

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA**  
**MATHIAS CHRIST JACOBS**

**COMPARATIVO TÉCNICO E ECONÔMICO NA GERAÇÃO DE ENERGIA  
SOLAR CONSIDERANDO A TOPOGRAFIA NATURAL DO TERRENO E  
TOPOGRAFIA NIVELADA PARA UMA USINA DE 4 MW EM AGRESTINA/PE**

**ARARANGUÁ 2019**

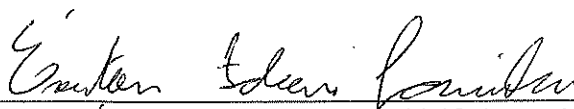
MATHIAS CHRIST JACOBS

**COMPARATIVO TÉCNICO E ECONÔMICO NA GERAÇÃO DE  
ENERGIA SOLAR CONSIDERANDO A TOPOGRAFIA NATURAL DO  
TERRENO E TOPOGRAFIA NIVELADA PARA UMA USINA DE 4 MW  
EM AGRESTINA - PE**


Trabalho de Conclusão de Curso,  
apresentado à Universidade Federal de  
Santa Catarina, como parte das  
exigências para a obtenção do título de  
Engenheiro(a) de Energia.

Araranguá, 14 de novembro de 2019.

**BANCA EXAMINADORA**



Prof. Dr. Éverton Fabian Jasinski (Orientador)  
Universidade Federal de Santa Catarina

---

Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli  
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Me. Vitor Antunes  
Universidade Federal de Santa Catarina

# COMPARATIVO TÉCNICO E ECONÔMICO NA GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR CONSIDERANDO A TOPOGRAFIA NATURAL DO TERRENO E TOPOGRAFIA NIVELADA PARA UMA USINA DE 4 MW EM AGRESTINA/PE

Mathias Christ Jacobs<sup>1</sup>

## RESUMO

Para elaboração de um projeto de Usina Fotovoltaica é fundamental a interdisciplinaridade entre as áreas civil e elétrica, visto que os gastos em atividades civis são cerca de 10% do total da obra. Fundamentado nisto o presente trabalho traz uma metodologia de análise e apresenta um comparativo técnico e econômico na geração de energia elétrica considerando a topografia natural do terreno e a topografia nivelada para uma usina de 4 MW em Agrestina/PE. Utilizaram-se conceitos de geração de energia solar fotovoltaica, funcionamento e utilização de rastreadores solares, efeitos do sombreamento de módulos e atividades civis para desenvolver uma metodologia comparando os dois modelos de terreno para o mesmo local. Foram utilizados os softwares Civil 3D e PVSyst para a geração do modelo 3D do terreno e a simulação elétrica da usina respectivamente. Os resultados obtidos, através das simulações, permitiram a análise de geração de energia, perdas por sombreamento (direto e por associação) e a comparação aos investimentos necessários em terraplenagem para nivelção do terreno. A análise financeira foi realizada a partir dos resultados obtidos nas simulações e utilizando as planilhas de preços de atividades civil da SINAPI (Sistema Nacional de Pesquisa de Custos e Índices da Construção Civil) e o preço de venda da energia elétrica no mercado regulado e no mercado livre. Os resultados, obtidos pela análise financeira, apontam que a melhor escolha para o mercado regulado neste caso é a utilização do terreno natural, solução tecnicamente mais simples e financeiramente mais viável para o projeto. Na hipótese de venda para o mercado livre, a avaliação financeira realizada aponta para o terreno nivelado como sendo o mais apropriado.

**Palavras-chave:** Energia Solar Fotovoltaica. Terraplenagem. Sombreamento. PVSyst. Civil3D.

---

<sup>1</sup>Graduando do Curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina, Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde, Rodovia Governador Jorge Lacerda, 3201, Jardim das Avenidas Araranguá, Santa Catarina, Brasil, CEP 88900-000. E-mail: mathiasjacobs0@gmail.com

## ABSTRACT

It is essential to have interdisciplinary studies between civil and electrical areas in order to project a Photovoltaic Power Plant, that happens because civil works are accounted for 10% of the total construction cost. Based on that knowledge, this work presents a new project analysis methodology and a technical and economic comparison between the electrical energy produced for a 4 MW power plant in Agrestina/PE using the terrain natural topography and a leveled topography of the same terrain. Photovoltaic solar energy, solar trackers operation, PV modules shadings effects and civil works concepts were used in order to develop a methodology able to compare both terrain models for the same site. Civil3D and PVsyst softwares were used, respectively, to generate the terrain 3D models and to simulate the power plant. The simulation results allowed for electrical energy generation and shading losses (near shadings and electrical mismatch) analysis, as well as the necessary earthmoving investments in order to level the terrain. The simulation results, as well as the SINAPI's (Sistema Nacional de Pesquisa de Custos e Índices da Construção Civil) civil work cost spreadsheet and the electrical energy selling price at both the regulated energy market and the free market were used in order to do a financial analysis. The financial analysis result show that if the power plant is selling at the regulated energy market it is better to use the natural terrain solution, which is the technically easiest as well as the best financial one. But if the power plant is selling its energy at the free market, the financial analysis shows that the leveled terrain is the better solution.

**Keywords:** Photovoltaic Solar Energy. Earthmoving. Shadings. PVsyst. Civil 3D

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	6
2	REFERENCIAL TEÓRICO .....	7
2.1	Panorama mundial .....	7
2.2	Panorama brasileiro .....	9
2.3	Recurso solar .....	12
2.3.1	Curva Característica I-V de módulos fotovoltaicos .....	14
2.4	Sombreamento .....	16
2.4.1	Distância entre linhas e <i>Ground Cover Ratio</i> .....	17
2.5	Estrutura de suporte de módulos .....	18
2.5.1	Soluções de rastreadores de 1 eixo .....	18
2.5.2	Restrição de inclinação do terreno.....	19
2.5.3	Controle do Rastreamento.....	20
2.5.3.1	Backtracking .....	20
2.6	Atividade Civil.....	21
2.6.1	Topografia.....	22
2.6.2	Terraplenagem.....	22
3	METODOLOGIA .....	22
3.1	Avaliação do terreno proposto .....	23
3.2	Projeto de terraplenagem .....	24
3.2.1	Terreno 100% nivelado.....	24
3.2.2	Terreno de acordo com restrições de inclinação dos suportes de rastreamento .....	24
3.3	Dimensionamento dos equipamentos .....	25
3.3.1	Inversor .....	25
3.3.2	Módulos .....	25
3.3.3	Rastreadores solares.....	26
3.4	Simulação do sistema no software PVsyst.....	26
3.4.1	Posicionando os rastreadores solares no terreno 100% nivelado .....	27
3.4.2	Posicionando os rastreadores solares no terreno natural.....	27
3.4.3	Posicionamento e ligação elétrica entre módulos .....	27
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	28
4.1	Comparativo e definição da quantidade de rastreadores solares .....	28
4.2	Comparativo de energia gerada entre as simulações .....	29
4.3	Comparativo financeiro entre as simulações.....	31
5	CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS .....	33
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	35

ANEXO A - RELATÓRIOS SIMULAÇÕES COM DIFERENTES PITCHS.....	38
ANEXO B - RELATÓRIOS SIMULAÇÕES COM OS DIFERENTES TERRENOS .....	47

## 1 INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica tem despontado nos últimos anos em capacidade instalada no mundo, além disso, foi a fonte mais econômica nos últimos leilões de energia nova no Brasil (ANEEL, 2019). Essa realidade traz como consequência a necessidade de grandes áreas instaladas, o que muitas vezes implica não só na utilização de terrenos planos, mas também no aproveitamento e utilização de terrenos acidentados.

Na implantação de usinas solares, a utilização de rastreadores de 1 eixo geram ganhos de 18% a 25%, valores de pesquisas espanholas, na energia gerada para um mesmo terreno (NARVARTE; LORENZO, 2008). Devido a esses equipamentos possuírem tolerâncias máximas de inclinações para serem implantados, pode-se utilizar as tolerâncias máximas de maneira favorável nos projetos mantendo a topografia mais próxima ao terreno natural e minimizando os volumes de terra a serem movimentados.

Em contraponto à diminuição da movimentação de terra ao utilizar o terreno natural, pode-se aumentar as perdas por sombreamento direto entre as fileiras de rastreadores solares e as perdas por associação decorrentes de sombreamentos parciais nas *strings*. Essas perdas são calculadas utilizando *layout* do projeto e os dados solarimétricos do local de implantação.

O presente trabalho realiza um comparativo entre a diferença na receita decorrente da venda de energia gerada em duas situações, a primeira nivelando o terreno através da terraplenagem e a segunda utilizando o terreno considerando os requisitos de inclinação do rastreador solar. Foram considerados no comparativo, além da receita pela venda de energia, os custos da atividade de terraplenagem e a perda de energia através do sombreamento de módulos.

Os softwares Civil3D (versão de estudante) e PVsyst (versão para teste) foram escolhidos para o cálculo de volumes de terraplenagem e para realizar a simulação elétrica do sistema fotovoltaico.

O objetivo do trabalho é aplicar uma metodologia que utilize a complementaridade entre as áreas civil e elétrica para definição da solução técnica e econômica mais adequada. Considerou-se a implantação de uma usina de 4 MW na cidade de Agrestina/PE, região com alto potencial para energia de solar.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

Estão apresentados nos tópicos a seguir conceitos fundamentais relacionados ao trabalho.

