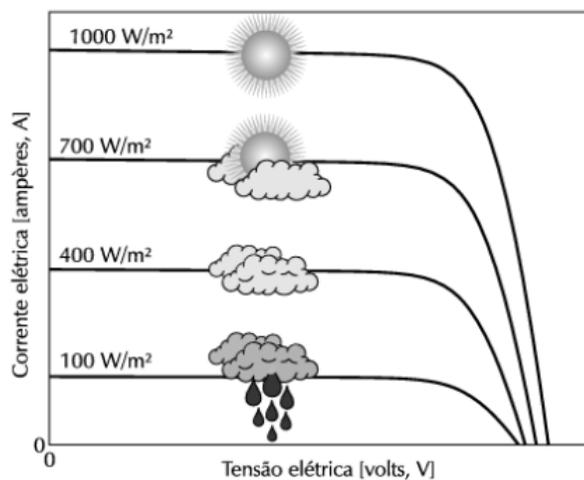


Fonte: Villalva e Gazoli (2012).

### 2.3.3 Sombreamento

Em uma planta solar fotovoltaica, diversos elementos podem causar sombreamento nos módulos fotovoltaicos, como por exemplo, nuvens, prédios, árvores, etc. Essas sombras quando incidem em um módulo, funcionam como obstáculos, obstruindo a chegada de radiação no equipamento e fazendo com que gere menos energia do que poderia. De acordo com Villalva e Gazoli (2012), a corrente do módulo fotovoltaico é diretamente proporcional à radiação que as células recebem, tal comportamento é mostrado na Figura 4.

Figura 4 - Influência da radiação no módulo fotovoltaico

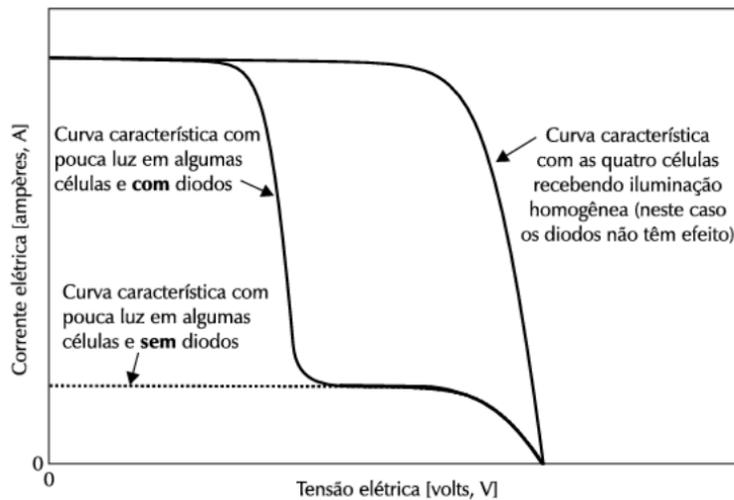


Fonte: Villalva e Gazoli (2012).

Conforme mostrado, a corrente sofre diretamente influência da radiação solar, logo, se a radiação reduz por conta de uma sombra, a corrente sofrerá redução. Como a tensão se mantém quase constante, a potência entregue pelo módulo também será reduzida com a redução da radiação. Além disso, como os módulos são conectados em série, se um dos módulos do arranjo recebe menos luz, todo o arranjo terá sua corrente reduzida e produzirá menos energia (VILLALVA e GAZOLI, 2012).

Para reduzir o efeito do sombreamento causado nos módulos, uma prática adotada pelos fabricantes é o uso de diodos de *by-pass* ligados em paralelo com as células. Com a aplicação desse diodo, o impacto do sombreamento da célula sombreada nas demais é reduzido. Na Figura 5 é apresentado o comportamento da curva IxV do módulo com o uso do diodo de *by-pass*.

Figura 5 - Impacto do uso de diodo de *by-pass* na curva IxV



Fonte: Villalva e Gazoli (2012).

### 2.3.4 Perdas no inversor

A eficiência de conversão dos inversores depende de diversos fatores intrínsecos ao sistema e localização de instalação. Essa eficiência corresponde a razão entre a potência de saída do inversor em CA pela potência de entrada do mesmo, que deve ser em CC. Por sua vez, essa conversão de energia dependerá de fatores como a entrada de potência CC, tensão de operação do sistema, temperatura e ambiente (VERMA e SINGHAL, 2015).

### 2.3.5 Descasamento de módulos (*mismatch*)

As perdas por descasamento de módulos ou como também são chamadas, perdas por *mismatch*, surgem devido descompasso entre módulos conectados em série ou paralelo, devido a fatores internos ou externos ao sistema (ARAÚJO, 2020).

Ainda segundo Araújo (2020), as perdas por *mismatch* são divididas em dois tipos:

- *Mismatch* por fabricação: consiste em incompatibilidades entre módulos do mesmo modelo ou lote devido a própria fabricação;
- *Mismatch* de operação: corresponde a intensificação das perdas por *mismatch* por fabricação devido a forma como foram instalados os módulos fotovoltaicos.

### 2.3.6 Perdas ôhmicas

De acordo com Vinturini (2020), todos os circuitos elétricos estão sujeitos a perdas ôhmicas, isso devido a resistência elétrica equivalente dos cabos. Os valores dessas perdas no lado CC e CA em uma usina de CG são de extrema importância, tendo em vista a magnitude dos empreendimentos. Os limites dessas perdas são definidos ainda na concepção do projeto e devem ser seguidos pela empresa projetista.

As condições de implantação do sistema podem ser ajustadas de forma a manipular esses valores de perdas, já que são dependentes dos tamanhos de trechos de cabos CC e CA. Porém, a escolha de qual circuito será mais longo não é regra, deve ser analisado caso a caso e as possíveis implicações na geração de energia da usina (VINTURINI, 2020).

### 2.3.7 Degradação dos módulos

As perdas por degradação dos módulos fotovoltaicos consistem deteriorações graduais dos componentes que implicam em redução do seu rendimento, causados por condições de operação. Os fabricantes costumam adotar o valor de 80% como limite que o módulo pode alcançar de redução de geração quando comparado com seu estado inicial. Alguns fatores podem implicar em aumento dessas degradações, como temperatura, umidade, irradiação, choque mecânico, etc.

Como consequência, podem ser ocasionados efeitos como corrosão, descoloração, rachaduras, etc (NDIAYE, CHARKI, *et al.*, 2013).

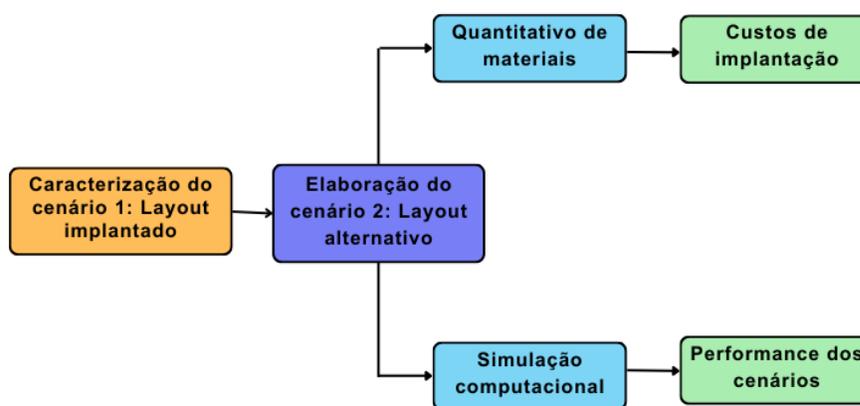
### 3 METODOLOGIA

Este capítulo tem como objetivo apresentar a metodologia adotada para uma análise entre dois cenários de uma usina solar fotovoltaica de geração centralizada, evidenciando impactos que a posição do inversor *string* no *layout* da planta pode ocasionar em cada caso. Tais impactos são observados do ponto de vista de performance da planta e de custo de implantação, ambos de interesse do investidor do negócio.

Dessa forma, por meio de uma análise comparativa entre o *layout* implantado e uma proposta de *layout*, busca-se de maneira descritiva e quantitativa, apresentar os efeitos que a posição do equipamento mencionado pode implicar. O estudo foi realizado por meio de simulações computacionais para estimativa de geração, e de planilhas para estimativas de custos.

Para atingir o objetivo do trabalho, uma série de etapas foram seguidas. Na Figura 6 são apresentadas tais etapas.

Figura 6 - Etapas do trabalho



Fonte: Autor (2023).

#### 3.1 ELABORAÇÃO DO *LAYOUT* ALTERNATIVO

Inicialmente, necessitou-se de uma caracterização do sistema implantado que foi denominado como sendo o cenário 1. Nesta etapa, com auxílio dos projetos disponibilizados pela empresa construtora, foi possível coletar especificações técnicas dos equipamentos e compreender como os mesmos foram instalados *in loco*.

Na segunda etapa, elaborou-se o cenário 2, que consiste em um *layout* alternativo ao que foi implantado. Para esta proposta de *layout* foi adotado como principal premissa manter o mesmo sistema do cenário 1 (equipamentos e seções de cabos elétricos), porém, alterando o posicionamento de um dos principais equipamentos dentro de uma planta solar fotovoltaica, o inversor *string*.

Além disso, com o reposicionamento do equipamento citado, exigiu-se o traçado de novos encaminhamentos de cabos solares, provenientes dos módulos fotovoltaicos, e de cabos de baixa tensão CA, que partem dos inversores em sentido ao centro de transformação. Neste momento, realizou-se a distinção dos tipos de valas, que variam suas dimensões de acordo com as quantidades de circuitos que carregam. Para cálculos posteriores de materiais, considerou-se as dimensões das valas de cabos de acordo com o projeto disponibilizado pela empresa construtora, conforme Tabela 1.

Tabela 1 - Dimensões das valas de cabos

<b>Tipo de vala</b>	<b>Largura (mm)</b>	<b>Profundidade (mm)</b>
BT/CC	300	500
BT/CA – 1 circuito	400	1000
BT/CA – 2 circuitos	400	1000
BT/CA – 3 circuitos	400	1200
BT/CA – 4 circuitos	400	1200
BT/CA – 5 circuitos	700	1200
BT/CA – 6 circuitos	700	1200

Fonte: Empresa construtora (2021).

### 3.2 QUANTITATIVO DE MATERIAIS E LEVANTAMENTO DE CUSTOS

Inicialmente, é importante salientar que para a etapa de quantitativo de materiais, foram considerados apenas os itens que sofrem impactos diretos devido a mudança de posição do inversor. São eles:

- Cabos solares;
- Eletrodutos PEAD de 1.1/4”, utilizados para proteção mecânica dos cabos solares;
- Cabos BT/CA;
- Placas PVC, utilizadas para proteção mecânica dos cabos BT/CA;
- Fitas sinalizadoras, utilizadas na sinalização de cabos energizados;

- Abraçadeiras plásticas de nylon, utilizadas na amarração dos trifólios de cabos BT/CA.

Tendo as valas devidamente traçadas e distribuídas nos *layout's*, quantificou-se cada tipo separadamente. Para isso, foi utilizado um recurso do *Autocad* chamado *AutoLISP*, que consiste em uma rotina feita em linguagem de programação e que possui o objetivo de otimizar tempo em atividades rotineiras (RIBEIRO, 2022). Para o caso em questão aplicou-se a *somapl*, que é uma *lisp* encontrada gratuitamente na internet e atua somando comprimentos lineares de várias polilinhas de forma simultânea.

Em seguida, os comprimentos coletados no procedimento anterior foram inseridos em planilhas do *Microsoft Excel*. Tais planilhas consistem em memórias de cálculos com todas as folgas determinadas e somadas aos comprimentos lineares obtidos através do *layout*, para então, obtenção dos valores finais que mais se aproximem da realidade. Nas Tabelas 2, 3 e 4, são apresentadas as folgas consideradas para os cálculos de cabos e eletrodutos de 1.1/4:

Tabela 2 - Folgas consideradas para cálculo de cabo BT/CA

<b>Descrição</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor</b>
Folga no lado do inversor	m	3,0
Folga no lado do <i>skid</i>	m	6,0
Escolta na caixa de passagem	m	4,0
Reserva	%	5

Fonte: Autor (2023).

Tabela 3 - Folgas consideradas para cálculo de cabo solar

<b>Descrição</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor</b>
Folga na descida do <i>tracker</i>	m	1,5
Folga na subida do inversor	m	2,5
Reserva	%	15

Fonte: Autor (2023).

Tabela 4 - Folgas consideradas para cálculo de eletroduto 1.1/4"

<b>Descrição</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor</b>
Folga na descida do <i>tracker</i>	m	1,4
Folga na subida do inversor	m	0,9
Reserva	%	10

Fonte: Autor (2023).

O cálculo para se obter as quantidades de cabos e eletrodutos é bem similar, onde se diferenciam apenas na consideração de escolta em caixa de passagem de cabo, pois este valor não se aplica a eletrodutos. De forma geral, as quantidades desses itens são obtidas da seguinte forma:

$$Quantidade = \left( C_L + \sum Folgas + E \right) \times R \quad (1)$$

em que  $C_L$  é o comprimento linear de vala, em m,  $E$  é a escolta na caixa de passagem de cabo, em m, e  $R$  é a reserva técnica (%).

As quantidades de abraçadeiras e fitas seguem lógica diferente dos materiais anteriores, pois dependem das seções de valas. Seguem as considerações nas Tabelas 5 e 6:

Tabela 5 - Considerações para cálculo de abraçadeiras

<b>Descrição</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor</b>
Distância entre abraçadeiras	m	1,5
Reserva	%	10

Fonte: Autor (2023).

Tabela 6 - Considerações para cálculo de placas de PVC e fitas sinalizadoras

<b>Descrição</b>	<b>Qtde. de placa</b>	<b>Qtde. de fita</b>
Vala de 1 circuito	1	1
Vala de 2 circuitos	1	2
Vala de 3 circuitos	1	2
Vala de 4 circuitos	1	2
Vala de 5 circuitos	3	3
Vala de 6 circuitos	3	3

Fonte: Autor (2023).

O cálculo para os itens anteriores é realizado da seguinte forma:

$$Quantidade = (C_L \times Q) \times R \quad (2)$$

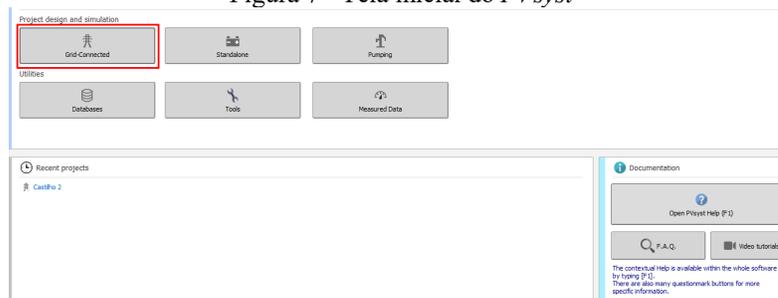
em que  $C_L$  é o comprimento linear de valas, em m,  $Q$  é a quantidade de placa ou fita por seção de vala, e  $R$  é a reserva técnica (%).

Na etapa seguinte, levantou-se os custos de implantação dos dois cenários analisados, para isso foram utilizados os preços de cabos, abraçadeiras plásticas e eletrodutos, conforme orçamento solicitado à distribuidora de material elétrico Carmehil, localizada em Fortaleza - Ceará. Para as placas de PVC e fitas sinalizadoras, por demora no retorno por parte da distribuidora contatada, utilizou-se como referência de preço o valor de compra disponibilizado pela empresa construtora da planta, que se entende não ser muito diferente dos valores atuais. Para custos de mão de obra de escavação de valas e lançamento de cabos, utilizou-se como referência valores disponíveis nas tabelas de custos com desoneração da Secretaria de Infraestrutura do Ceará (SEINFRA), mais precisamente, a tabela de custos de escavação mecânica de valas de até 2m e solo de categoria 1A.

### 3.3 SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

A outra frente do trabalho consistiu na realização das simulações computacionais dos cenários. Para isso, utilizou-se o *software PVsyst* em sua versão 7.3.4, que é considerado muito confiável para estimativas de geração de sistemas solares fotovoltaicos. Esta fase iniciou-se com a escolha de modalidade do sistema simulado, que para o caso em estudo, trata-se de um sistema conectado à rede elétrica, conforme Figura 7.

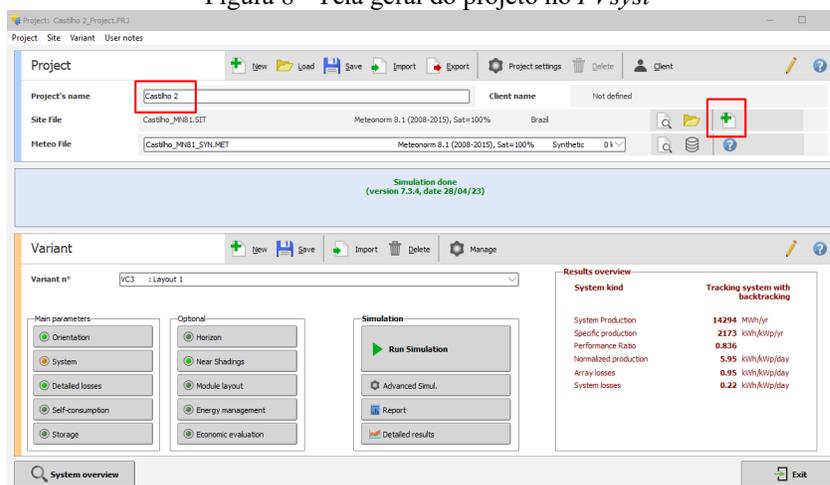
Figura 7 - Tela inicial do *PVsyst*



Fonte: Autor (2023).

Dando seguimento à simulação, é necessário nomear o projeto e escolher o ficheiro meteorológico do sítio, de acordo como é mostrado na Figura 8:

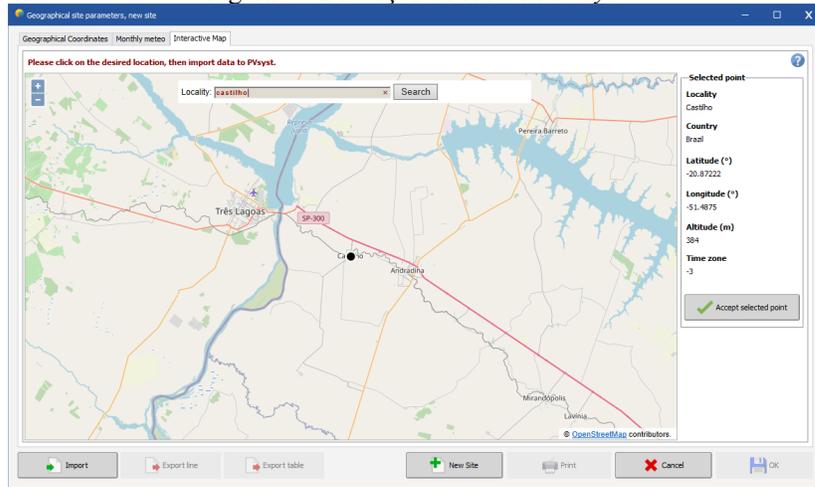
Figura 8 - Tela geral do projeto no *PVsyst*



Fonte: Autor (2023).

Para que o software disponibilize o ficheiro meteorológico mais próximo do local em estudo, é preciso informar as coordenadas geográficas da usina em questão. Conforme Figura 9:

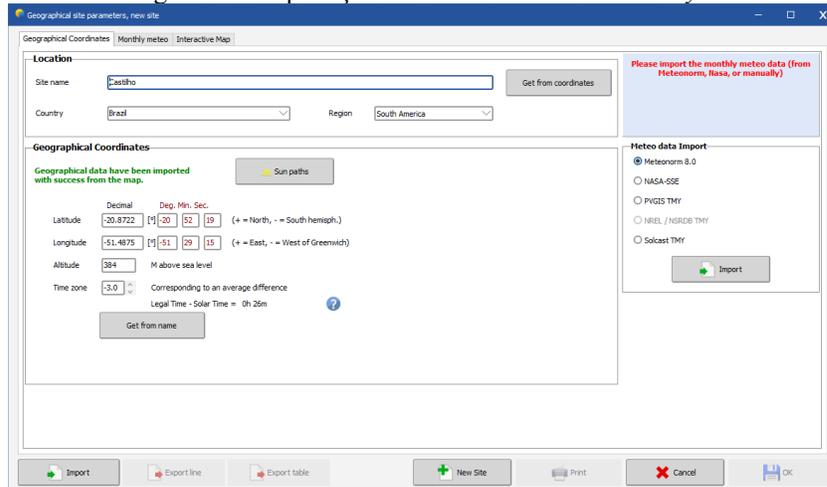
Figura 9 - Definição do local no *PVsys*



Fonte: Autor (2023).

Após validar as coordenadas geográficas, é necessário escolher a base de dados que será utilizada para importação dos dados climáticos. Para a simulação em questão, optou-se por utilizar a Meteonorm 8.0, trata-se de uma base de dados bastante utilizada em simulações solares e que possibilita o cálculo de anos típicos com resoluções horárias ou por minutos para qualquer local (REMUND, MULLER, *et al.*, 2010).

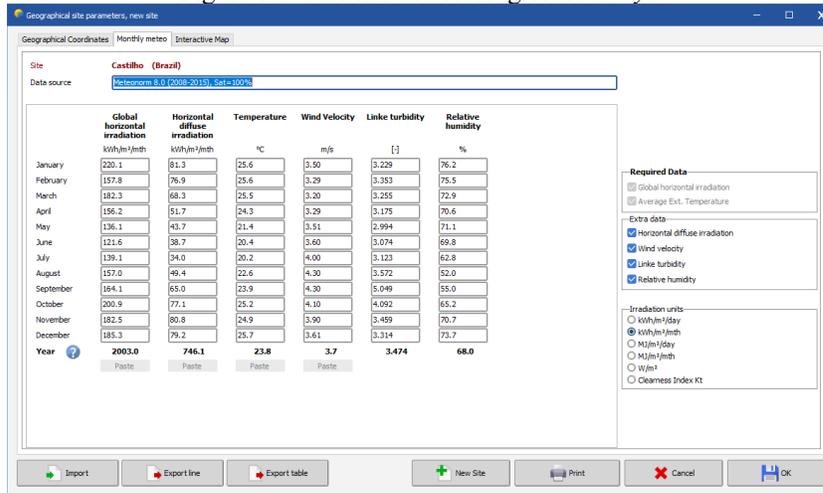
Figura 10 - Importação dos dados climáticos no *PVsys*



Fonte: Autor (2023).

Após a importação dos dados climáticos, os mesmos são apresentados na tela do *PVsys*, que permite a escolha de quais dados deverão ser utilizados na simulação. Para o caso em questão, optou-se por utilizar todos os dados disponíveis.

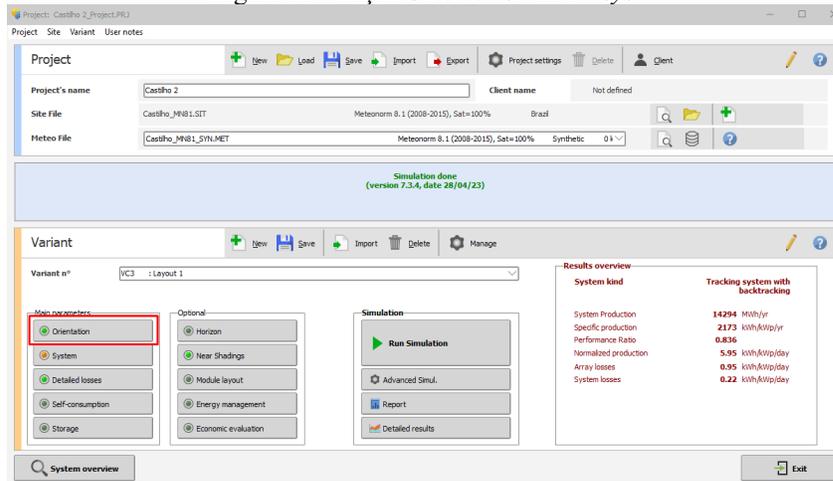
Figura 11 - Ficheiro meteorológico no PVsyst



Fonte: Autor (2023).

Definido o ficheiro meteorológico, o próximo passo é definir a seção *Orientation*. De acordo com a Figura 12:

Figura 12 - Seção *Orientation* no PVsyst

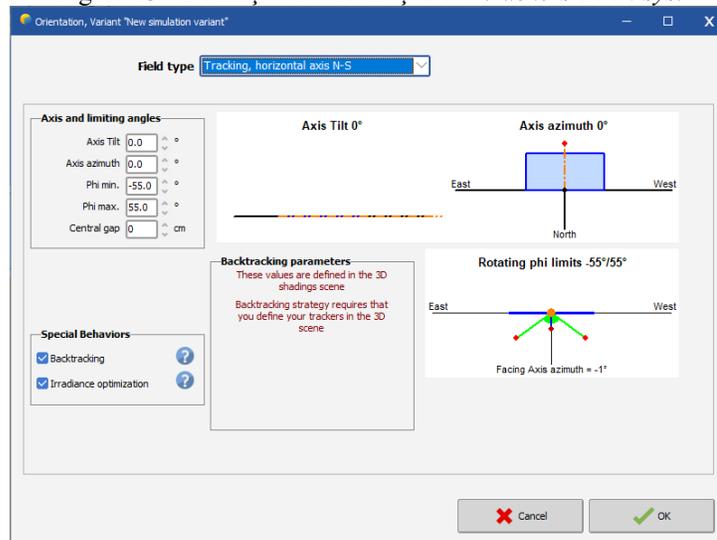


Fonte: Autor (2023).

Esta etapa da simulação é muito importante, pois nela é definido o tipo de orientação dos *trackers* e o ângulo de rotação dos mesmos, conforme datasheet fornecido por fabricante do equipamento. Além disso, é possível habilitar o recurso *backtracking*, que consiste em um algoritmo que ajusta a rotação dos *trackers* de forma a minimizar o sombreamento entre mesas ao longo do dia (NGAN, JEPSON, *et al.*, 2013). Ainda nesta seção, há também disponível o recurso *irradiance optimization*, este ajusta a orientação dos *trackers* com o objetivo de atingir o máximo

aproveitamento da irradiância recebida. Para a simulação em questão, ambos os recursos foram habilitados, conforme Figura 13.

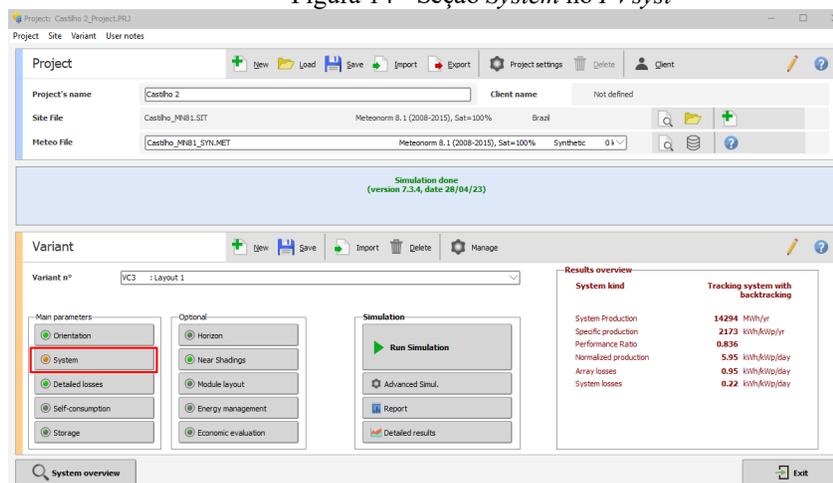
Figura 13 - Definição da orientação dos *trackers* no *PVsyst*



Fonte: Autor (2023).

Finalizado o passo anterior, o passo seguinte é definir as configurações do sistema a ser simulado. Tal configuração é realizada na seção *System*, conforme mostrado na Figura 14:

Figura 14 - Seção *System* no *PVsyst*



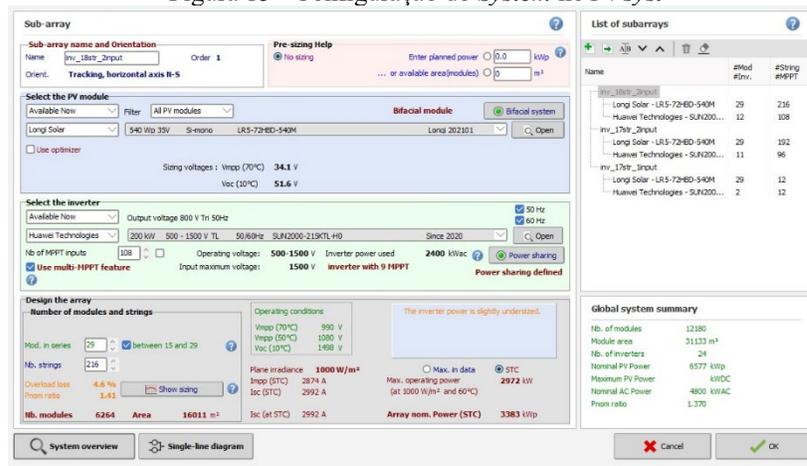
Fonte: Autor (2023).