### 2.1 Panorama mundial

A energia fotovoltaica tem sido vista internacionalmente como uma tecnologia interessante por ser o recurso energético mais abundante na Terra. Segundo R  ther (2004) a potência solar instantânea total que incide sobre a terra   da ordem de  $1,75 \times 10^{17}$  W. Para fins comparativos o consumo mundial de energia elétrica em 2016 foi de  $24.789 \times 10^{12}$  Wh (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIAS, 2017)

A instala o mundial de unidades geradoras de energia solar fotovoltaica, seja gera o distribuída ou centralizada, cresce anualmente e totalizou, até o final de 2017, 403 GW de potência instalada (IEA, 2018a). Na Figura 1 apresenta-se a capacidade instalada em MWp no mundo a cada ano. Em 2017, esse valor se aproximou de 99 GWp, um crescimento anual de 30% comparando com os 76 GWp instalados em 2016, e 94% se comparado com os 51 GWp instalados em 2015 (IEA, 2018b).

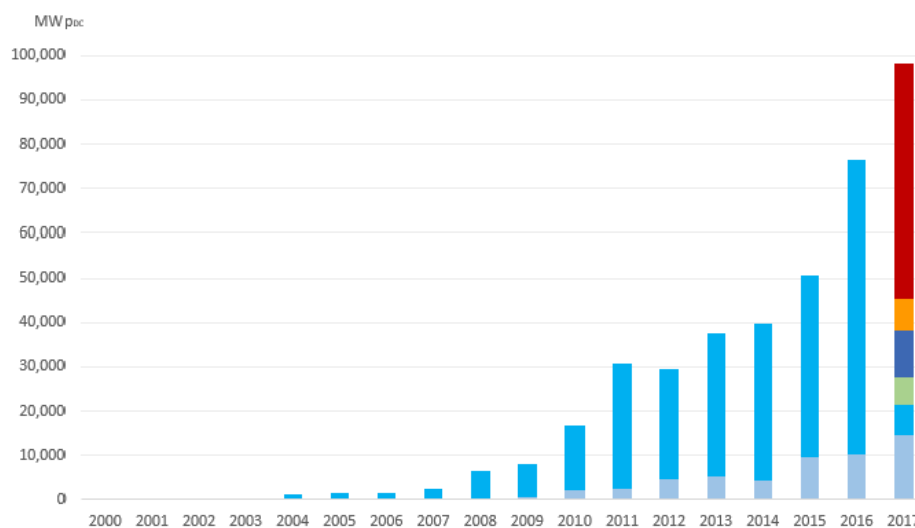


Figura 1 - Evolu o da Capacidade Instalada até 2017 (Ref: 2018 - SNAPSHOT OF GLOBAL PHOTOVOLTAIC MARKETS IEA)

O crescimento contínuo da utiliza o da energia solar fotovoltaica como fonte de energia elétrica no mundo a torna representativa, atualmente, este tipo de energia, alimenta 2,5% de toda a demanda elétrica mundial, conforme observado na Figura 2.



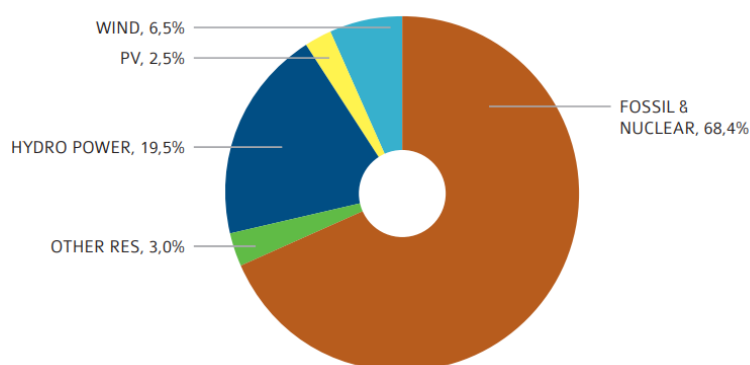


Figura 2 - Suprimento da demanda de energia mundial por fonte (Ref: TRENDS 2018 IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS - IEA)

Em 2017, foi a fonte renovável com a maior capacidade instalada no mundo, representando 55% de toda a capacidade de energia elétrica renovável, conforme apresentado na Figura 3 (IEA, 2018a).

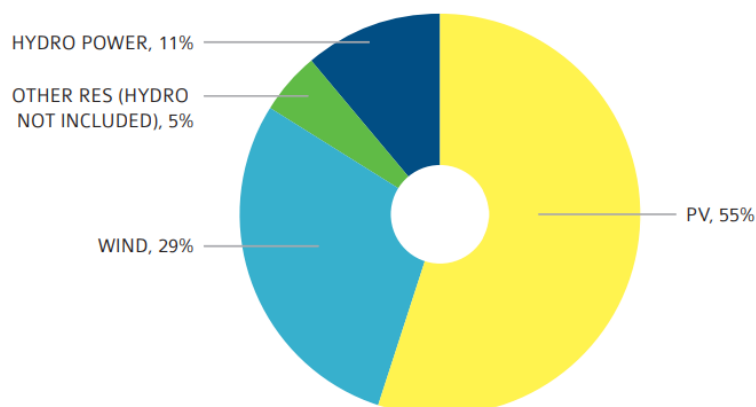


Figura 3 - Capacidade Instalada por fonte renovável (TRENDS 2018 IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS - IEA)

Apenas 9 países, em 2017, instalaram valores superiores a 1 GW (China, EUA, Índia, Japão, Turquia, Alemanha, Austrália, Coreia e Brasil) como pode ser observado na Figura 4. Último país na lista, a alcançar a marca, o Brasil instalou pouco mais de 1 GW totalizando até o fim de 2017 1,1 GW de capacidade instalada.

Apesar de ser uma tecnologia difundida mundialmente, com 131 países com capacidade instalada superior a 10 MW, a maior parte do mercado está concentrada. Em 2017 os 10 países líderes do mercado, incluindo o Reino Unido à lista anterior, foram responsáveis por 91% das novas instalações, sendo essa uma estatística que se mantém constante nos últimos anos (IEA, 2018a).

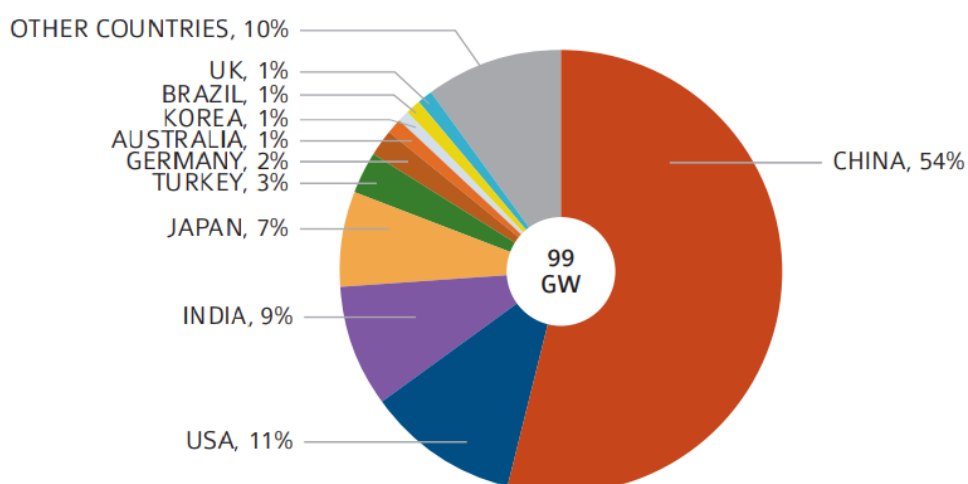


Figura 4 - Potência instalada por país em 2017 (Ref: TRENDS 2018 IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS - IEA)

A Figura 5 mostra que China, EUA, Japão e Alemanha possuíam juntos, em 2017, 68% de toda a capacidade instalada no mundo, formando assim os maiores mercados da tecnologia (IEA, 2018a).

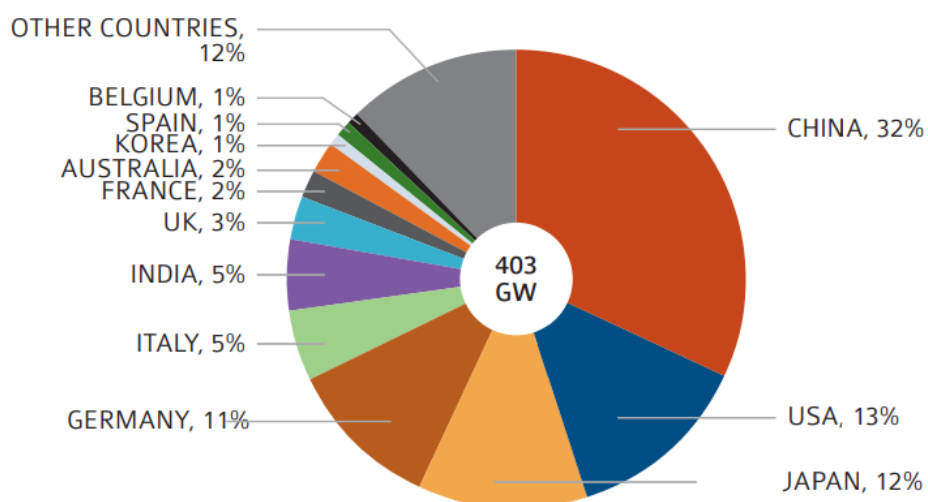


Figura 5 - Capacidade Instalada acumulada até 2017 (TRENDS 2018 IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS - IEA)

## 2.2 Panorama brasileiro

A geração de energia elétrica no Brasil é predominantemente renovável, com a geração interna hidráulica sendo superior a 63% do total de sua matriz energética. O racionamento de energia elétrica ocorrido em 2001, devido à falta de chuvas, levou o país a incrementar a participação de fontes alternativas de energia. Esta necessidade, por novas fontes de energia, faz com que as potencialidades regionais sejam aproveitadas, configurando uma mudança do modelo de geração, complementando a geração

centralizada com geração distribuída. A Figura 6 apresenta a estrutura de oferta interna de eletricidade no Brasil em 2017.