Na seção *System* define-se todos os parâmetros do sistema, desde modelos dos módulos fotovoltaicos utilizados até configurações de *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) do inversor. Dessa forma, esta etapa da simulação assume importante papel para que consiga, de fato,

aproximar-se do comportamento do sistema real. A configuração seguiu os passos descritos abaixo e mostrados na Figura 15.

1. Escolheu-se o modelo dos módulos fotovoltaicos;
2. Determinou-se o modelo dos inversores *strings*;
3. Criou-se subgrupos para o sistema de acordo com a quantidade de MPPT dos inversores;
4. Os módulos foram distribuídos em *strings* e alocados em cada configuração de MPPT.

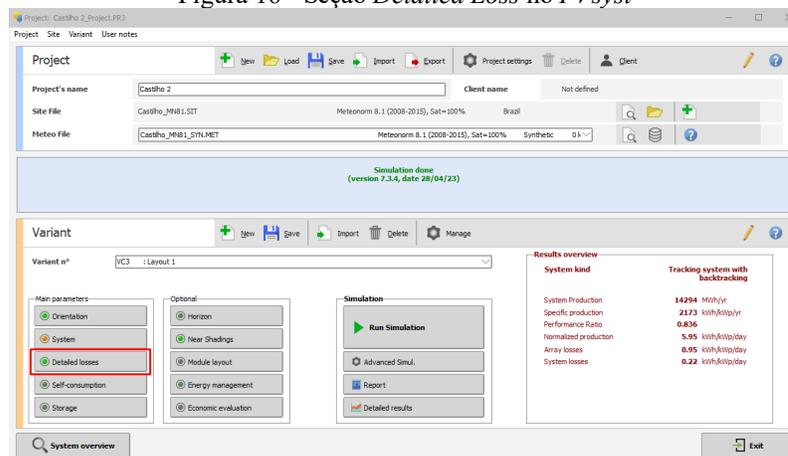
Figura 15 - Configuração do System no PVsyst



Fonte: Autor (2023).

Tendo definido a configuração do sistema, seguiu-se para a seção de *Detailed Losses*, onde são determinados todos os valores de perdas adotadas para a simulação, de acordo com a Figura 16.

Figura 16 - Seção *Detailed Loss* no PVsyst



Fonte: Autor (2023).

Para esta seção é importante salientar que as perdas ôhmicas DC e AC correspondem a percentuais calculados pelo próprio *PV<sub>syst</sub>*, com base na distância informada dos respectivos trechos. Segue abaixo as distâncias obtidas através dos *layouts* e utilizadas nas simulações:

Quadro 1 - Distância dos trechos DC e AC

Trecho	Distância (m)	
	Layout 1	Layout 2
DC – <i>Strings</i> até inversor	40	75
AC - Inversor até Trafo	292	261

Fonte: Autor (2023).

As demais perdas foram adotadas de acordo com o padrão do *software* e são apresentadas nas Tabelas 7 e 8.

Tabela 7 - Perdas adotadas para cenário 1

Descrição	Valor
Perdas ôhmicas DC	0,3%
Perdas ôhmicas AC – saída do inversor até o Trafo MT	1,61%
Perdas ôhmicas AC – núcleo do Trafo MT	0,1%
Perdas ôhmicas AC – bobina do Trafo MT	1%
Fator de perdas térmicas	29 W/m <sup>2</sup> K
Sujidade	3%
LID	2%
Perdas por <i>mismatch</i> entre módulos	2%
Perdas por <i>mismatch</i> entre módulos	0,15
Degradação anual	0,45%

Fonte: Autor (2023).

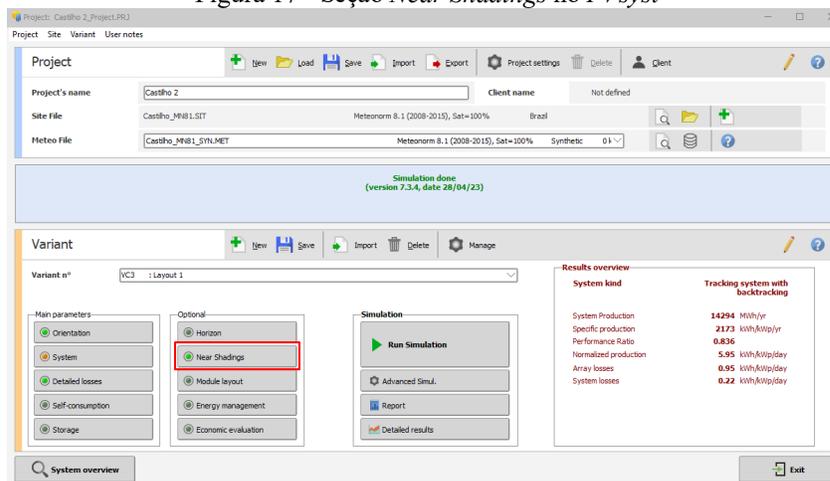
Tabela 8 - Perdas adotadas para o cenário 2

Descrição	Valor
Perdas ôhmicas DC	0,5%
Perdas ôhmicas AC – saída do inversor até Trafo MT	1,44%
Perdas ôhmicas AC – núcleo do Trafo MT	0,1%
Perdas ôhmicas AC – bobina do Trafo MT	1%
Fator de perdas térmicas	29 W/m <sup>2</sup> K
Sujidade	3%
LID	2%
Perdas por <i>mismatch</i> entre módulos	2%
Perdas por <i>mismatch</i> entre <i>strings</i>	0,15%
Degradação anual	0,45%

Fonte: Autor (2023).

Finalizada o detalhamento das perdas, a etapa seguinte da simulação tratou-se do cálculo de sombras próximas na seção *Near Shadings*, conforme Figura 17.

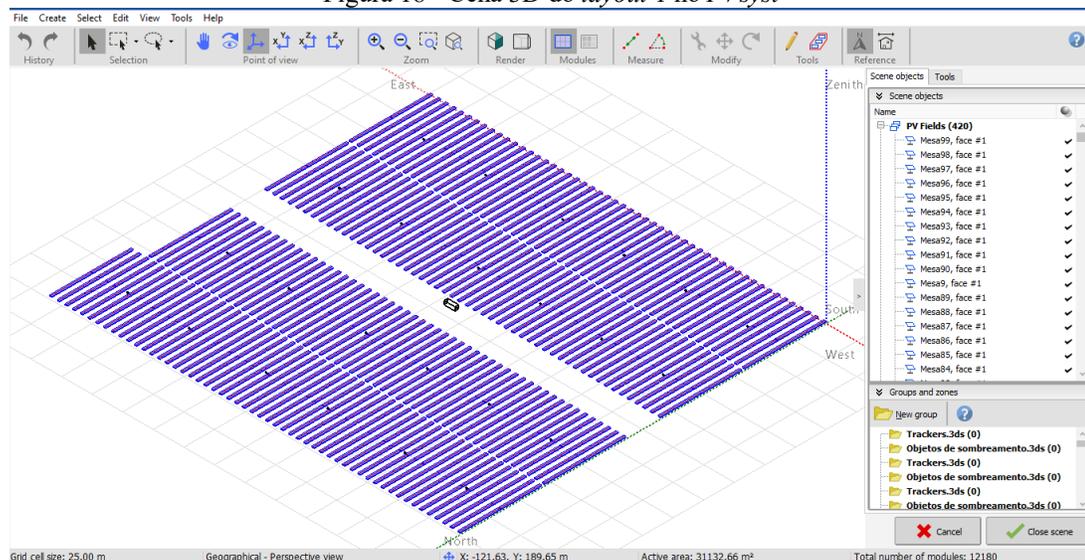
Figura 17 - Seção *Near Shadings* no *PVsystem*



Fonte: Autor (2023).

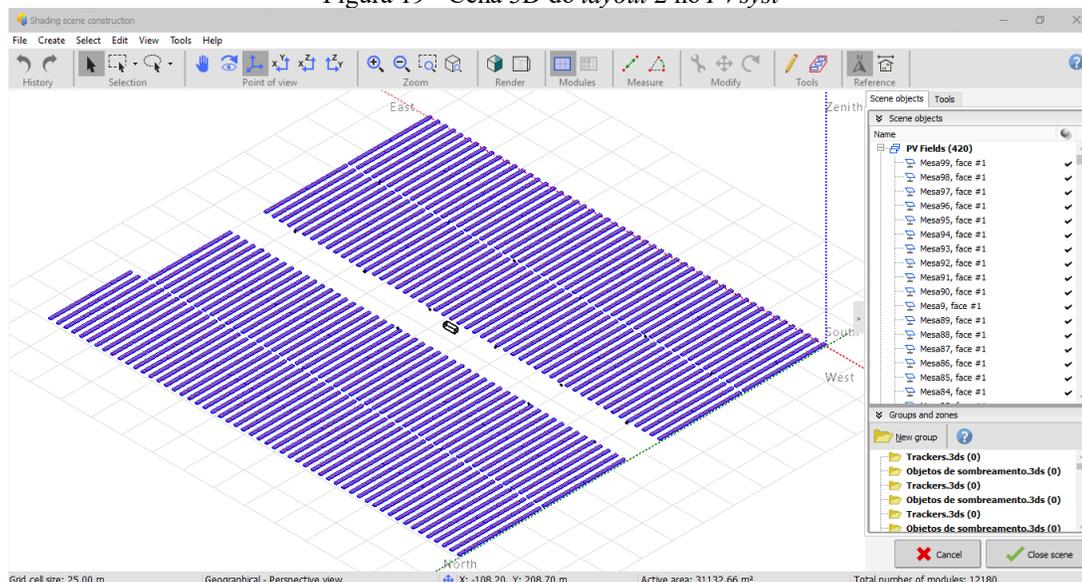
Nesta etapa é realizada uma simulação de sombreamento a partir de uma modelagem 3D da planta. Apesar do *PVsystem* ser considerado um dos programas mais populares quando se trata de simulações computacionais de plantas solares fotovoltaicas, seu ambiente de trabalho 3D ainda é bastante básico. No trabalho em questão, as modelagens dos cenários foram elaboradas no *Sketch Up*, exportadas em formato *.3ds* e importadas para o *PVsystem*. As Figuras 18 e 19 apresentam as cenas dos casos em estudo:

Figura 18 - Cena 3D do *layout 1* no *PVsystem*



Fonte: Autor (2023).

Figura 19 - Cena 3D do layout 2 no PVsyst



Fonte: Autor (2023).

Após importação das cenas, a simulação encontra-se com seus principais parâmetros definidos e apta para iniciar.

### 3.4 ÍNDICES DE DESEMPENHO

Analisar se a usina solar fotovoltaica está performando como esperado é importante para o investidor do empreendimento, que aplicou capital parte de seu capital. Dessa forma, alguns índices de desempenho normalmente são observados a fim de avaliar o desempenho das plantas. Neste trabalho, foram analisados os índices *Performance Ratio* (PR), *yield* (produtividade) e fator de capacidade (FC).

Por não depender de localização da planta, o PR torna-se um dos principais e mais utilizados índices de qualidade de usinas (CANAL SOLAR, 2022). Este indicador é dado em percentual e representa a razão entre a energia entregue real e a geração teórica. Apesar de ser apresentado nos relatórios obtidos pelo *PVsyst*, para fins de conhecimento, o PR é calculado da seguinte forma:

$$PR = \frac{E_g}{I \times t \times A \times R} \quad (3)$$

em que  $E_g$  é a energia gerada, em kWh,  $I$  é a irradiação, em kWh/m<sup>2</sup>/dia,  $t$  corresponde ao tempo de análise, em dias,  $A$  é a área ocupada pelos módulos fotovoltaicos, em m<sup>2</sup>, e  $R$  é o rendimento do módulo (%).

O *yield* é considerado um bom indicador quando se deseja comparar desempenho de plantas solares fotovoltaicas de mesmo local, isso por ser diretamente influenciado pelos níveis de irradiação do local de instalação (KHALID, MITRA, *et al.*, 2016). Tendo em vista isso, considera-se válida a análise do indicador para o trabalho proposto. O mesmo é apresentado pelo *software* de simulação e calculado conforme equação (4):

$$Yield = \frac{E_g}{P_{cc}} \quad (4)$$

em que  $E_g$  é a energia gerada, em kWh,  $P_{cc}$  é a potência pico em CC do sistema, expressa em kW<sub>p</sub>.

O Fator de Capacidade é outro indicador bastante utilizado para análises de desempenho. Ele possui o objetivo de determinar o quanto a usina solar fotovoltaica gera em relação à sua capacidade máxima de geração em condições ideais (ENERGÊS, 2020). O cálculo desse indicador é mostrado a seguir:

$$FC = \frac{E_t}{P \times t} \quad (5)$$

em que  $E_t$  é a energia gerada em determinado período de tempo,  $P$  é a potência instalada, e  $t$  é o período de tempo considerado para cálculo.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Realizou-se neste trabalho o estudo de caso da usina fotovoltaica Castilho 2, que corresponde à uma fração do Complexo Fotovoltaico Castilho. A UFV Castilho 2 possui potência nominal de 4,8 MW<sub>ac</sub>, enquanto o complexo, possui 205 MW<sub>ac</sub>.

De acordo com o Art. 1º da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, classifica-se como minigeração distribuída a:

Central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras (BRASIL, 2022, p. 2).

Ao analisar a UFV Castilho 2 isoladamente, a mesma enquadra-se como geração distribuída, já que possui potência instalada inferior a 5 MW<sub>ac</sub>. Porém, pelo fato de a usina em questão fazer parte de um complexo fotovoltaico que ultrapassa os limites impostos pela lei 14.300, todas as análises desenvolvidas neste trabalho irão considerar a UFV Castilho 2 como geração centralizada.

O objetivo deste trabalho consiste em analisar os impactos do posicionamento do inversor *string* em uma planta fotovoltaica de geração. Dessa forma, por meio da comparação entre o *layout* da usina executada e um novo *layout* proposto, são analisados os impactos que vão desde a influência no desempenho da planta ao fornecimento de materiais e custo de construção da usina.

### 4.1 CARACTERIZAÇÃO DO CENÁRIO IMPLANTADO

O complexo fotovoltaico Castilho, está localizado na cidade de Castilho - SP, nas coordenadas – 7,283438° e -36,270740. Para o presente estudo, optou-se por analisar a usina fotovoltaica Castilho 2, uma das usinas que compõem o empreendimento mencionado. A seguir são apresentadas as principais composições da UFV em estudo.