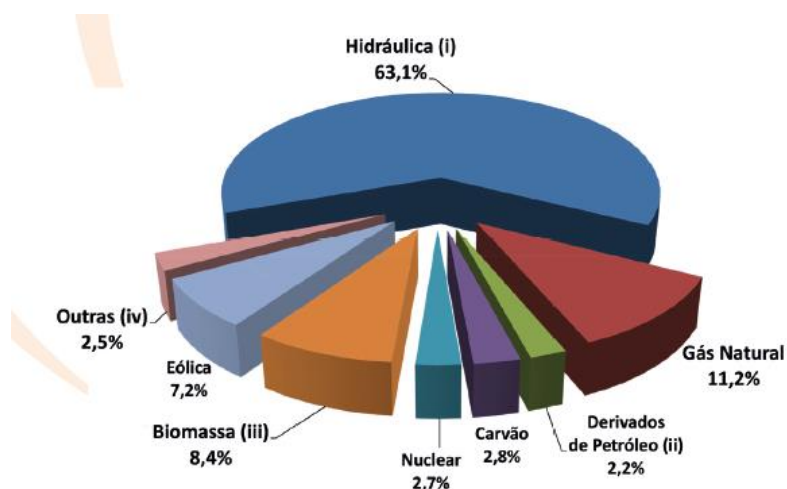


Figura 6 - Oferta Interna de Energia Elétrica (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018a).

No Brasil a irradiação média anual varia entre 1.200 e 2.400 kWh/m<sup>2</sup>.ano e estes valores são significativamente superiores à maioria dos países europeus. Na Alemanha, por exemplo, as estatísticas indicam intervalos entre 900 e 1.250 kWh/m<sup>2</sup>.ano, já na França encontra-se intervalo entre 900 e 1.650 kWh/m<sup>2</sup>.ano e na Espanha entre 1.200 e 1.850 kWh/m<sup>2</sup>.ano (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2012).

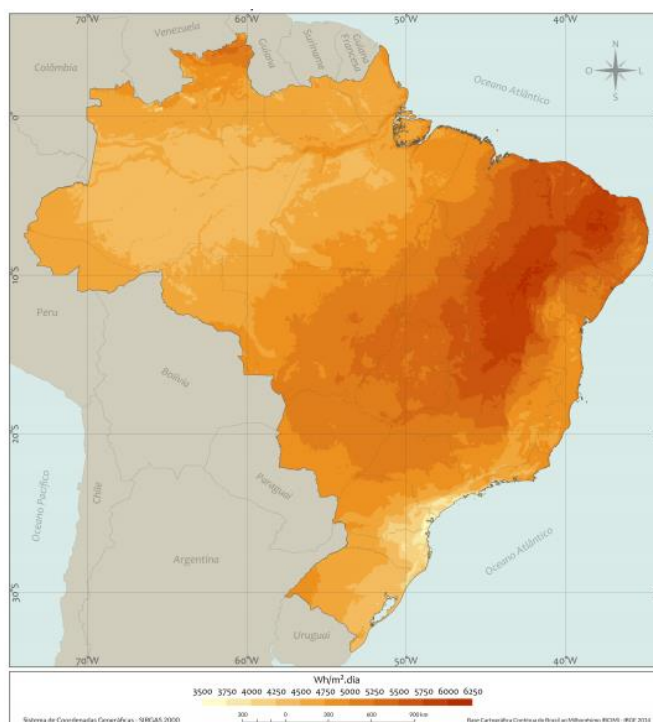


Figura 7 - Total diário da Irradiação Global Horizontal (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2012)

Em valores totais diários temos uma média diária anual de irradiação superior a 4.500 Wh/m<sup>2</sup>.dia na maior parte do território nacional brasileiro conforme mostrado na Figura 7. Esse valor é ainda maior se consideradas as localidades dos projetos cadastrados nos leilões de Energia de Reserva de 2017 e 2018. Para essas usinas a irradiação anual foi entre 1.910 kWh/m<sup>2</sup>.ano e 2.334 kWh/m<sup>2</sup>.ano, indicando a concentração dos projetos nas regiões de maior incidência solar, representada pela área avermelhada na Figura 8 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018b).

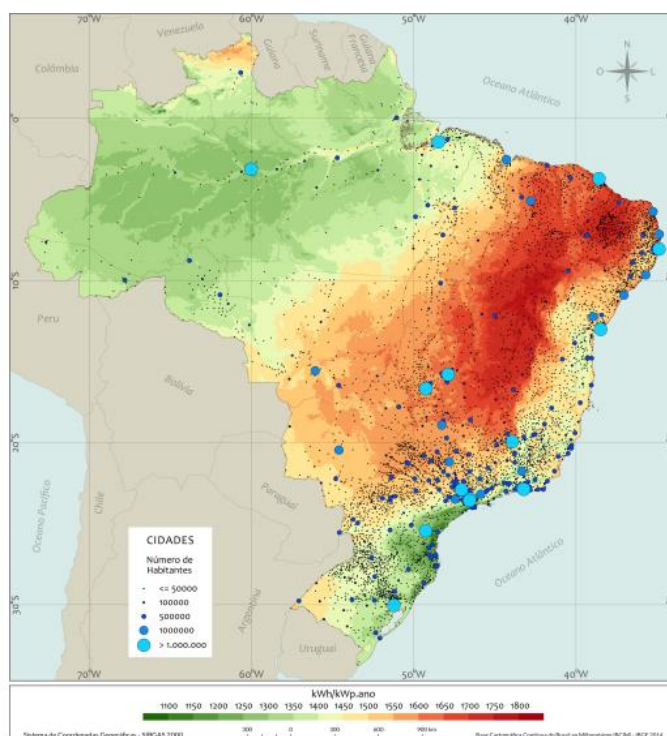


Figura 8- Potencial de Geração Solar Fotovoltaica(MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018b)

Na Figura 9 estão indicados todos os empreendimentos de energia solar fotovoltaica vencedores nos leilões, desde 2014 até 2018. Nota-se que a maior parcela dos empreendimentos vencedores estão na região Nordeste e uma menor parcela nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, o que vai de acordo com aos dados de potência instalada e de geração solar fotovoltaica média no mês por estado apresentados na Figura 10 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018b).

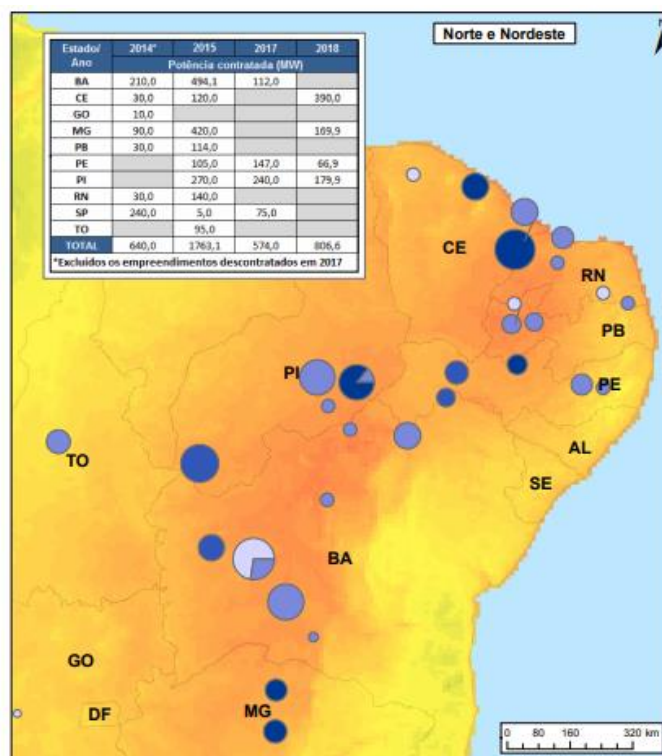


Figura 9 - Empreendimentos vencedores de leilões desde de 2014 à 2018(MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018b)

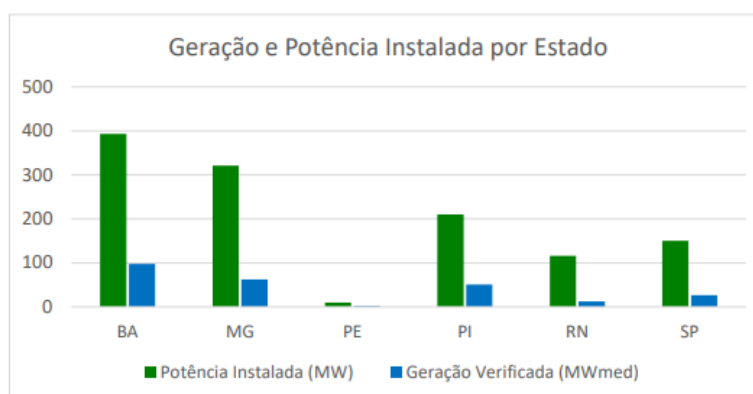


Figura 10 - Geração e Garantia Física por Estado.