#### 4.1.1 Módulo fotovoltaico

A UFV Castilho 2 conta com 12.180 módulos fotovoltaicos bifaciais da fabricante Longi e que fazem parte da linha LR5-72HBD-540M, totalizando em aproximadamente 6,58 MWp de potência. Segue Tabela 9 com as principais especificações técnicas do equipamento, retiradas do ANEXO A – *Datasheet* do módulo LR5-74HBD-540M:

Tabela 9 - Especificações técnicas do módulo fotovoltaico em STC

<b>Características</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor</b>
Máxima potência	Wp	540
Tensão de circuito aberto	V	49,5
Corrente de curto-circuito	A	13,85
Tensão de máxima potência	V	41,65
Corrente de máxima potência	A	12,97
Eficiência	%	21,1

Fonte: Longi (2021)

#### 4.1.2 Tracker

A usina possui 105 *trackers* da fabricante *ARRAY TECHNOLOGIES* e de modelo STI-H250, que contempla 2 fileiras de 60 módulos cada. Na Figura 20 é mostrado o modelo do *tracker* mencionado:

Figura 20 - Tracker STI-H250



Fonte: *ARRAY TECHNOLOGIES* (2021)

### 4.1.3 Inversor

A UFV Castilho 2 é composta por 24 inversores da fabricante HUAWEI de modelo SUN2000-215KTL-H0. O equipamento possui potência nominal de 200kWac, totalizando em aproximadamente 4,8MWac de potência nominal para a usina. Na tabela 10, a Tabela 10 apresenta as principais especificações do inversor retiradas do ANEXO B – *Datasheet* do inversor SUN2000-215KTL-H0.

Tabela 10 - Especificações técnicas do inversor SUN2000-215KTL-H0

<b>Características</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor</b>
Máxima tensão de entrada CC	V <sub>cc</sub>	1.500
Faixa de tensão de operação	V <sub>cc</sub>	500 – 1.500
Tensão inicial	V <sub>cc</sub>	550
Tensão nominal de entrada	V <sub>cc</sub>	1.080
Máxima corrente de entrada CC	A	9 * 30
Máxima corrente de curto-circuito CC	A	9 * 50
Nº de MPPT	-	9
Nº de <i>strings</i> por MPPT	-	2
Potência nominal de saída	V <sub>ca</sub>	200
Corrente nominal de saída	A	144,2
Máxima potência CA	kW	215
Máxima corrente de saída	A	155,2

Fonte: Huawei (2021)

### 4.1.4 *Skid's*

Solução bastante aplicada em plantas solares de grande porte, *skid's* cumprem o papel de integrar equipamentos em um único local em usinas fotovoltaicas. No empreendimento em estudo foi utilizado um *skid* da fabricante WEG composto por:

- 2 Quadros Gerais de Baixa Tensão (QGBT), responsável por receber, organizar e proteger os circuitos de BT provenientes dos inversores *strings*;
- 1 transformador elevador de 4,9MVA, para dessa forma, elevar os níveis de tensão BT para MT;
- 1 cubículo de média tensão de 36kV Aegis da fabricante Lucy, que atua abrigando, organizando e protegendo os circuitos MT;
- 1 *SmartACU* modelo 2000D, que atua na comunicação entre os inversores *strings* e o *Power Plant Control* (PPC);
- 1 transformador trifásico 800/380 de 20kVA, para os serviços auxiliares da usina.

#### 4.1.5 Cabos

De acordo com o memorial de cálculo de cabos disponibilizado para consulta pela empresa construtora, os cabos utilizados possuem as descrições apresentadas na Tabela 11:

Tabela 11 - Descrições dos cabos

<b>Tipo</b>	<b>Descrição</b>
Cabo CC de baixa tensão	1x(2#6mm <sup>2</sup> ) Cu
Cabo CA de baixa tensão	3x(1#240mm <sup>2</sup> ) AL XLPE
Cabo CA de média tensão	3x(1#150mm <sup>2</sup> ) AL XLPE

Fonte: Empresa construtora (2021).

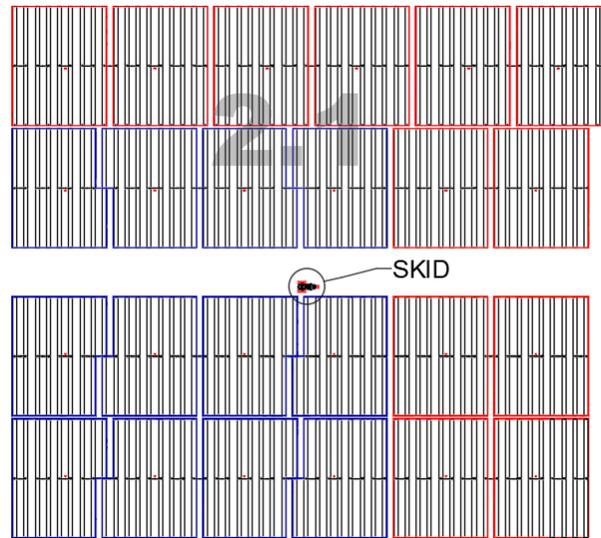
#### 4.2 CENÁRIOS ANALISADOS

Conforme já informado, buscou-se com o presente trabalho realizar uma análise sobre os impactos do posicionamento do inversor *string* em uma usina solar fotovoltaica de grande porte. Dessa forma, foi comparado o *layout* executado em campo com outro *layout* proposto, neste último, modificando a locação dos inversores.

##### 4.2.1 Cenário 1 - *Layout* implantado

O cenário 1 consiste no *layout* executado em campo. A Figura 21 mostra a distribuição dos inversores na planta, onde as delimitações vermelhas correspondem aos inversores que possuem 18 *strings* conectadas e as delimitações azuis aos inversores que possuem 17 *strings* conectadas.

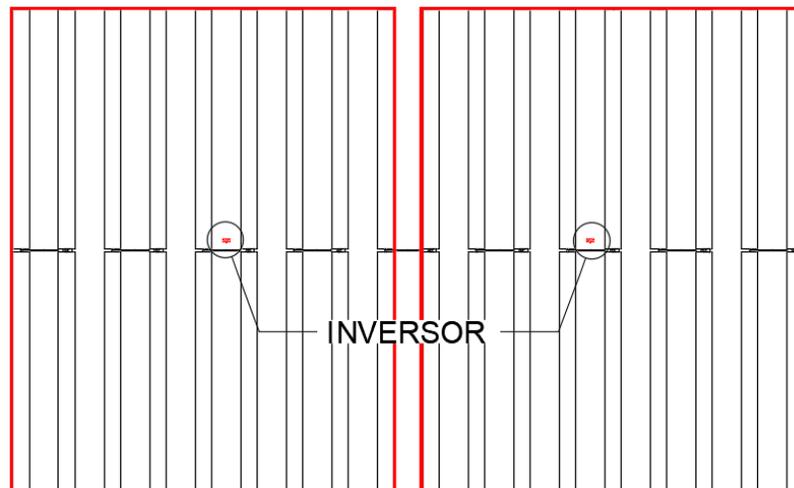
Figura 21 - Cenário 1



Fonte: Empresa construtora (2021).

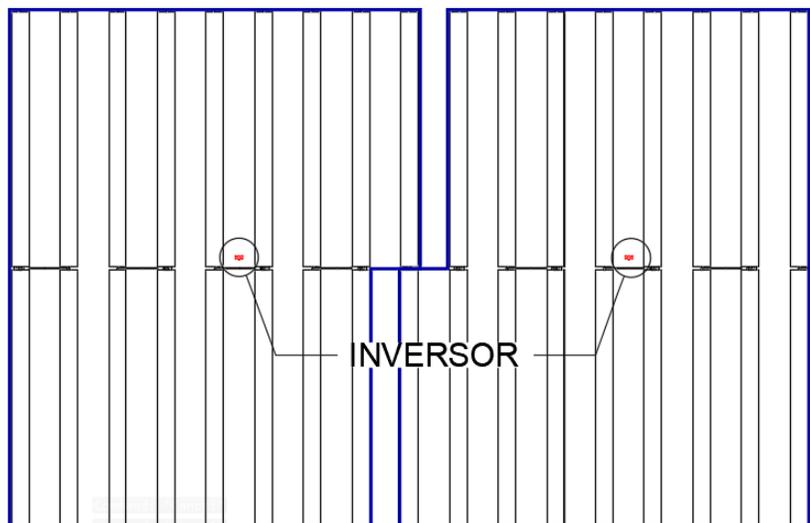
Neste cenário, os inversores são locados em meio a região de *trackers*. Este posicionamento implica em redução de cabo solar, mas em contrapartida, aumenta os trechos de cabo BT/CA, já que os inversores se distanciam do centro de transformação. Nas Figuras 22 e 23 seguem as representações dos inversores com as diferentes configurações:

Figura 22 - Inversores com 18 strings no cenário 1



Fonte: Empresa construtora (2021).

Figura 23 - Inversores com 17 strings no cenário 1

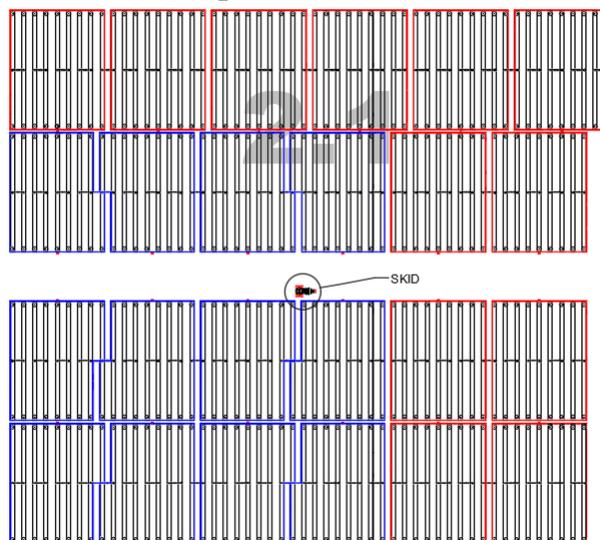


Fonte: Empresa construtora (2021).

#### 4.2.2 Cenário 2 – *Layout* proposto

O cenário 2 proposto faz mudanças na locação dos inversores, os retirando da região de *trackers* e os aproximando do centro de transformação. O equipamento foi posicionado em torno de 50 cm de distância da extremidade do *tracker* para a estaca de suporte do inversor. Na Figura 24 segue o *layout* da planta após a modificação.

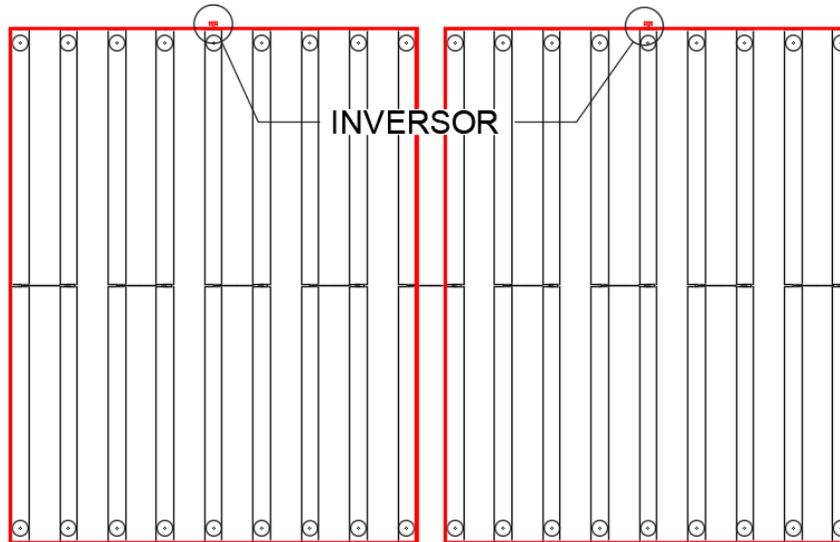
Figura 24 - Cenário 2



Fonte: Autor (2023).

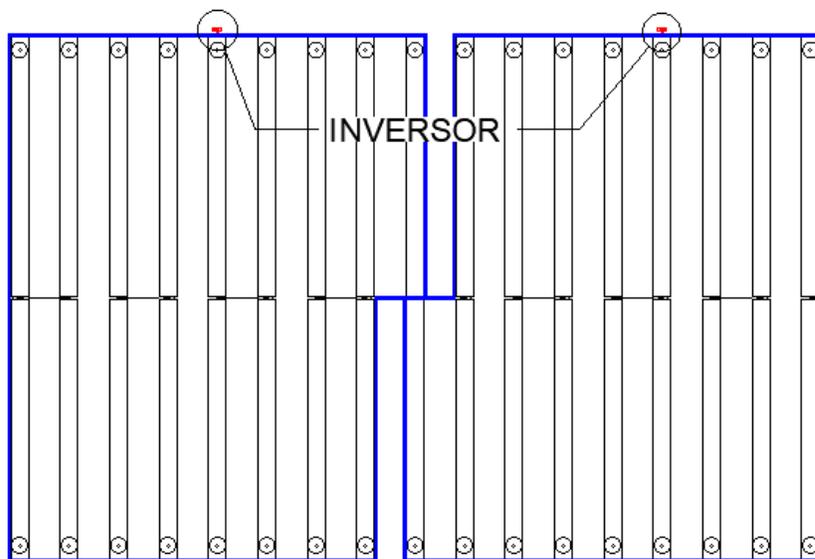
Ao deslocar os inversores, conforme dito anteriormente, tem-se impacto direto no quantitativo de cabos da usina. Ocorre então uma situação inversa ao do cenário 1, onde no cenário 2, há aumento dos trechos de cabos solares e redução nos trechos de cabos BT/CA. Nas Figuras 25 e 26 segue as representações das configurações de inversores utilizados:

Figura 25 - Inversores com 18 *strings* no cenário 2



Fonte: Autor (2023).

Figura 26 - Inversor com 17 *strings* no layout 2



Fonte: Autor (2023).

### 4.3 QUANTITATIVO DE MATERIAIS

Como já foi mencionado ao longo do trabalho, foram analisados apenas os custos impactados pela mudança de posição do inversor string. Entende-se que os demais insumos se mantêm com as mesmas quantidades para os dois cenários analisados, e consequentemente, também os custos.

De acordo com o que foi apresentado, o cenário 1 baseia-se na premissa de posicionar o inversor dentro da região dos *trackers*, o afastando do centro de transformação. É lógico que esse afastamento implique em aumento de cabo BT CA, e também em todos os insumos e atividades relacionadas ao lançamento desse cabo.

Em contrapartida, ao adotar esse posicionamento há uma redução de quase o dobro da quantidade dos cabos solares, já que o inversor agora encontra-se de maneira mais centralizada na configuração e mais próximo das *strings*. O Figura 27 apresenta as quantidades obtidas por meio do cenário 1 e seus respectivos custos.