### 2.3 Recurso solar

A energia irradiada pelo Sol é consequência das reações de fusões nucleares e é propagada na forma de ondas eletromagnéticas. A disponibilidade do recurso solar e a sua variabilidade estão relacionados a fatores astronômicos, como a posição relativa entre o Sol e a Terra. De acordo com NREL (2017), a irradiância solar extraterrestre varia durante o ano entre  $1325 \text{ W/m}^2$  e  $1412 \text{ W/m}^2$  e o valor médio da irradiância solar extraterrestre igual a  $1366 \text{ W/m}^2$  é definido como a constante solar.

Os processos físicos da atmosfera terrestre geralmente atenuam a irradiância solar fazendo com que a irradiância incidente na superfície da Terra atinja seu valor máximo de aproximadamente  $1000 \text{ W/m}^2$  em condições de céu claro (MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES, 2017).

A irradiância solar global  $G(\text{W/m}^2)$  que incide em uma superfície é composta por componentes distintas: a irradiância direta  $G_{dir}(\text{W/m}^2)$  e a irradiância difusa  $G_{dif}(\text{W/m}^2)$ .

$$G = G_{dir} + G_{dif}$$

Equação 1 - Irradiância solar global

A irradiância direta  $G_{dir}(\text{W/m}^2)$  é definida como a taxa de energia por unidade de área do feixe solar direto numa superfície horizontal, é calculada pela expressão:

$$G_{dir} = G_n \times \cos \theta_z$$

Equação 2 - Irradiância direta

Em que,  $G_n(\text{W/m}^2)$  é a irradiância direta normal definida como a taxa de energia por unidade de área proveniente diretamente do Sol que incide perpendicularmente à superfície. E  $\theta_z$  é o ângulo zenital solar definido como o ângulo formado entre a vertical no ponto de observação e a direção da linha que liga o mesmo ponto da superfície da Terra ao Sol.

A irradiância difusa  $G_{dif}(\text{W/m}^2)$  é definida como a taxa de energia incidente sobre uma superfície horizontal por unidade de área, decorrente do espalhamento do feixe solar direto por constituintes atmosféricos.

A integral da irradiância no tempo é definida como irradiação solar ( $\text{Wh/m}^2$ ). A Figura 11 ilustra as componentes da irradiância da sua chegada à atmosfera até o solo (MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES, 2017).

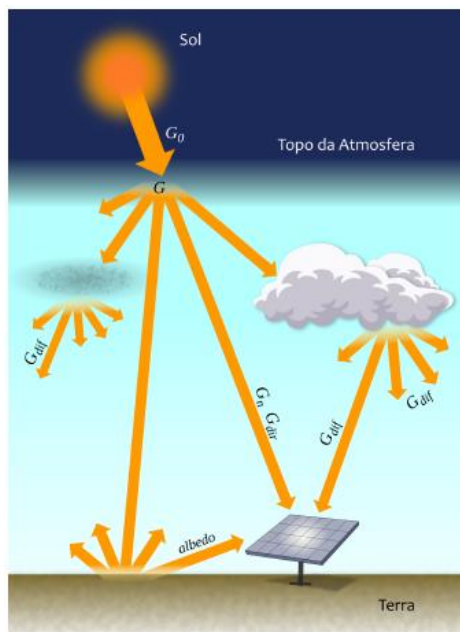


Figura 11– Componentes da irradiação da chegada na atmosfera até seu espalhamento (MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES, 2017)

### 2.3.1 Curva Característica I-V de módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos possuem um comportamento elétrico característico, conhecido como a curva I-V, que descreve a corrente em função da tensão do módulo (corrente *versus* tensão) (GASPARIN, 2009). A curva característica depende de variáveis internas, de fabricação dos módulos, e variáveis externas, do ambiente no qual o módulo fotovoltaico está exposto. Para cada condição de variáveis, a curva I-V possui três pontos principais:

- A tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ): definida como a tensão em que a corrente (I) do módulo fotovoltaico é zero;
- A corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ): definida como a corrente obtida quando os terminais do módulo estão em curto circuito, ou seja, quando a tensão (V) é zero;
- O ponto de máxima potência ( $P_m$ ): definido como o ponto em que a potência gerada pelo módulo é máxima. As variáveis corrente e tensão para esse ponto são denominadas  $I_{mp}$  e  $V_{mp}$  (GASPARIN, 2009).

A Figura 12 apresenta a curva I-V para um módulo fotovoltaico.

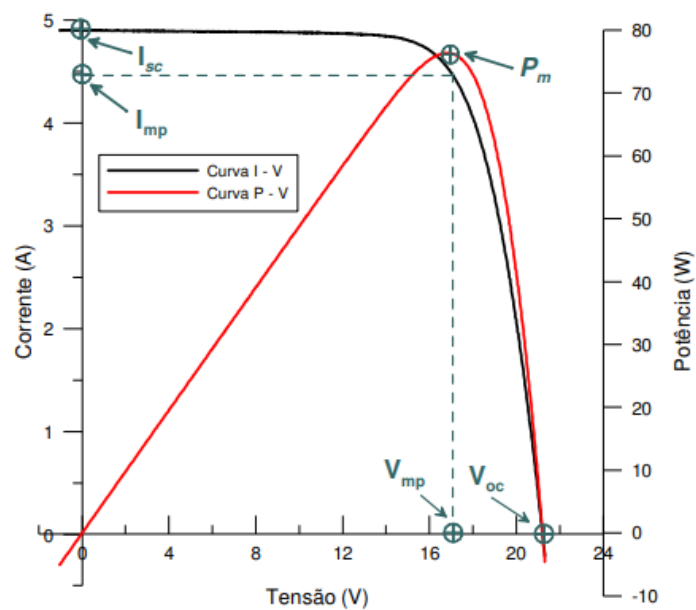


Figura 12 - Curva característica I-V (GASPARIN, 2009).

As Figura 13 e Figura 14 apresentam a curva característica I-V de um módulo fotovoltaico comercial em diferentes condições de irradiação e temperatura.

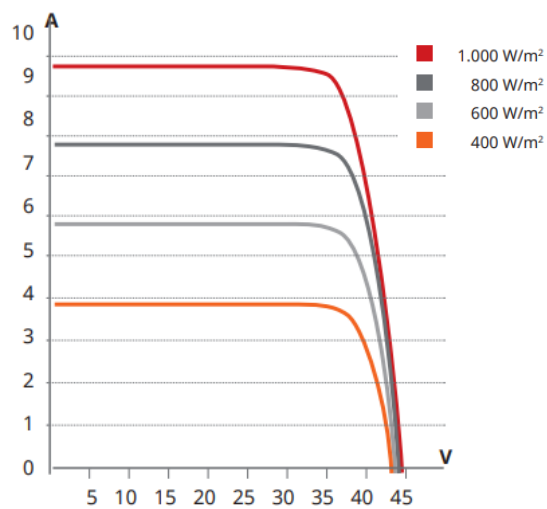


Figura 13 - Curva característica I-V do módulo fotovoltaico Canadian Solar CS6U-P em condições diferentes de irradiação (CANADIAN SOLAR, 2016)



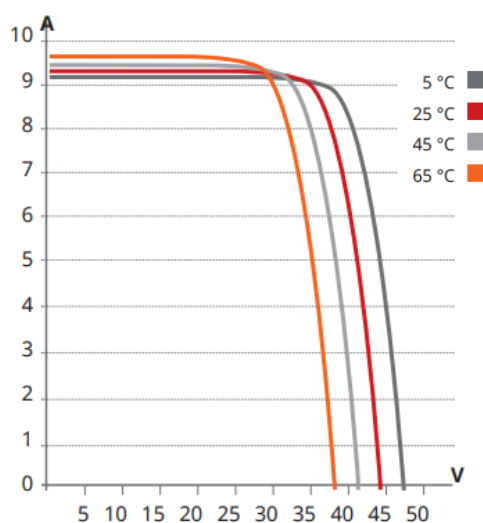


Figura 14 - Curva característica I-V módulo fotovoltaico Canadian Solar CS6U-P em condições diferentes de temperatura (CANADIAN SOLAR, 2016)

## 2.4 Sombreamento

Conforme apresentado anteriormente, a energia gerada por uma Usina Solar está diretamente relacionada com a quantidade de irradiação que os módulos fotovoltaicos recebem. Por isso, durante a elaboração de um projeto fotovoltaico, é necessário avaliar possíveis casos de sombreamento, como prédios, árvores e até o relevo da região, já que afetam a geração de energia do projeto.

O sombreamento é considerado uma questão crítica porque, além de diminuir a geração do módulo ou célula sombreados, afeta também a geração do conjunto conectado em série (RÜTHER, 2004). Esse efeito é denominado de *mismatch loss* ou perdas por associação, e corresponde à diminuição da potência total do sistema se comparada com a soma individual das potências dos módulos devido a diferenças elétricas e sombreamentos (RAMPINELLI, 2007). Isso ocorre porque corrente da série fotovoltaica é limitada pela célula fotovoltaica da série que gera a menor corrente. Outro problema do sombreamento, é que uma célula solar sombreada pode atuar como uma carga, o que pode levar a um excessivo aquecimento, conhecido como ponto quente ou *hot spot*, e destruição do módulo (RÜTHER, 2004).

Os efeitos do sombreamento são atenuados nos módulos comerciais utilizando diodos de *bypass* entre células, geralmente são utilizados três diodos por módulo fotovoltaico. Quando a célula não está sombreada, o diodo de *bypass* está reversamente polarizado e não permite a passagem de corrente elétrica e quando a célula está sombreada,

o diodo de *bypass* está diretamente polarizado e circula corrente, nesse caso a célula não gera energia, mas também não se comporta como carga (RAMPINELLI, 2007). Fica claro que o sombreamento acarreta em perdas na geração de energia, porém o impacto depende não só da área afetada, como também do formato da sombra, do layout e conexão dos módulos e da quantidade e utilização dos diodos de *bypass* (SERA; BAGHZOUZ, 2008).

#### 2.4.1 Distância entre linhas e *Ground Cover Ratio* (GCR)

Durante a elaboração do projeto de uma usina fotovoltaica de grande escala, a geração de energia e a taxa de ocupação da usina devem ser otimizadas (NARVARTE; LORENZO, 2008). Para um terreno, com área limitada, as distâncias elevadas entre linhas de rastreadores solares podem evitar sombreamento entre linhas adjacentes, porém diminuem a quantidade de equipamentos instalados. Distâncias muito pequenas entre linhas de rastreadores solares, aumentam a quantidade de equipamentos instalados na usina, porém acarretam em sombreamentos maiores.

O sombreamento em uma Usina Solar depende da distância entre as linhas dos rastreadores solares e o índice utilizado para medir a otimização entre quantidade de equipamentos e a área da usina é o *Ground Cover Ratio* (GCR), definido como a razão da área dos módulos solares e a área total (NARVARTE; LORENZO, 2008):

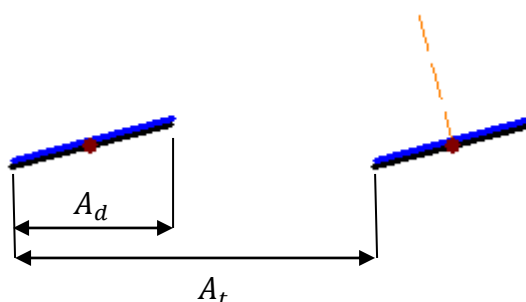


Figura 15 - Esboço para entendimento do conceito de GCR

De acordo com as dimensões representadas na Figura 15, pode-se definir o GCR como:

$$GCR = \frac{A_d}{A_t}$$

A definição do GCR do projeto é realizada através da área utilizada, mais quantidade de equipamentos e afeta diretamente o sombreamento dos módulos.

## 2.5 Estrutura de suporte de módulos

Como a irradiação solar ( $Wh/m^2$ ) é decomposta em irradiação solar direta e difusa, conforme já visto anteriormente, para aproveitar ao máximo o componente direto da irradiação é necessário que os painéis fotovoltaicos estejam perpendiculares a incidência do sol, ou seja, com o ângulo zenital,  $\theta_z = 0^\circ$ .

Para isso, são utilizadas estruturas de suporte de módulos que realizam o rastreamento em 1 eixo ou 2 eixos, denominados rastreadores solares, sendo que na escala de geração centralizada, a grande maioria dos projetos utiliza rastreamento de 1 eixo (Leste-Oeste), conforme pode ser visto na Figura 16. A Figura 16 apresenta os projetos cadastrados nos Leilões de Energia desde 2014 em relação ao tipo de estrutura de suporte.

A utilização de suportes de rastreamento de 1 eixo aumenta a incidência de irradiação solar direta, permitindo um melhor aproveitamento do recurso solar local, para a mesma potência instalada.

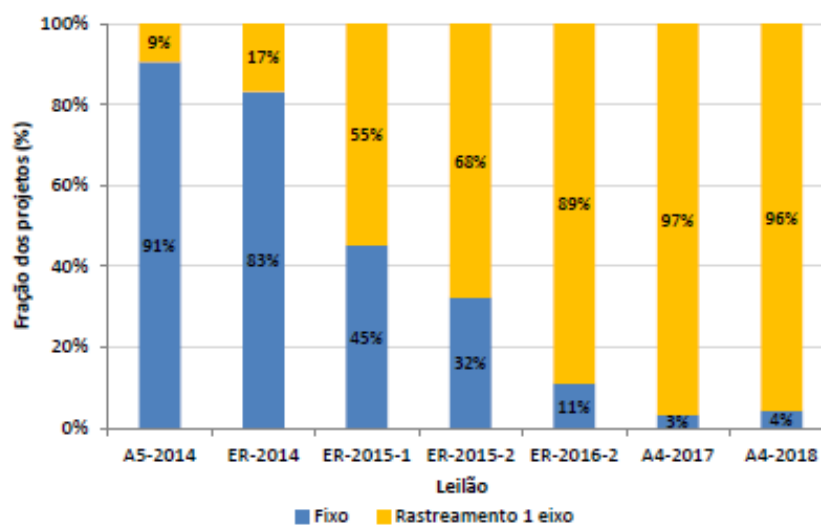


Figura 16 – Características dos empreendimentos participantes nos leilões de 2013 a 2018 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018).

### 2.5.1 Soluções de rastreadores de 1 eixo

Os fabricantes de rastreadores de um eixo possuem soluções diversas que diferem principalmente pela quantidade de módulos por mesa e a quantidade de fileiras movida por um único conjunto acionador. Os rastreadores podem ser classificados entre 1 e 2 fileiras de módulos por mesa, configurações 1V e 2V respectivamente, conforme indicado na Figura 17 e Figura 18.



Figura 17 - Rastreador na configuração 1V



Figura 18 - Rastreador na configuração 2V

Os rastreadores também podem ser classificados pela quantidade de fileiras que são acionadas por conjunto acionador. Caso o conjunto acionador gire uma fileira de mesa é denominado monolinha, duas fileiras de mesas é denominado duolinha e muitas fileiras de mesas por acionador é denominado multilinha.

#### 2.5.2 Restrição de inclinação do terreno

Uma característica importante, que deve ser avaliada para a instalação de suportes de rastreamento, é a existência de restrições de inclinações máximas permitidas para o terreno, tanto no sentido Norte/Sul, quanto no sentido Leste/Oeste. Os valores limites de inclinação do terreno para a instalação do rastreador variam entre os modelos disponíveis no mercado, e dependem do fabricante, especialmente da quantidade de linhas movimentadas por conjunto acionador. A Tabela 1 abaixo mostra as inclinações máximas permitidas para diferentes modelos comerciais.

Classificação (fornecedor)	Inclinação máxima Norte - Sul	Inclinação máxima Leste-Oeste
Monolinha 2V (Soltec)	17%	Ilimitado
Monolinha 1V (Nclave)	16%	Ilimitado
Monolinha 2V (Nclave)	5,2%	Ilimitado
Duolinha 1V (STi)	15%	10% (no mesmo rastreador solar)
Multilinha 1V (STi)	5%	5%

Tabela 1 - Elaboração própria (Datasheets como fonte)

### 2.5.3 Controle do Rastreamento

O rastreamento solar pode ser realizado através de algoritmos fixos de controle ou através de um rastreamento dinâmico. Os algoritmos fixos de controle utilizam modelos matemáticos para encontrar a posição do sol dependendo do local, data e hora, o controlador então calcula a sua posição e o acionador movimenta os módulos deixando-os perpendiculares ao sol. Já os rastreadores dinâmicos, ou ativos, procuram a posição do Sol a todo o momento utilizando sensores fotoelétricos em um controle de malha fechada. Esse método é eficaz em dias ensolarados, porém perde eficiência em dias nublados ou caso os sensores estejam sombreados ou cobertos (THARAMUTTAM; NG, 2017).

#### 2.5.3.1 *Backtracking*

Devido aos algoritmos de rastreamento do sol, nos períodos do início e final de dia, em que o sol está mais próximo da linha do horizonte ( $\theta_z > 60^\circ$  em relação ao solo), os módulos de um rastreador tendem a causar sombras nos módulos do rastreador subsequente. Como essa sombra gera problemas de perda de energia e pontos quentes já citados, os rastreadores utilizam algoritmos de controle, denominados de *backtracking*, que movem os módulos para longe do valor ideal da Figura 19, para posições em que a sombra produzida por um rastreador não afete o rastreador subsequente, Figura 20 (LORENZO; NARVARTE; MUÑOZ, 2011).