Figura 27 - Custos de implantação do cenário 1

Descrição	Quantidade	Preço	Subtotal
Cabo 3x(1#240mm <sup>2</sup> ) AL XLPE	13.182 m	R\$ 177,27	R\$ 2.336.773,14
Cabo Vermelho 1x(2#6mm <sup>2</sup> ) Cu	9.694 m	R\$ 8,24	R\$ 79.878,56
Cabo Preto 1x(2#6mm <sup>2</sup> ) Cu	9.706 m	R\$ 8,24	R\$ 79.977,44
Eletroduto 1.1/4"	4.234 m	R\$ 7,42	R\$ 31.416,28
Placa PVC	2.539 m	R\$ 13,41	R\$ 34.047,99
Fita sinalizadora	3.314 m	R\$ 13,61	R\$ 45.103,54
Abraçadeira nylon 300mm	1.500 unid.	R\$ 0,29	R\$ 435,00
Escavação de vala	-	R\$ 7,44/m <sup>3</sup>	R\$ 8.012,88
<b>Total</b>			<b>R\$ 2.615.644,83</b>

Fonte: Autor (2023).

Apesar de o *layout* 1 ter sido aplicado para a UFV Castilho 2, é importante ressaltar as implicações que a locação do inversor em meio aos *trackers* pode trazer. Além de estar aumentando as perdas no lado CA, já que os trechos de cabos são maiores, dependendo da altura que são instalados há o risco desses equipamentos gerarem sombreamento nos módulos fotovoltaicos. Outro ponto bastante importante que deve ser observado é que a locação conforme o cenário 1 pode ocasionar em dificuldade de tráfego para as equipes de O&M da usina.

Dessa forma, é comum que o cenário 2 seja adotado como boa prática em usinas solares fotovoltaicas de grande porte. Um ponto que merece destaque nessa opção de *layout* é o aumento dos trechos e quantidades de cabos solares, e consequentemente, das perdas do lado CC quando

comparados com o cenário anterior. Abaixo segue a Figura 28, onde são apresentadas as quantidades dos insumos referentes a implantação do cenário 2 e seus respectivos custos.

Figura 28 - Custos de implantação do cenário 2

Descrição	Quantidade	Preço	Subtotal
Cabo 3x(1#240mm <sup>2</sup> ) AL XLPE	10.791 m	R\$ 177,27	R\$ 1.912.920,57
Cabo Vermelho 1x(2#6mm <sup>2</sup> ) Cu	17.650 m	R\$ 8,24	R\$ 145.436,00
Cabo Preto 1x(2#6mm <sup>2</sup> ) Cu	17.666 m	R\$ 8,24	R\$ 145.567,84
Eletroduto 1.1/4"	4.410 m	R\$ 7,42	R\$ 32.722,20
Placa PVC	1.646 m	R\$ 13,41	R\$ 22.072,86
Fita sinalizadora	2.611 m	R\$ 13,61	R\$ 35.535,71
Abraçadeira nylon 300mm	1.100 unid.	R\$ 0,29	R\$ 319,00
Escavação de vala	-	R\$ 7,44/m <sup>3</sup>	R\$ 6.264,48
<b>Total</b>			<b>R\$ 2.300.838,66</b>

Fonte: Autor (2023).

Ao relacionar o custo de implantação apresentado com a potência pico da usina, têm-se o valor pago pelo  $W_p$  instalado, dado que é interessante para comparação entre cenários. A Tabela 12 apresenta o preço do  $kW_p$  para cada um dos casos:

Tabela 12 - Comparativo do custo do  $W_p$  dos cenários

Descrição	RS/ $W_p$
Cenário 1	0,3977
Cenário 2	0,3498

Fonte: Autor (2023).

#### 4.4 ÍNDICES DE PERFORMANCE

Os resultados das simulações computacionais encontram-se no APÊNDICE A e APÊNDICE B. Dos indicadores de desempenho apresentados no capítulo anterior, apenas o fator de capacidade não foi obtido diretamente do  $PV_{syst}$ , este foi calculado conforme seção 3.4. A Tabela 13 apresenta os valores obtidos com as simulações:

Tabela 13 - Indicadores de desempenho

Indicador	Cenário 1	Cenário 2
Performance Ratio	83,57%	84,41%
Fator de capacidade	24,81%	25,06%
Yield	2.173 MWh/ $kW_p$	2.195 MWh/ $kW_p$

Fonte: Autor (2023).

Tendo em vista os indicadores apresentados, o cenário 2 mostra-se melhor quando comparado com o cenário 1, pois garante uma performance da planta mais elevada em todos os indicadores.

## 5 CONCLUSÕES

O trabalho mostrou que deve ser dada importância para a etapa de definição da localização dos inversores *strings* em uma planta de energia solar fotovoltaica de grande porte. Tendo em vista que o melhor posicionamento do equipamento contribui para melhoria de performance da planta e otimização nos custos de implantação da usina.

Através da análise comparativa entre dois cenários de posicionamento do inversor, foi possível compreender os principais impactos que essa mudança pôde ocasionar para o desempenho e custo de instalação da usina em estudo.

Dessa forma, foi possível constatar que, para o caso em estudo, aproximar o equipamento do centro de transformação e reduzir os trechos de cabo CA de baixa tensão traz melhorias para a planta e para o investidor, pois se alcança um menor custo por  $W_p$  instalado e também eleva de forma sucinta os indicadores de performance da usina. Além disso, essa proposta também traz melhorias para o setor de O&M da usina, pois melhora o tráfego de equipes entre as fileiras de *trackers*.

Nesse sentido, foi observado que o *layout 2*, no qual os inversores são posicionados fora da região dos *trackers* e mais próximos aos *skid's*, apresentou uma redução de aproximadamente R\$ 0,0479 por  $W_p$  instalado da usina, que representa uma redução de custo de cerca de R\$ 315.000,00 em relação ao outro cenário avaliado. Ao olhar para a performance da planta, observou que o cenário 2 também apresentou aumento nos seus indicadores:

- O PR teve um incremento em cerca de 0,84%, indicando um melhor rendimento da planta;
- O FC teve aumento em 0,25%, logo, o cenário 2 aproximou-se mais de sua capacidade instalada;
- A produtividade do sistema aumentou em 22 MWh/kW<sub>p</sub>.

Assim, conclui-se, que esse estudo contribui para a validação sobre a melhor filosofia de localização dos inversores para a UFV Castilho 2, no qual o cenário proposto e simulado mostrou trazer melhorias para o empreendimento. Sabe-se que cada planta tem requisitos específicos e são necessárias análises, como a desenvolvida neste trabalho, ainda na concepção do projeto básico do empreendimento.

Diante das considerações, sugere-se para trabalhos futuros:

- Se aprofundar na análise deste trabalho, apresentando também indicadores de viabilidade financeira, como por exemplo, o Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR);
- Realizar análise sobre as perdas ôhmicas CC e CA, avaliando qual é mais prejudicial para o projeto de uma usina solar fotovoltaica não só do ponto de vista de quantitativo de materiais, mas também nos valores associados a perda ou ganho de geração.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABRACEEL. Boletim Abracell da Energia Livre. **Abraceel**, 2023. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2023/06/Boletim-Mensal-Junho.pdf>>. Acesso em: 27 Junho 2023.
- ABRADEE. Visão geral do setor. **ABRADEE**, [20--]. Disponível em: <<https://abradee.org.br/visao-geral-do-setor/>>. Acesso em: 27 Junho 2023.
- ABSOLAR. Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo. **ABSOLAR**, 2023. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 25 Junho 2023.
- ARAÚJO, Ericka. O problema do mismatch nas instalações fotovoltaicas. **Canal solar**, 2020. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/mismatch-nas-instalacoes-fotovoltaicas/>>. Acesso em: 28 Junho 2023.
- BRASIL. **Lei Nº 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). Brasília, DF: Presidência da República, 2022. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm)>. Acesso em: 29 de junho de 2023.
- CANAL SOLAR. Performance ratio (PR) de usinas fotovoltaicas. **Canal Solar**, 2022. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/performance-ratio-pr-de-usinas-fotovoltaicas/>>. Acesso em: 23 Junho 2023.
- CCEE. Brasil fecha primeiro trimestre com maior demanda por energia elétrica, aponta CCEE. **CCEE**, 2023. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/brasil-fecha-primeiro-trimestre-com-maior-demanda-por-energia-eletrica-aponta-ccee>>. Acesso em: 24 Junho 2023.
- COMERC ENERGIA. Você sabe o que são leilões de energia elétrica? **Comerc Energia**, 2022. Disponível em: <<https://panorama.comerc.com.br/leiloes-de-energia-geradores>>. Acesso em: 27 Junho 2023.
- ENERGÊS. Entenda tudo sobre o fator de capacidade. **Energês**, 2020. Disponível em: <<https://energes.com.br/fator-de-capacidade/>>. Acesso em: 23 Junho 2023.
- GODOI, Maurício. MME abre mercado livre para alta tensão. **Canal Energia**, 2022. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53225708/mme-abre-mercado-livre-para-alta-tensao>>. Acesso em: 27 Junho 2023.
- GREENER. Estudo Estratégico Grandes Usinas Solares 2023. **Greener**, 2023. Disponível em: <[https://www.greener.com.br/sumario-executivo-estudo-gc-2023/?utm\\_campaign=estudo\\_gc\\_2023\\_conteudo\\_6&utm\\_medium=email&utm\\_source=RD+Station](https://www.greener.com.br/sumario-executivo-estudo-gc-2023/?utm_campaign=estudo_gc_2023_conteudo_6&utm_medium=email&utm_source=RD+Station)>. Acesso em: 28 Junho 2023.

GRUPO ENERGISA. Setor elétrico brasileiro. **Grupo Energisa**, [20--]. Disponível em: <<https://ri.energisa.com.br/a-energisa/setor-eletrico-brasileiro-2/>>. Acesso em: 27 Junho 2023.

HECK, Isadora T.; LIMA, Manoel C. O. **O atual mercado de energia elétrica no Brasil**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica), Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás. Jataí. 2022.

HERNANDEZ, R.R et al. Environmental impacts of utility-scale solar energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Califórnia, n. 29, p. 766-779, August 2013.

KHALID, Ahmad M. et al. Performance ratio - Crucial parameter for grid connected PV plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, New Delhi, v. 65, p. 1139-1158, July 2016.

LORENZO, Helena C. D. **O setor elétrico brasileiro: passado e futuro**. Programa de Pós-Graduação em Sociologia - Faculdade de Ciências e Letras, UNESP. Araraquara, p. 147-170. 2001.

MACHADO, Solange. **Análise do mercado de energia elétrica brasileiro para aplicação da arquitetura blockchain: um estudo para fomentar a digitalização, a descentralização e a descarbonização do setor elétrico**. Dissertação (Mestrado em Energia e Sustentabilidade) - Centro de Ciências e Tecnologias e Saúde, Universidade Federal de Santa Catarina. Araranguá. 2021.

MELO, Raynne S. A. D. **Análise de fluxo de potência: Estudo para implementação de empreendimento de geração centralizada fotovoltaica às instalações de transmissão**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Centro de Tecnologias e Geociências, Universidade Federal de Pernambuco. Recife. 2022.

NDIAYE, Ababacar et al. Degradations of silicon photovoltaic modules: a literature review. **Solar Energy**, Dakar-Fann, n. 96, p. 140-151, July 2013.

NGAN, Lauren et al. Increased Energy Production of First Solar Horizontal Single-Axis Tracking PV Systems without Backtracking. **IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference**, Tampa, June 2013.

PIRES, José C. L. O processo de reformas do setor elétrico brasileiro. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v. 6, n. 12, p. 137-168, Dezembro 1999.

REMUND, J. et al. The use of Meteorological weather generator for climate change studies. **In Proceedings of the 10th EMS Annual Meeting**, Zurich, v. 7, p. EMS2010-417, September 2010.

REZENDE, Vinicius G. S. D.; ZILLES, Roberto. **Análise das perdas de produtividade em geradores fotovoltaicos por efeito de sujidade**. VII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR. Gramado. 2018.

RIBEIRO, Alexandre. Potencialize o seu trabalho utilizando rotinas LISP no ZWCAD. **IBERCAD**, 2022. Disponível em: <[https://www.ibercad.pt/blog-ibercad-software-cad/potencie-o-seu-trabalho-utilizando-rotinas-lisp-no-zwcad#:~:text=O%20LISP%20\(ou%20AutoLISP\)%20%C3%A9,imenso%20tempo%20em%20ta refas%20rotineiras.>](https://www.ibercad.pt/blog-ibercad-software-cad/potencie-o-seu-trabalho-utilizando-rotinas-lisp-no-zwcad#:~:text=O%20LISP%20(ou%20AutoLISP)%20%C3%A9,imenso%20tempo%20em%20ta refas%20rotineiras.>). Acesso em: 06 jun. 2023.

SCHUINA, Lucas L. **Estudo de viabilidade técnica e econômica de implementação de uma usina solar voltada para a locação de equipamentos como modelo de negócio de uma fazenda solar**. Monografia (Bacharel em Engenharia Elétrica) - Instituto Federal do Espírito Santo. Vitória. 2021.

SOBREIRA, Mateus D. G. **Análise tarifária de modalidades de contratação de energia no setor elétrico brasileiro**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Centro de Tecnologia e Geociências, Universidade Federal de Pernambuco. Recife. 2023.

TONOLO, Édwin A. **Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos da UTFPR Campus Curitiba**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba. 2019.

VERMA, Ashish; SINGHAL, Shivya. Solar PV performance parameter and recommendation for optimization of performance in large scale grid connected solar PV plant - case study. **Journal of Energy and Power Sources**, Dehradun, 30 January 2015. 40-53.

VILLALVA, Marcelo G.; GAZOLI, Jonas R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 1ª. ed.

VINTURINI, Mateus. Comparativo de perdas nos cabos CC e CA nas instalações fotovoltaicas. **Canal energia**, 2020. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/comparativo-de-perdas-nos-cabos-cc-e-ca-nas-instalacoes-fv/>>. Acesso em: 28 Junho 2023.