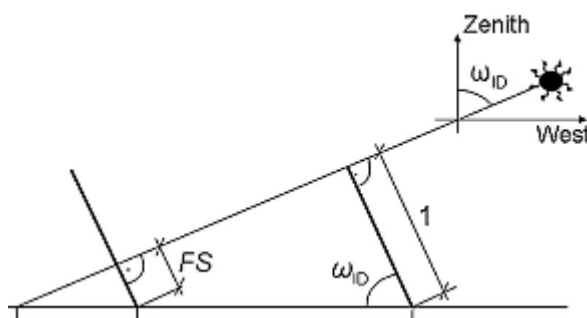


Figura 19 - Rastreadores gerando sombra no rastreador subsequente

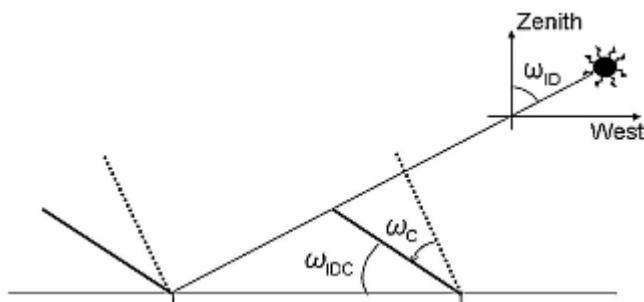


Figura 20 - Rastreadores com *backtracking* evitando a geração de sombra no rastreador subsequente

O *backtracking* diminui ou evita completamente o sombreamento entre fileiras, sendo importante para evitar maiores perdas de energia e pontos quentes (LORENZO; NARVARTE; MUÑOZ, 2011).

## 2.6 Atividade Civil

Muitos terrenos selecionados para a implantação de usinas solares possuem o relevo com topografia acidentada, ou seja, com inclinações superiores as máximas permitidas, pelos fabricantes de rastreadores solares, e ondulações que variam acima da tolerância de instalação dos rastreadores. Nestes casos, é necessário realizar obras de adequação do terreno, de acordo com a Figura 21, o custo da atividade civil é uma parcela significativa da execução de uma usina solar, representando até 10% do valor estimado nos empreendimentos participantes nos leilões de energia.

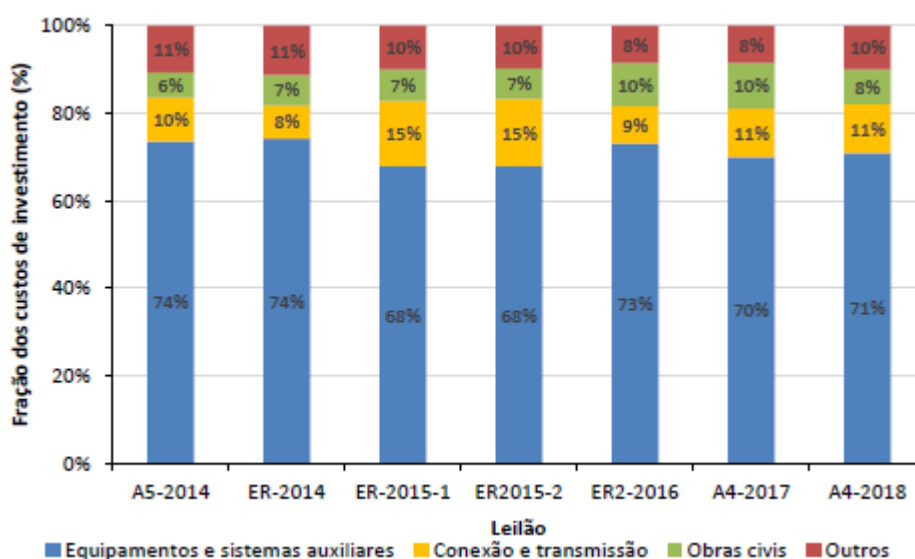


Figura 21 - Peso relativo dos custos no orçamento total dos empreendimentos participantes nos leilões de 2013 a 2018 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018).

A seguir apresentam-se os conceitos de topografia e terraplenagem indispensáveis para o entendimento da abrangência das atividades civis dentro de um parque solar.

### 2.6.1 Topografia

Topografia é definida como a ciência que tem por objetivo conhecer, descrever e representar graficamente sobre uma superfície plana, partes da superfície terrestre, desconsiderando a curvatura do planeta Terra (JÚNIOR; NETO; ANDRADE, 2014). A representação topográfica do relevo natural é utilizada nas usinas solares para elaboração do projeto executivo. A topografia também é utilizada para a conferência da correta execução das atividades, especialmente após a realização da terraplenagem.

### 2.6.2 Terraplenagem

Terraplenagem, ou movimentação de terras, pode ser definida como o conjunto de operações necessárias para a retirada de terra de locais em que se encontra em excesso para locais onde esteja em falta, regularizando o terreno natural de acordo com um projeto que se deseja implantar (RICARDO; CATALANI, 2007). Em um projeto de terraplenagem o volume da retirada de terra de locais em que se encontra em excesso é denominado corte e o volume para locais em que está em falta é denominado aterro.

Pode-se distinguir a terraplenagem em quatro operações básicas: escavação, carga do material escavado, transporte e espalhamento. As operações podem ser realizadas pela mesma máquina ou por equipamentos diversos, sendo característica da terraplenagem mecanizada os altos investimentos em equipamentos, profissionais capacitados na operação das máquinas e a possibilidade de movimentação de grandes volumes em prazos curtos. A produtividade varia de acordo com a característica da máquina utilizada, de qual operação está executando e do tipo de solo do projeto (RICARDO; CATALANI, 2007).

## 3 METODOLOGIA

Nesse capítulo será apresentada a metodologia que deve ser aplicada para realizar o comparativo econômico entre a utilização do terreno natural e a utilização do terreno nivelado, ou seja, que teve atividade de terraplenagem. Será apresentado desde o

levantamento topográfico do terreno até o *software* e os parâmetros utilizados na simulação elétrica do sistema.

### 3.1 Avaliação do terreno proposto

O terreno que será analisado nesse trabalho é uma parte do terreno de uma usina fotovoltaica já instalada, de 30 MW localizada na cidade de Agrestina-PE. A localização da usina foi escolhida devido à disponibilidade de informações topográficas, solarimétricas e do relevo no horizonte.

A área disponível para a construção da usina é limitada pelo tamanho da propriedade do empreendedor e também por licenças ambientais. Como o objetivo do trabalho é avaliar a diferença na geração de energia devido ao sombreamento dos módulos e a quantidade de terraplenagem executada em duas situações, terreno totalmente plano e terreno com as inclinações originais, foi considerado que a área disponível para instalação de módulos fotovoltaicos é limitada em 55.000 m<sup>2</sup>, devida a proporção m<sup>2</sup>/MW disponível no projeto da Usina FV instalada.

A Figura 22 apresenta a topografia da área da usina fotovoltaica e da região escolhida para o estudo.



Figura 22 - Topografia da Usina Fotovoltaica



### 3.2 Projeto de terraplenagem

O projeto de terraplenagem deve ser elaborado a partir dos dados de topografia da área proposta, dos tipos de solo e dos requisitos de inclinação e regularização do terreno do rastreador escolhido. Esta é uma das partes críticas de um projeto, devido aos custos gerados pela necessidade de movimentação de terras e, se necessário, detonações de rochas.

Para o estudo proposto, serão comparados os volumes de movimentação de terra para dois casos. O primeiro considerando uma terraplenagem que nivele e regularize 100% do terreno, o segundo de acordo com os requisitos de inclinação e regularização do terreno de um rastreador. Para o cálculo dos volumes, será utilizado o software Civil3D.

#### 3.2.1 Terreno 100% nivelado

Para obtenção de um terreno 100% nivelado, ou seja, deixá-lo plano e em uma única cota, o projeto geométrico deve considerar a existência de camada vegetal e o equilíbrio entre as movimentações de terra de corte (já descontado camada vegetal) e aterro necessários.

No presente projeto, considerou-se que o terreno apresentava uma camada vegetal de aproximadamente 20 cm de espessura gerando um volume de material a ser descartado. Este volume resultará na diferença entre os volumes de corte e aterro.

Buscando a menor movimentação de terra possível, adotou-se a metodologia de equilíbrio entre os volumes de corte e de aterro. Essa metodologia visa utilizar o material cortado para executar os aterros e assim evitar a necessidade de aquisição de material externo e locais para destinar as sobras do material.

#### 3.2.2 Terreno de acordo com restrições de inclinação dos suportes de rastreamento

Conforme apresentado anteriormente, os rastreadores podem apresentar restrições de inclinação que também podem ser entendidas como as tolerâncias do terreno. Então, se essas tolerâncias forem utilizadas no projeto de terraplanagem pode-se diminuir consideravelmente os volumes de corte e aterro ou até mesmo eliminá-los.

Com o auxílio do software Civil 3D identificou-se que as inclinações máximas e mínimas não eram superiores a 3,5% para o terreno proposto, portanto as inclinações do terreno natural eram menores do que as restrições impostas pelo equipamento, podendo então ser realizada a simulação considerando o terreno natural sem movimentações de terra.

### 3.3 Dimensionamento dos equipamentos

#### 3.3.1 Inversor

Foi definido a utilização de dois Inversores Solares Centrais SIW700 da WEG. O modelo do inversor foi escolhido por ter sido utilizado na usina instalada, mantendo assim a área disponível do projeto por MW e a quantidade definida. A escolha por dois inversores é porque os inversores de grande porte, como o SIW700, são instalados dentro de Eletrocentros (WEG EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS, 2019).