# ANEXO A – DATASHEET DO MÓDULO LR5-74HBD-540M

## LR5-72HBD 520~540M

Design (mm)	Mechanical Parameters	Operating Parameters
	<p>Cell Orientation: 144 (6x24)</p> <p>Junction Box: IP68, three diodes</p> <p>Output Cable: 4mm<sup>2</sup>, 300mm in length, length can be customized</p> <p>Glass: Dual glass 2.0mm coated tempered glass</p> <p>Frame: Anodized aluminum alloy frame</p> <p>Weight: 32.3kg</p> <p>Dimension: 2256x1133x35mm</p> <p>Packaging: 31pcs per pallet 15Spcs per 20'GP 620pcs per 40'HC</p>	<p>Operational Temperature: -40°C ~ +85°C</p> <p>Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W</p> <p>Voc and Isc Tolerance: ±3%</p> <p>Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)</p> <p>Maximum Series Fuse Rating: 30A</p> <p>Nominal Operating Cell Temperature: 45±2°C</p> <p>Safety Protection Class: Class II</p> <p>Fire Rating: UL type 3</p> <p>Bifaciality: 70±5%</p>

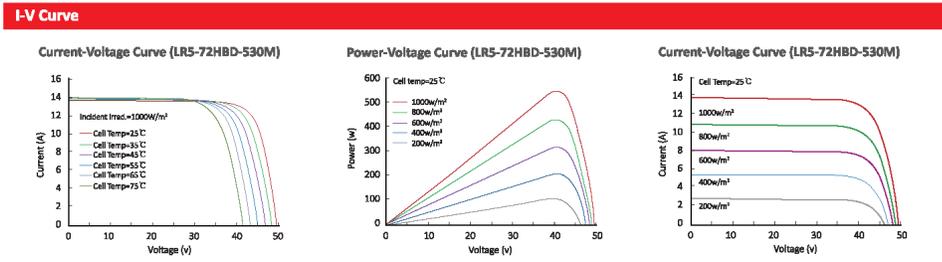
Electrical Characteristics		Test uncertainty for Pmax: ±3%									
Model Number	LR5-72HBD-520M	LR5-72HBD-525M	LR5-72HBD-530M	LR5-72HBD-535M	LR5-72HBD-540M						
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	
Maximum Power (Pmax/W)	520	388.3	525	392.1	530	395.8	535	399.5	540	403.3	
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.90	45.75	49.05	45.89	49.20	46.03	49.35	46.17	49.50	46.31	
Short Circuit Current (Isc/A)	13.57	10.97	13.65	11.03	13.71	11.08	13.78	11.14	13.85	11.19	
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.05	38.27	41.20	38.41	41.35	38.55	41.50	38.69	41.65	38.83	
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.67	10.15	12.75	10.21	12.82	10.27	12.90	10.33	12.97	10.39	
Module Efficiency(%)	20.3		20.5		20.7		20.9		21.1		

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Spectra at AM1.5  
 NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 530W front)

Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
557	49.20	14.40	41.35	13.46	5%
583	49.20	15.08	41.35	14.10	10%
610	49.30	15.77	41.45	14.74	15%
636	49.30	16.46	41.45	15.38	20%
663	49.30	17.14	41.45	16.02	25%

Temperature Ratings (STC)		Mechanical Loading	
Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C	Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Temperature Coefficient of Voc	-0.284%/°C	Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C	Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s



Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China  
 Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGI Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGI have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

20200708-Draft V03

## ANEXO B – DATASHEET DO INVERSOR SUN2000-215KTL-H0

### SUN2000-215KTL-H0 Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.00%
European Efficiency	98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless



# APÊNDICE A – RELATÓRIO PVSYS CENÁRIO 1



Version 7.3.4

## PVsyst - Simulation report

### Grid-Connected System

Project: Castilho 2

Variant: Layout 1

Tracking system with backtracking

System power: 6577 kWp

Castilho - Brazil

| Wanderson Alves



## Project: Castilho 2

### Variant: Layout 1

#### PVsyst V7.3.4

VC3, Simulation date:  
28/04/23 00:39  
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

#### Project summary

<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>	
Castilho		Latitude	-20.87 °S	Albedo	0.20
Brazil		Longitude	-51.49 °W		
		Altitude	384 m		
		Time zone	UTC-3		
<b>Meteo data</b>					
Castilho					
Meteonorm 8.1 (2008-2015), Sat=100% - Synthetic					

#### System summary

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Tracking system with backtracking</b>			
Simulation for year no 1					
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>		<b>Near Shadings</b>	
<b>Orientation</b>		Irradiance optimization		According to strings	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated		Electrical effect 100 %	
Axis azimuth 0 °				Diffuse shading Automatic	
<b>System information</b>					
<b>PV Array</b>					
Nb. of modules		12180 units		<b>Inverters</b>	
Pnom total		6577 kWp		Nb. of units	
				24 units	
				Pnom total	
				4800 kWac	
				Pnom ratio	
				1.370	
<b>User's needs</b>					
Unlimited load (grid)					

#### Results summary

Produced Energy	14294.34 MWh/year	Specific production	2173 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.57 %
-----------------	-------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

#### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
Single-line diagram	10



## Project: Castilho 2

### Variant: Layout 1

#### PVsyst V7.3.4

VC3, Simulation date:  
28/04/23 00:39  
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

#### General parameters

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>	
Orientation		Irradiance optimization	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated	
Axis azimuth	0 °		
<b>Models used</b>		<b>Backtracking array</b>	
Transposition	Perez	Nb. of trackers	420 units
Diffuse	Perez, Meteonorm	Identical arrays	
Circumsolar	separate	<b>Sizes</b>	
		Tracker Spacing	6.30 m
		Collector width	2.25 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	35.8 %
		Phi min / max.	-/+ 55.0 °
		<b>Backtracking strategy</b>	
		Phi limits for BT	-/+ 68.9 °
		Backtracking pitch	6.27 m
		Backtracking width	2.25 m
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>	
Free Horizon		According to strings	
		Electrical effect	100 %
		Diffuse shading	Automatic
<b>Bifacial system</b>		<b>User's needs</b>	
Model	2D Calculation	Unlimited load (grid)	
	unlimited trackers		
<b>Bifacial model geometry</b>		<b>Bifacial model definitions</b>	
Tracker Spacing	6.30 m	Ground albedo	0.30
Tracker width	2.25 m	Bifaciality factor	70 %
GCR	35.8 %	Rear shading factor	5.0 %
Axis height above ground	2.10 m	Rear mismatch loss	10.0 %
		Shed transparent fraction	0.0 %

#### PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	LR5-72HBD-540M	Model	SUN2000-215KTL-H0
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	540 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	12180 units	Number of inverters	24 units
Nominal (STC)	6577 kWp	Total power	4800 kWac
<b>Array #1 - inv_18str_2input</b>		<b>Array #1 - inv_18str_2input</b>	
Number of PV modules	6264 units	Number of inverters	108 * MPPT 11% 12 units
Nominal (STC)	3383 kWp	Total power	2400 kWac
Modules	216 Strings x 29 In series		
<b>At operating cond. (60°C)</b>		<b>At operating cond. (60°C)</b>	
Pmpp	2972 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1034 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I mpp	2874 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.41



Project: Castilho 2

Variant: Layout 1

PVsyst V7.3.4

VC3, Simulation date:  
28/04/23 00:39  
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

**PV Array Characteristics**

<b>Array #2 - inv_17str_2input</b>			
Number of PV modules	5568 units	Number of inverters	96 * MPPT 12% 11.3 units
Nominal (STC)	3007 kWp	Total power	2259 kWac
Modules	192 Strings x 29 In series		
<b>At operating cond. (60°C)</b>		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	2642 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1034 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.33
I mpp	2554 A		
<b>Array #3 - inv_17str_1input</b>			
Number of PV modules	348 units	Number of inverters	12 * MPPT 6% 0.7 unit
Nominal (STC)	188 kWp	Total power	141 kWac
Modules	12 Strings x 29 In series		
<b>At operating cond. (60°C)</b>		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	165 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1034 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.33
I mpp	160 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	6577 kWp	Total power	4800 kWac
Total	12180 modules	Number of inverters	24 units
Module area	31133 m²	Pnom ratio	1.37
		Power sharing defined	

**Array losses**

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>Serie Diode Loss</b>				
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Voltage drop	0.7 V			
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	0.1 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module average degradation</b>				
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.2 %	Year no	1			
				Loss factor	3.16 %/year			
				<b>Mismatch due to degradation</b>				
				Imp RMS dispersion	0.4 %/year			
				Vmp RMS dispersion	0.4 %/year			
<b>Module mismatch losses</b>								
<b>Array #1 - inv_18str_2input</b>								
Loss Fraction	2.0 % at MPP							
<b>Array #2 - inv_17str_2input</b>								
Loss Fraction	2.0 % at MPP							
<b>Array #3 - inv_17str_1input</b>								
Loss Fraction	2.0 % at MPP							
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	40°	50°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.970	0.900	0.760	0.000



**PVsyst V7.3.4**

VC3, Simulation date:  
28/04/23 00:39  
with v7.3.4

**Project: Castilho 2**

**Variant: Layout 1**

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

**DC wiring losses**

Global wiring resistance 0.58 mΩ  
Loss Fraction 0.3 % at STC

**Array #1 - inv\_18str\_2input**

Global array res. 1.2 mΩ  
Loss Fraction 0.3 % at STC

**Array #2 - inv\_17str\_2input**

Global array res. 1.3 mΩ  
Loss Fraction 0.3 % at STC

**Array #3 - inv\_17str\_1input**

Global array res. 10 mΩ  
Loss Fraction 0.1 % at STC

**AC wiring losses**

**Inv. output line up to MV transfo**

Inverter voltage 800 Vac tri  
Loss Fraction 1.61 % at STC

**Inverter: SUN2000-215KTL-H0**

Wire section (24 Inv.) Alu 24 x 3 x 240 mm<sup>2</sup>  
Average wires length 292 m

**MV line up to Injection**

MV Voltage 34.5 kV  
Wires Alu 3 x 150 mm<sup>2</sup>  
Length 728 m  
Loss Fraction 0.08 % at STC

**AC losses in transformers**

**MV transfo**

Medium voltage 34.5 kV

**Transformer parameters**

Nominal power at STC 6.45 MVA  
Iron Loss (24/24 Connexion) 4.90 kVA  
Iron loss fraction 0.08 % at STC  
Copper loss 64.51 kVA  
Copper loss fraction 1.00 % at STC  
Coils equivalent resistance 3 x 0.99 mΩ

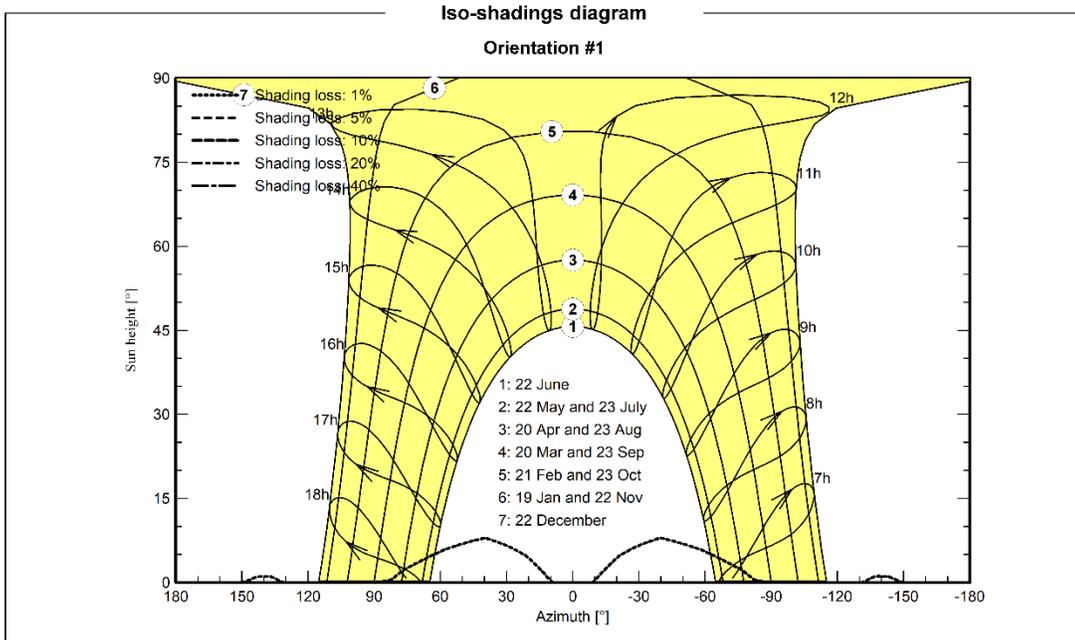
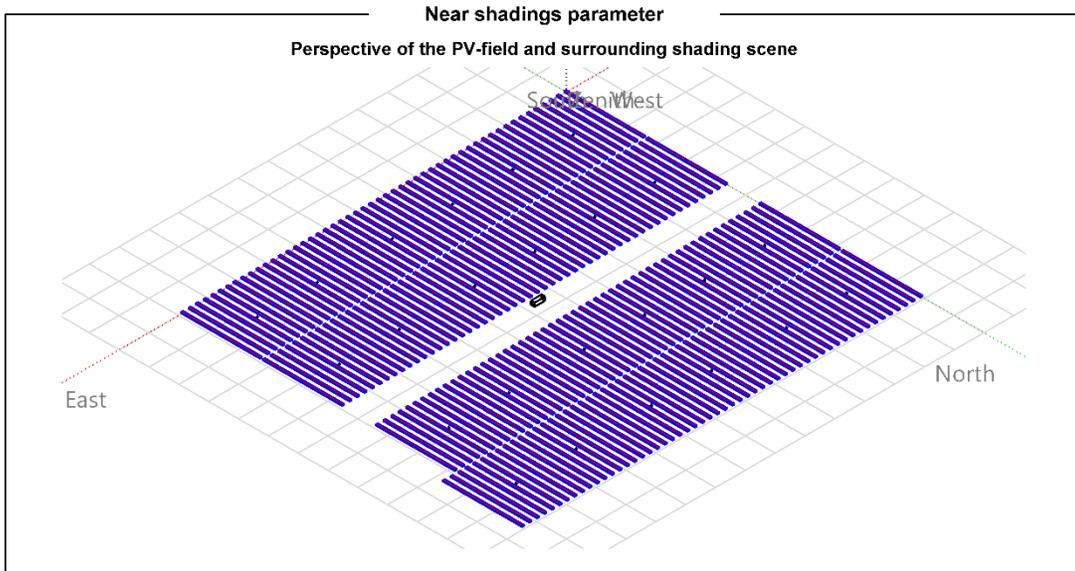


**PVsyst V7.3.4**  
VC3, Simulation date:  
28/04/23 00:39  
with v7.3.4

## Project: Castilho 2

Variant: Layout 1

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)





## Project: Castilho 2

### Variant: Layout 1

#### PVsyst V7.3.4

VC3, Simulation date:  
28/04/23 00:39  
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Eléctricas (brazil)

### Main results

#### System Production

Produced Energy

14294.34 MWh/year

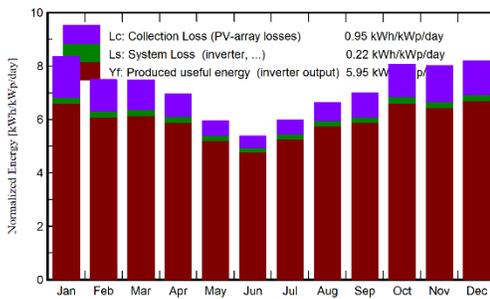
Specific production

2173 kWh/kWp/year

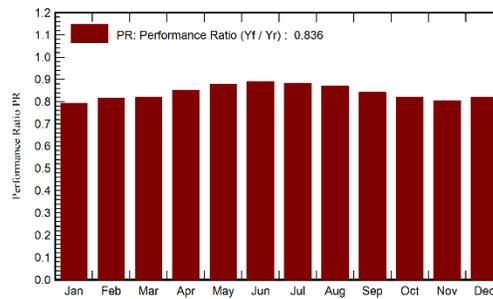
Perf. Ratio PR

83.57 %

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR



#### Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	ratio
January	204.6	81.77	25.57	259.0	248.6	1397	1347	0.791
February	168.7	74.18	25.58	209.8	201.3	1165	1123	0.814
March	180.7	72.00	25.49	232.1	222.8	1299	1252	0.820
April	159.1	55.41	24.26	208.5	200.1	1209	1166	0.850
May	139.1	43.01	21.39	184.4	177.0	1104	1066	0.878
June	121.7	37.92	20.40	161.3	154.6	976	943	0.889
July	138.3	35.75	20.23	185.4	177.7	1114	1075	0.882
August	153.8	47.72	22.64	205.4	197.2	1218	1175	0.870
September	162.7	60.16	23.87	210.0	201.7	1205	1162	0.841
October	194.9	73.41	25.23	250.2	240.2	1398	1347	0.819
November	192.2	79.97	24.90	240.6	231.0	1318	1272	0.804
December	201.6	91.06	25.70	253.8	243.4	1417	1367	0.819
Year	2017.4	752.35	23.76	2600.4	2495.5	14820	14294	0.836

#### Legends

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



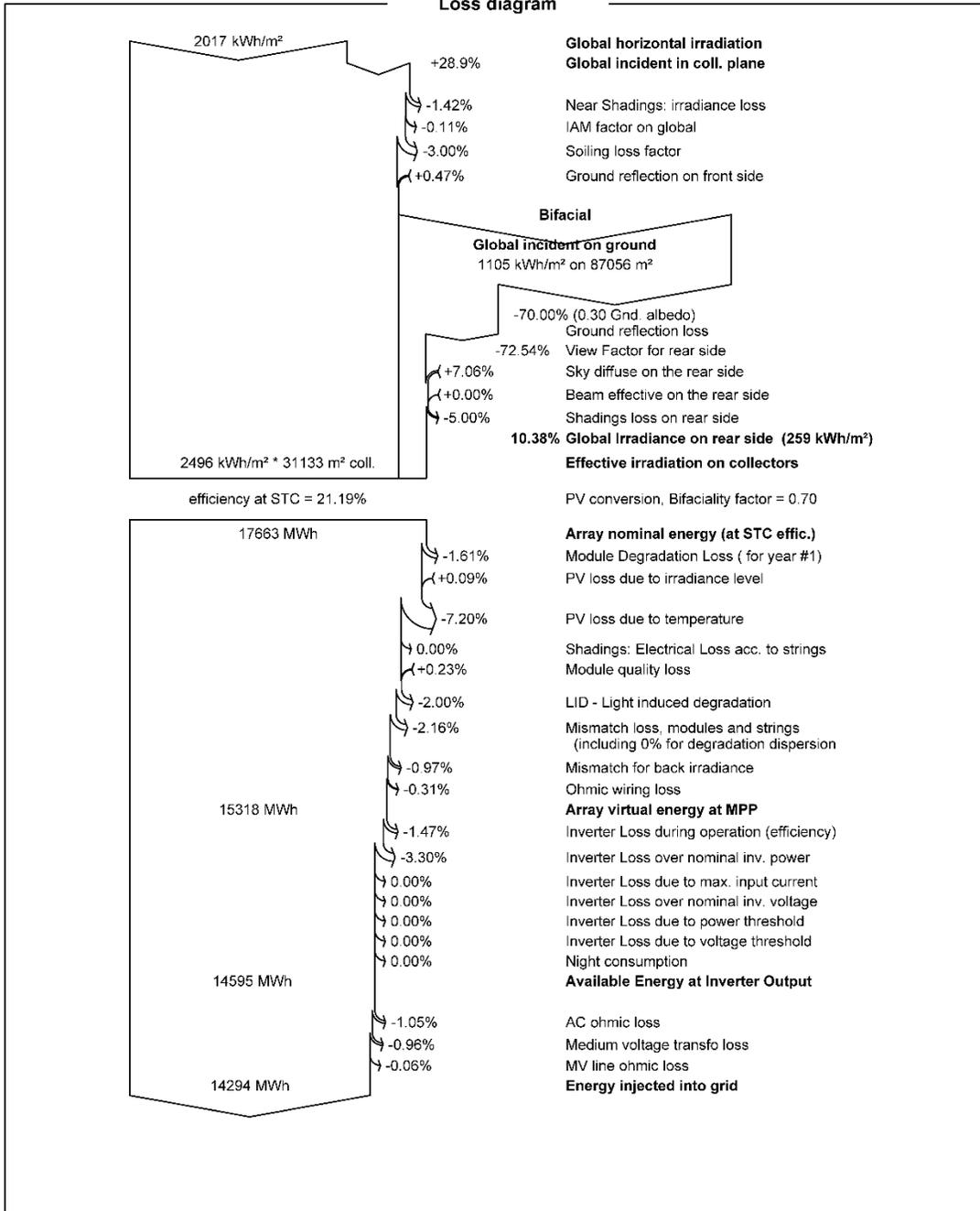
**PVsyst V7.3.4**  
 VC3, Simulation date:  
 28/04/23 00:39  
 with v7.3.4

**Project: Castilho 2**

**Variant: Layout 1**

AMP Serviços e Soluções Eléctricas (brazil)

**Loss diagram**





**PVsyst V7.3.4**  
VC3, Simulation date:  
28/04/23 00:39  
with v7.3.4

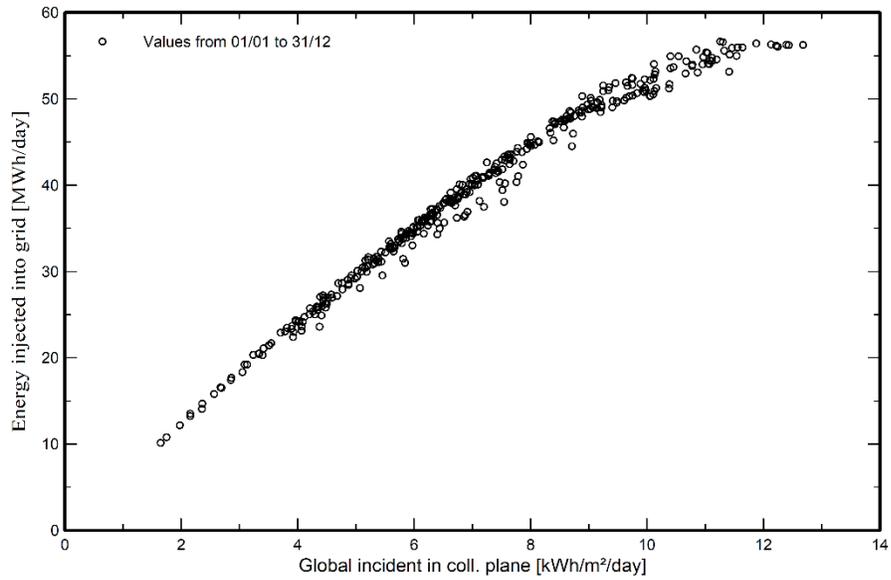
## Project: Castilho 2

Variant: Layout 1

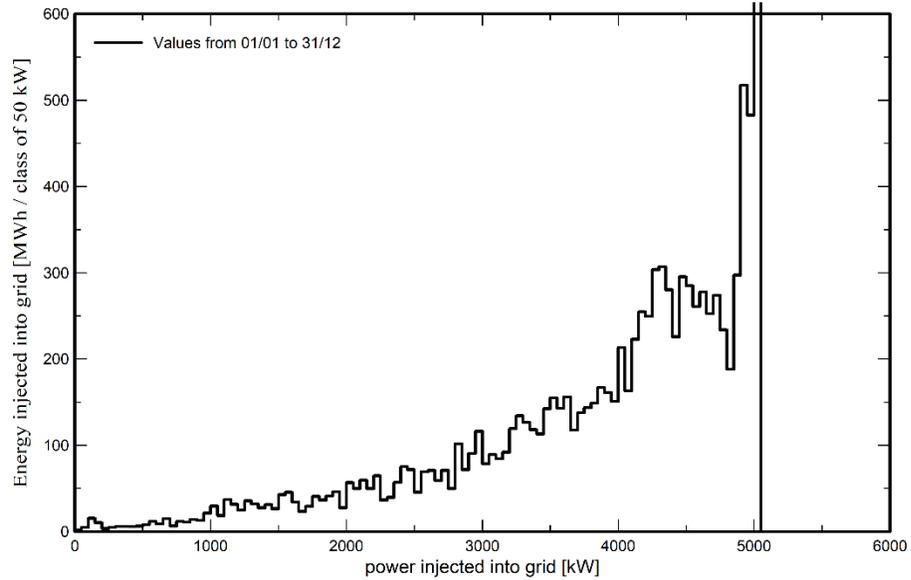
AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

### Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



## APÊNDICE B – RELATÓRIO PVSYS CENÁRIO 2



Version 7.3.4

### PVsyst - Simulation report

#### Grid-Connected System

Project: Castilho 2

Variant: Layout 2

Tracking system with backtracking

System power: 6577 kWp

Castilho - Brazil



## Project: Castilho 2

### Variant: Layout 2

#### PVsyst V7.3.4

VC2, Simulation date:  
21/06/23 04:23  
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

#### Project summary

<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>	
Castilho		Latitude	-20.87 °S	Albedo	0.20
Brazil		Longitude	-51.49 °W		
		Altitude	384 m		
		Time zone	UTC-3		
<b>Meteo data</b>					
Castilho					
Meteonorm 8.1 (2008-2015), Sat=100% - Synthetic					

#### System summary

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Tracking system with backtracking</b>			
Simulation for year no 1					
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>		<b>Near Shadings</b>	
<b>Orientation</b>		Irradiance optimization		According to strings	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated		Electrical effect 100 %	
Axis azimuth 0 °				Diffuse shading Automatic	
<b>System information</b>					
<b>PV Array</b>					
Nb. of modules		12180 units		<b>Inverters</b>	
Pnom total		6577 kWp		Nb. of units	
				24 units	
				Pnom total	
				4800 kWac	
				Pnom ratio	
				1.370	
<b>User's needs</b>					
Unlimited load (grid)					

#### Results summary

Produced Energy	14436.74 MWh/year	Specific production	2195 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.41 %
-----------------	-------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

#### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
Single-line diagram	10



Project: Castilho 2

Variant: Layout 2

PVsyst V7.3.4

VC2, Simulation date:  
21/06/23 04:23  
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>	
Orientation	Tracking plane, horizontal N-S axis	Irradiance optimization	
Axis azimuth	0 °	Backtracking activated	
<b>Models used</b>		<b>Backtracking array</b>	
Transposition	Perez	Nb. of trackers	420 units
Diffuse	Perez, Meteorom	Identical arrays	
Circumsolar	separate	<b>Sizes</b>	
<b>Horizon</b>		Tracker Spacing 6.30 m	
Free Horizon		Collector width	2.25 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	35.8 %
		Phi min / max.	-/+ 55.0 °
		<b>Backtracking strategy</b>	
		Phi limits for BT	-/+ 68.9 °
		Backtracking pitch	6.27 m
		Backtracking width	2.25 m
		<b>User's needs</b>	
		Unlimited load (grid)	
<b>Bifacial system</b>		<b>Near Shadings</b>	
Model	2D Calculation	According to strings	
	unlimited trackers	Electrical effect	100 %
		Diffuse shading	Automatic
<b>Bifacial model geometry</b>		<b>Bifacial model definitions</b>	
Tracker Spacing	6.30 m	Ground albedo	0.30
Tracker width	2.25 m	Bifaciality factor	70 %
GCR	35.8 %	Rear shading factor	5.0 %
Axis height above ground	2.10 m	Rear mismatch loss	10.0 %
		Shed transparent fraction	0.0 %

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	LR5-72HBD-540M	Model	SUN2000-215KTL-H0
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	540 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	12180 units	Number of inverters	24 units
Nominal (STC)	6577 kWp	Total power	4800 kWac
<b>Array #1 - inv_18str_2input</b>		<b>Array #1 - inv_18str_2input</b>	
Number of PV modules	6264 units	Number of inverters	108 * MPPT 11% 12 units
Nominal (STC)	3383 kWp	Total power	2400 kWac
Modules	216 Strings x 29 In series		
<b>At operating cond. (60°C)</b>		<b>At operating cond. (60°C)</b>	
Pmpp	2972 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1034 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I mpp	2874 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.41



Project: Castilho 2

Variant: Layout 2

PVsyst V7.3.4

VC2, Simulation date:  
21/06/23 04:23  
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

PV Array Characteristics

Array #2 - inv_17str_2input			
Number of PV modules	5568 units	Number of inverters	96 * MPPT 12% 11.3 units
Nominal (STC)	3007 kWp	Total power	2259 kWac
Modules	192 Strings x 29 In series		
At operating cond. (60°C)			
Pmpp	2642 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1034 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I mpp	2554 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.33
Array #3 - inv_17str_1input			
Number of PV modules	348 units	Number of inverters	12 * MPPT 6% 0.7 unit
Nominal (STC)	188 kWp	Total power	141 kWac
Modules	12 Strings x 29 In series		
At operating cond. (60°C)			
Pmpp	165 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	1034 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I mpp	160 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.33
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	6577 kWp	Total power	4800 kWac
Total	12180 modules	Number of inverters	24 units
Module area	31133 m²	Pnom ratio	1.37
		Power sharing defined	