#### 3.3.2 Módulos

Para manter válida a comparação da área do projeto disponível por MW, foi utilizado o mesmo modelo da Usina, o JAM72S01 360Wp - PR (JA SOLAR, 2018).

A quantidade de módulos por *string* foi calculada utilizando os parâmetros de máxima tensão de entrada do Inversor SIW700 – 1000 V e a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) do módulo na temperatura 15°C, menor que a menor temperatura ambiente registrada na cidade conforme apresentado na Figura 23, é igual a - 49,2 V.

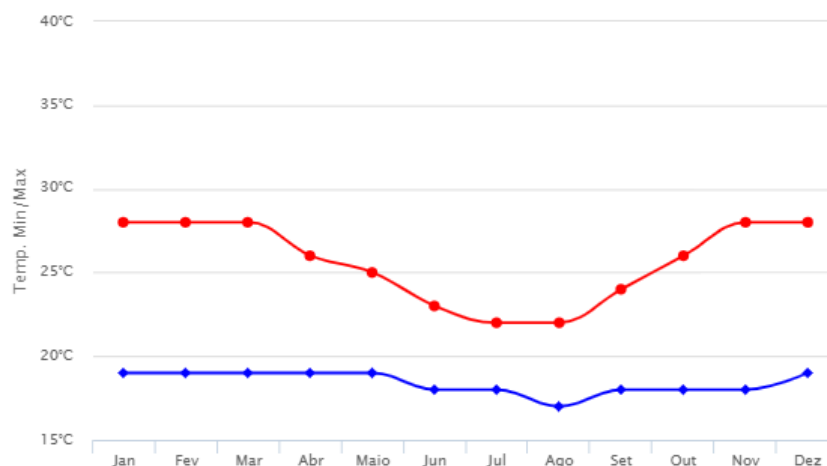


Figura 23 - Temperatura máximas e mínimas na cidade de Agrestina - PE (CLIMATEMPO, 2019)

O número de módulos ( $n$ ), por *string*, pode ser calculado pela equação:

$$n < \frac{V_{m\acute{a}x\_inv}}{V_{oc\_15^\circ}}$$

resultando em um número de 20 módulos por *string*.

### 3.3.3 Rastreadores solares

A quantidade de rastreadores solares foi dimensionada de acordo com a área disponível no projeto, 55.000 m<sup>2</sup> e a área de um rastreador de módulos, 118,9 m<sup>2</sup> (60,66 m x 1,96 m).

Foram realizadas simulações, com diferentes distâncias entre os rastreadores solares, considerando o terreno plano e a utilização do sistema de *backtracking*, para encontrar o melhor valor de GCR para o projeto.

### 3.4 Simulação do sistema no software PVsyst

Para a simulação do sistema no PVsyst, foram inseridos inicialmente os dados solarimétricos, os arquivos do inversor e dos módulos escolhidos e o dimensionamento dos equipamentos definido no 3.3. Para a análise do sombreamento foi utilizado a função *Near Shadings*, em que é possível importar os arquivos dos terrenos para a simulação, a Figura 24 - Terreno natural inserido no PVsyst apresenta o terreno natural inserido no software.

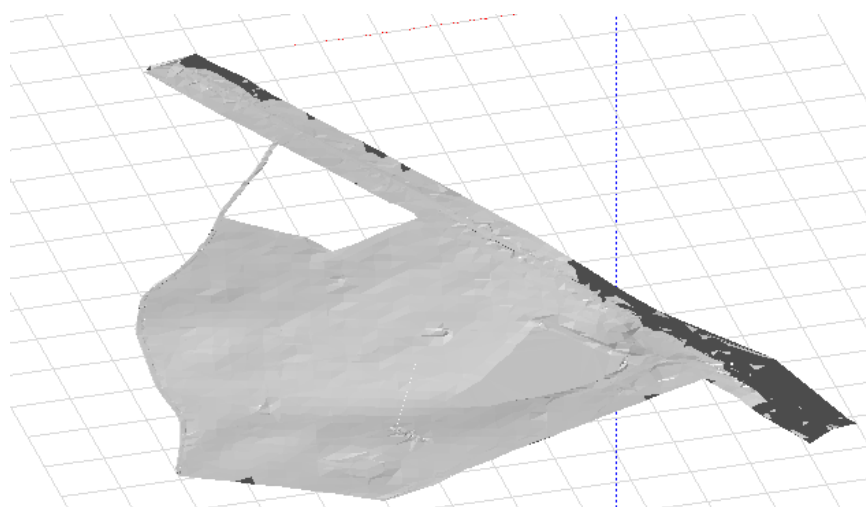


Figura 24 - Terreno natural inserido no PVsyst

No PVsyst foi criado elemento de rastreador solar com as características escolhidas, monolinha 1V e 60 módulos (3 *strings*) por mesa. O posicionamento dos rastreadores solares foi realizado a partir de coordenadas x, y e z geradas inicialmente utilizando a ferramenta de desenho AutoCAD o início e fim de cada rastreador solar.

#### 3.4.1 Posicionando os rastreadores solares no terreno 100% nivelado

Para a simulação com o terreno 100% nivelado, como a altura dos rastreador solares, a coordenada z, era a mesma para todo o projeto os 220 rastreadores solares foram posicionados em grupos de 10 cada.

#### 3.4.2 Posicionando os rastreadores solares no terreno natural

Para a simulação com o terreno natural, a altura e a inclinação dos rastreadores solares variam de acordo com a topografia do terreno. Devido a complexidade da simulação elétrica e o PVsyst não aceitar inclinações diferentes para a simulação utilizando rastreadores solares, todos os rastreadores solares foram posicionados utilizando a média da inclinação do terreno em 2°.

Inicialmente os rastreadores foram posicionados individualmente utilizando as coordenadas retiradas do AutoCAD, porém devido a maneira como o sistema de *backtracking* utiliza a distância entre os rastreadores solares para evitar o sombreamento, o PVsyst só consegue simular o *backtracking* quando os rastreadores são posicionados em grupos. Para manter tanto o *backtracking* como a variação de altura do terreno, os rastreadores foram posicionados dois a dois.

#### 3.4.3 Posicionamento e ligação elétrica entre módulos

De acordo com o discutido no referencial teórico, o sombreamento impacta na geração de energia de duas formas, a primeira é evitando que a irradiação solar atinja o módulo e a segunda é causando diferenças elétricas entre os módulos, ocasionando em perdas por associação ou *mismatch losses*. Para que o PVsyst possa simular as perdas por associação é necessário definir a ligação entre os módulos da Usina.

A ligação entre módulos é feita entre módulos adjacentes, devido especialmente aos custos de cabo e para diminuir perdas ôhmicas e por associação, módulos adjacentes um ao outro estão expostos a mesma radiação e tendem a sofrer as mesmas condições de sombreamento durante o dia.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1 Comparativo e definição da quantidade de rastreadores solares

Com a limitação da área do terreno em 55.000 m<sup>2</sup>, foram feitas simulações considerando diferentes situações de distâncias entre linhas de rastreadores solares, ou *pitch*, para comparação e definição da quantidade de rastreadores e conseqüentemente de módulos que serão utilizados no projeto.

As simulações foram feitas considerando *pitch* de 3,5 m, 4 m e 4,5 m. A Tabela 2 apresenta um resumo dos resultados dessas simulações e o ANEXO A apresenta os relatórios completos.

Tabela 2 - Resumo das simulações com diferentes GCRs

Pitch (m)	GCR	Nº de rastreadores solares utilizado	Energia Anual (MWh/yr)	<i>Performance Ratio</i>
3,5	56,0%	250	10422	0,809
4	49,0%	220	9485	0,826
4,5	43,6%	200	8738	0,828

Dentre as informações que o relatório do PVsyst apresenta, foram analisados dois parâmetros, a Energia Anual Gerada e o *Performance Ratio* (PR), para a definição do *pitch* do projeto. Analisa-se inicialmente através do *Performance Ratio*, que é a taxa de desempenho do sistema, definida pela energia produzida pelo sistema na simulação com o potencial energético máximo teórico.

Analisando apenas os resultados apresentados na Tabela 2, é possível indicar um *pitch* de 4 m como sendo o mais recomendado para o projeto. Como o PR não sofre muita variação entre *pitch* de 4 m e 4,5 m, prefere-se o *pitch* em que é possível utilizar mais equipamentos, ou seja, em que a energia anual gerada é maior. Nessa comparação a semelhança no valor do PR aconteceu porque nas duas distâncias entre fileiras de rastreadores solares, o *backtracking* só inicia quando o ângulo solar é menor que 30°.

impactando na irradiação global e conseqüentemente na geração de energia apenas antes das 8h e após as 15h.

Na comparação entre 3,5 m e 4 m, o índice do PR altera, portanto prefere-se manter o *pitch* em que os equipamentos geram uma quantidade maior de energia por MW instalado.

#### 4.2 Comparativo de energia gerada entre as simulações

Definido o *pitch* de 4 m entre fileiras de rastreadores solares, os terrenos foram inseridos no PVsyst e os rastreadores solares posicionados. Nas Figura 25 e Figura 26 estão apresentados os rastreadores solares posicionados no terreno 100% nivelado e no terreno natural, respectivamente.