Array losses

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>Serie Diode Loss</b>				
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Voltage drop	0.7 V			
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	0.1 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module average degradation</b>				
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.2 %	Year no	1			
				Loss factor	0.46 %/year			
				<b>Mismatch due to degradation</b>				
				Imp RMS dispersion	0.4 %/year			
				Vmp RMS dispersion	0.4 %/year			
<b>Module mismatch losses</b>								
<b>Array #1 - inv_18str_2input</b>								
Loss Fraction	2.0 % at MPP							
<b>Array #2 - inv_17str_2input</b>								
Loss Fraction	2.0 % at MPP							
<b>Array #3 - inv_17str_1input</b>								
Loss Fraction	2.0 % at MPP							
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	40°	50°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.970	0.900	0.760	0.000



**PVsyst V7.3.4**

VC2, Simulation date:  
21/06/23 04:23  
with v7.3.4

Project: Castilho 2

Variant: Layout 2

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

**DC wiring losses**

Global wiring resistance	1.1 mΩ		
Loss Fraction	0.5 % at STC		
<b>Array #1 - inv_18str_2input</b>		<b>Array #2 - inv_17str_2input</b>	
Global array res.	2.2 mΩ	Global array res.	2.4 mΩ
Loss Fraction	0.5 % at STC	Loss Fraction	0.5 % at STC
<b>Array #3 - inv_17str_1input</b>			
Global array res.	20 mΩ		
Loss Fraction	0.3 % at STC		

**AC wiring losses**

<b>Inv. output line up to MV transfo</b>	
Inverter voltage	800 Vac tri
Loss Fraction	1.44 % at STC
<b>Inverter: SUN2000-215KTL-H0</b>	
Wire section (24 Inv.)	Alu 24 x 3 x 240 mm <sup>2</sup>
Average wires length	261 m
<b>MV line up to Injection</b>	
MV Voltage	34.5 kV
Wires	Alu 3 x 150 mm <sup>2</sup>
Length	728 m
Loss Fraction	0.08 % at STC

**AC losses in transformers**

<b>MV transfo</b>	
Medium voltage	34.5 kV
<b>Transformer parameters</b>	
Nominal power at STC	6.45 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion)	4.90 kVA
Iron loss fraction	0.08 % at STC
Copper loss	64.51 kVA
Copper loss fraction	1.00 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 0.99 mΩ



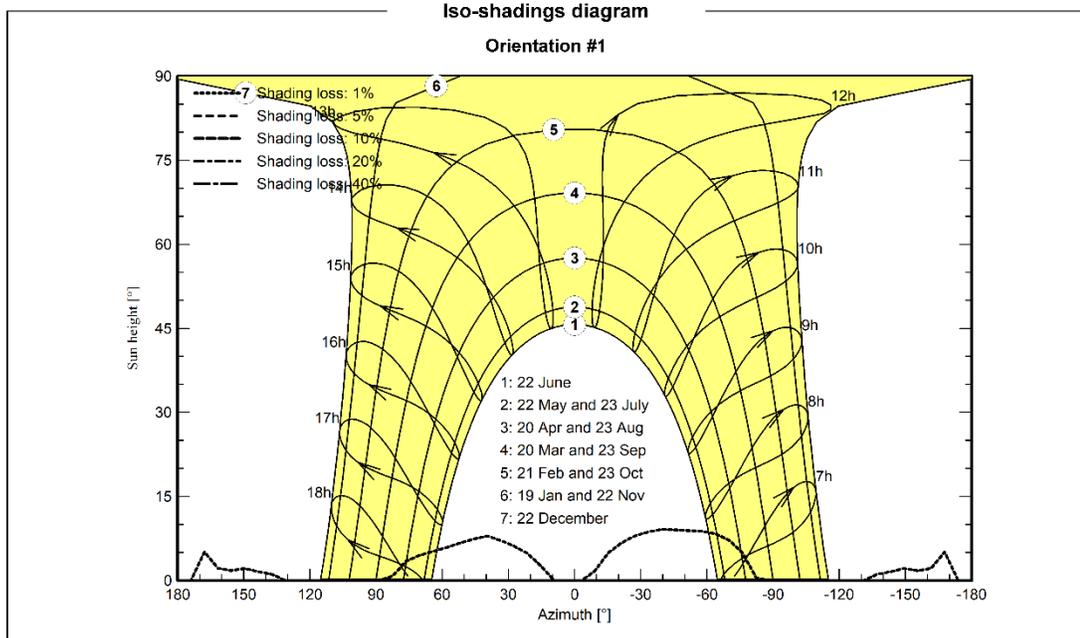
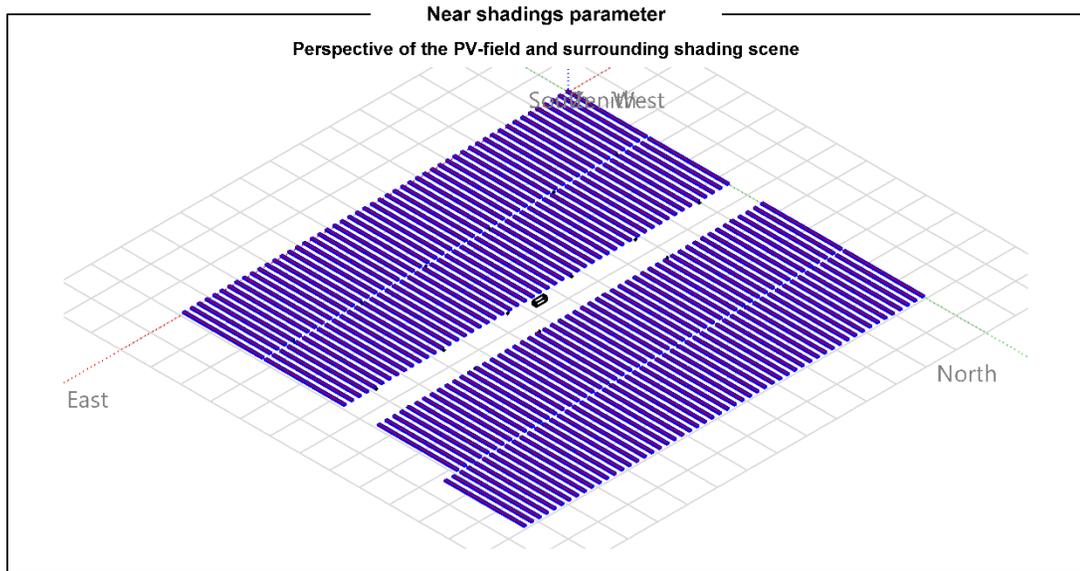
PVsyst V7.3.4

VC2, Simulation date:  
21/06/23 04:23  
with v7.3.4

Project: Castilho 2

Variant: Layout 2

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)





Project: Castilho 2

Variant: Layout 2

PVsyst V7.3.4

VC2, Simulation date:  
21/06/23 04:23  
with v7.3.4

AMP Serviços e Soluções Eléctricas (brazil)

Main results

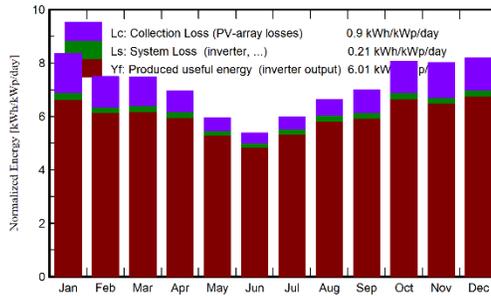
System Production

Produced Energy 14436.74 MWh/year

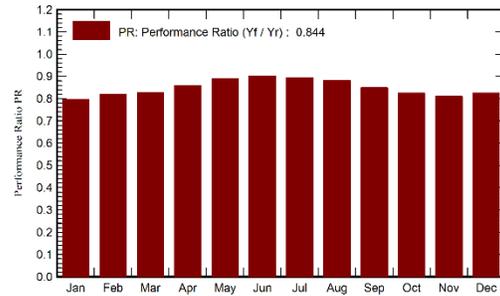
Specific production  
Perf. Ratio PR

2195 kWh/kWp/year  
84.41 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	ratio
January	204.6	81.77	25.57	259.0	248.6	1406	1357	0.797
February	168.7	74.18	25.58	209.8	201.4	1173	1132	0.821
March	180.7	72.00	25.49	232.1	222.8	1308	1263	0.827
April	159.1	55.41	24.26	208.5	200.1	1220	1178	0.859
May	139.1	43.01	21.39	184.4	177.0	1118	1080	0.890
June	121.7	37.92	20.40	161.3	154.6	989	957	0.902
July	138.3	35.75	20.23	185.4	177.8	1128	1090	0.894
August	153.8	47.72	22.64	205.4	197.2	1233	1190	0.881
September	162.7	60.16	23.87	210.0	201.7	1215	1173	0.849
October	194.9	73.41	25.23	250.2	240.2	1407	1358	0.825
November	192.2	79.97	24.90	240.6	231.0	1327	1282	0.810
December	201.6	91.06	25.70	253.8	243.5	1427	1378	0.825
Year	2017.4	752.35	23.76	2600.4	2495.7	14950	14437	0.844

Legends

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



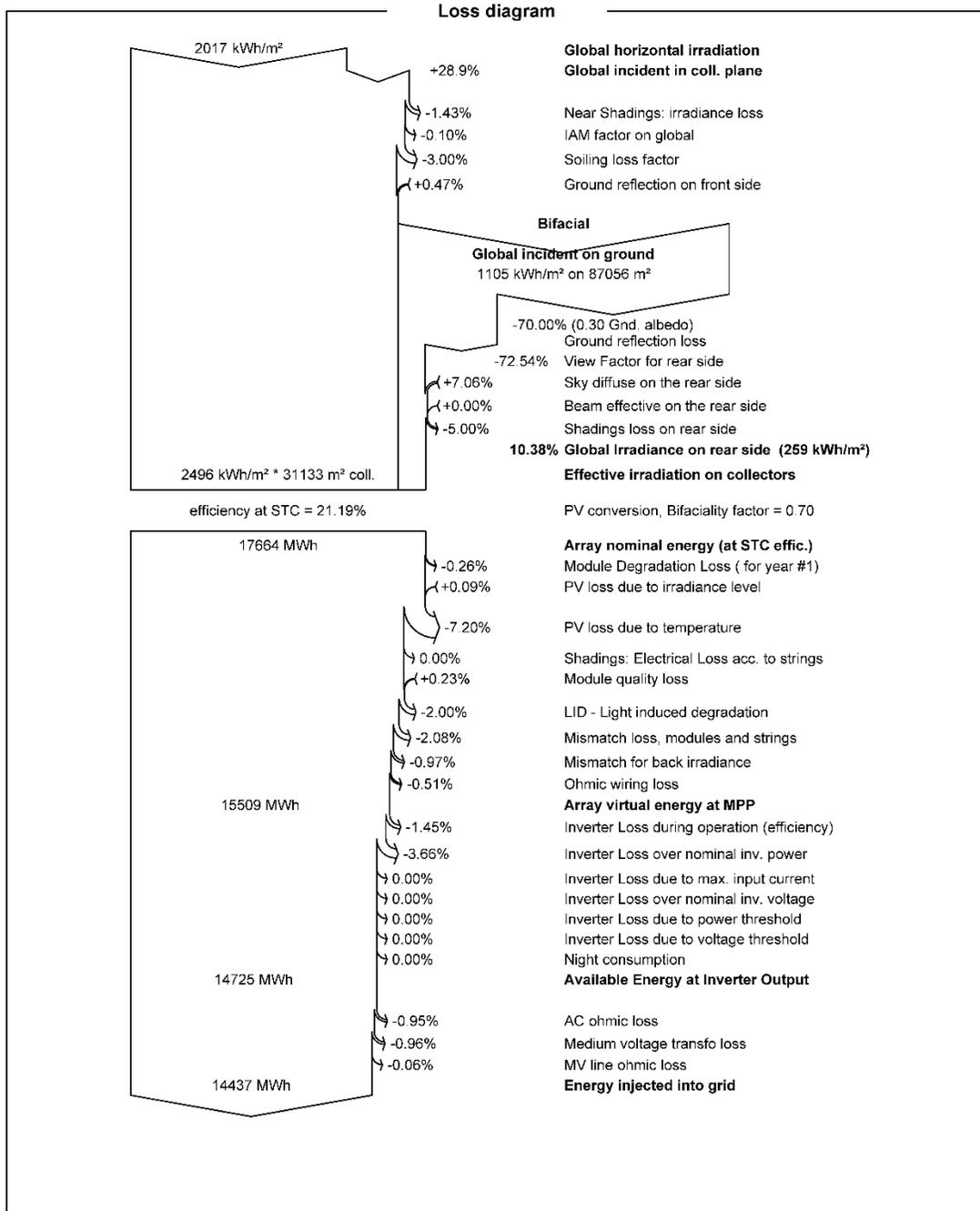
**PVsyst V7.3.4**

VC2, Simulation date:  
21/06/23 04:23  
with v7.3.4

**Project: Castilho 2**

**Variant: Layout 2**

AMP Serviços e Soluções Eléctricas (brazil)





**PVsyst V7.3.4**

VC2, Simulation date:  
21/06/23 04:23  
with v7.3.4

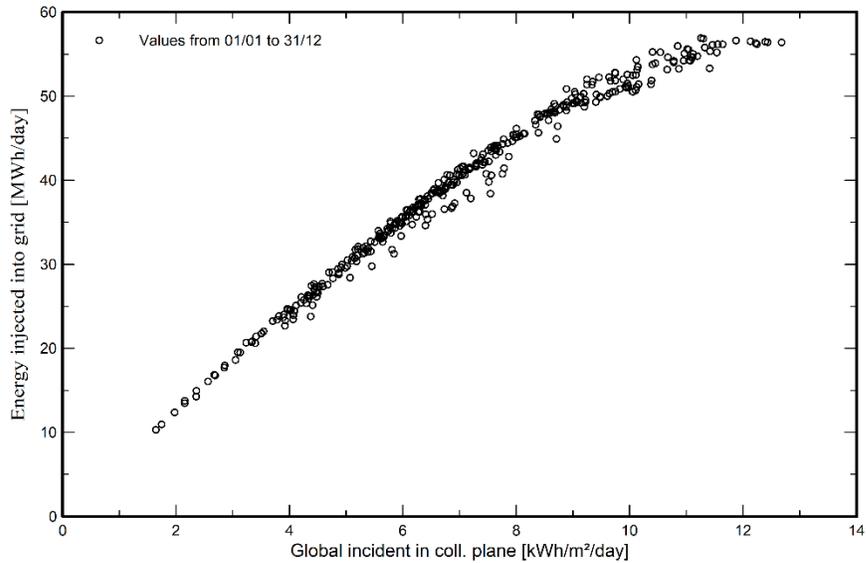
Project: Castilho 2

Variant: Layout 2

AMP Serviços e Soluções Elétricas (brazil)

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