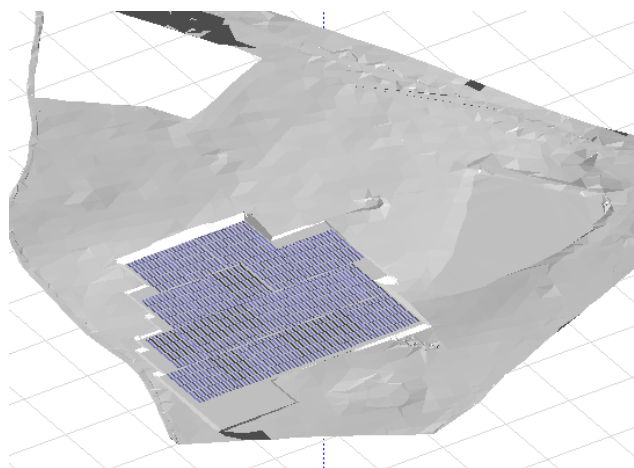


Figura 25 - Rastreadores solares posicionados no PVsyst no terreno 100% nivelado

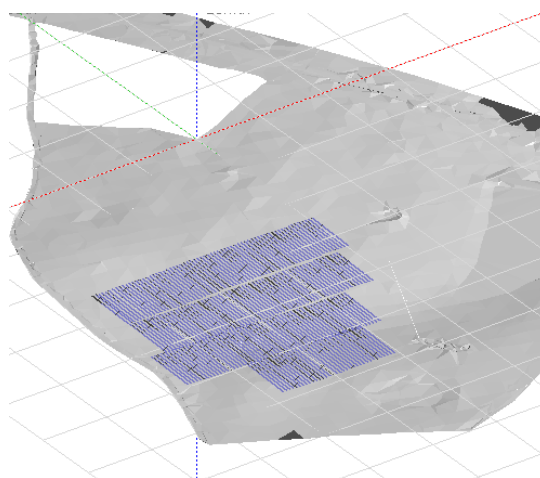


Figura 26 - Rastreadores solares posicionados no PVsyst no terreno natural

Para realizar a simulação elétrica completa, nesse estudo os 13.200 módulos foram associados em *strings* de 20 módulos, conforme calculado anteriormente, e cada *string* foi posicionada em apenas um rastreador solar. A Figura 27 apresenta as 660 *strings* dispostas no projeto em cores diferentes.

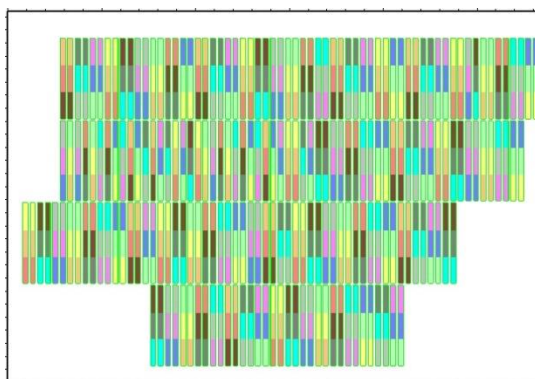


Figura 27 - Layout e ligação dos módulos fotovoltaicos sobre os rastreadores solares

A simulação utiliza os dados solarimétricos a cada hora de um ano para calcular a geração de energia a cada momento do sistema inserido, considerando os equipamentos, terreno, ligações. O resumo do resultado das simulações está apresentado na Tabela 3 e o ANEXO B apresenta os relatórios completos para maiores detalhes.

Tabela 3 - Resumo dos resultados de geração de energia e alteração no terreno

	<b>Energia Gerada (MWh/ano)</b>	<b>Energia perdida (Near shadings)(%)</b>	<b>Energia perdida (Shadings: Electrical Loss detailed module calc.) (%)</b>	<b>Volume de corte no terreno (m³)</b>	<b>Volume de aterro no terreno (m³)</b>
<b>Simulação com o terreno 100% nivelado</b>	9461	3,0	0,0	73.894,64	59.531,40
<b>Simulação com o terreno natural</b>	9069	4,7	2,8	0,00	0,00

Como pode ser observado, a geração de energia para o terreno 100% nivelado foi 4,3% maior que a geração de energia utilizando o terreno natural, essa diferença era esperada devido as sombras que acontecem entre as filas de rastreadores solares instalados em diferentes alturas e inclinações no terreno natural.

Devido as diferentes alturas em que os rastreadores solares foram posicionados no terreno natural e a maneira como o *backtracking* funciona, na simulação com o terreno natural houveram mais perdas por sombreamento, tanto em perdas na irradiação direta, apresentado na coluna de Energia perdida (*Near Shadings*) quanto nas perdas por

associação de módulos, apresentado na coluna de Energia perdida (*Shadings: Electrical Loss detailed module calc.*).

#### 4.3 Comparativo financeiro entre as simulações

O comparativo financeiro das simulações foi feito considerando dois valores, o primeiro valor é o custo necessário para gerar o terreno nivelado, o segundo valor é a receita da venda de energia.

Para calcular os custos necessários para a limpeza do terreno e a movimentação de terra necessária para gerar um terreno 100% nivelado, foi utilizada a tabela de preços do SINAPI (Sistema Nacional de Pesquisa de Custos e Índices da Construção Civil) para o estado de Pernambuco no mês de Setembro de 2019 (CAIXA ECONÔMICA FEDERAL, 2019). Os custos das atividades necessárias para nivelar o terreno estão apresentados na Tabela 4 já considerando 30% de BDI (Benefícios e Despesas Indiretas) cobrados pelas empresas executoras.

Tabela 4 - Custo das atividades civis

<b>Código SINAPI</b>	<b>Atividade</b>	<b>Custo</b>
73822/2	Limpeza mecanizada de terreno com remoção de camada vegetal, utilizando moto niveladora	R\$0,69/m <sup>2</sup>
89885	Escavação vertical a céu aberto, incluindo carga, descarga e transporte, em solo de 1ª categoria com escavadeira hidráulica (caçamba: 0,8m <sup>3</sup> /11HP), frota de 3 caminhões basculantes de 14m <sup>3</sup> , DMT de 0,2 km e velocidade média de 4km/h	R\$10,79/m <sup>3</sup>
96385	Execução e compactação de aterro com solo predominantemente argiloso - exclusive escavação, carga e transporte e solo	R\$8,32/m <sup>3</sup>

Já para calcular a receita da venda da energia gerada, foram considerados dois valores para o preço do MWh, para o preço do mercado regulado foi utilizado o preço médio de venda da energia solar no leilão A-6 de 2019 (ANEEL, 2019) e para o preço do mercado livre foi utilizada a média dos últimos 12 meses do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) médio no mercado livre de energia (CCEE, 2019). Os preços estão apresentados na Tabela 5.



Tabela 5 - Preço de venda do MWh para Usinas solares

<b>Mercado de referência</b>	<b>Fonte utilizada</b>	<b>Preço</b>
Mercado regulado	Leilão de Energia Nova A-6 - 2019	R\$ 84,39 /MWh
Mercado livre	Preço Médio dos últimos 12 meses da CCEE para o Submercado Sul	R\$198,63/MWh

A diferença entre o preço do mercado regulado e do mercado livre é justificável devido ao nível de risco apresentado em cada mercado. No mercado regulado, os empreendimentos vencedores do leilão de energia possuem contratos longos, 20 anos, com o governo, o que representa uma renda estável e previsível durante a operação da usina. Já no mercado livre, o preço da energia varia de acordo com os contratos assinados entre as partes e também com a oferta e a demanda dentro dessa modalidade, o que gera uma imprevisibilidade no preço durante toda a operação da usina.

Utilizando as informações das Tabela 3, Tabela 4 e Tabela 5 é possível avaliar a melhor situação financeira para o terreno proposto, considerando a vida útil da usina em 20 anos, valor definido nos leilões de energia nova. A Tabela 6 apresenta os resultados considerando a venda no mercado regulado e no mercado livre.

Tabela 6 - Comparativo financeiro das situações

<b>Situação</b>	<b>Custo da movimentação de terra do terreno 100% nivelado</b>	<b>Receita adicional arrecadada na geração de energia (terreno 100% nivelado - terreno natural)</b>	<b>Diferença entre receita adicional e custo para o terreno 100% nivelado</b>
Mercado Regulado	R\$ 1.330.574,41	R\$ 661.617,60	<b>- R\$ 668.956,81</b>
Mercado Livre	R\$ 1.330.574,41	R\$ 1.557.226,53	R\$ 226.652,12

Como pode ser observado na tabela, caso seja considerado o valor de venda da energia no mercado regulado, não compensa ser feito o nivelamento do terreno, já no caso de venda no mercado livre de energia, pode valer a pena ser feito o nivelamento, dependendo da projeção esperada para o preço de venda no mercado livre. Conforme discutido anteriormente, devido a incerteza de preços no mercado livre de energia, a definição de executar ou não o nivelamento do terreno deve ser precedida de uma análise do contrato de venda de energia, se existente, e da perspectiva do mercado livre nos próximos 20 anos.

É importante ressaltar que nesse trabalho não foram analisados os custos relativos à drenagem do terreno, que tendem a ser maiores para terrenos com maior volume de terra movimentado. Outra análise que não foi realizada é em relação a diferença de degradação

entre módulos fotovoltaicos que operam em condições normais e módulos que sofrem de sombreamento constante durante a sua vida útil.

## 5 CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS

O trabalho realizou um comparativo técnico e financeiro entre duas situações de instalação de usina solar fotovoltaica em Agrestina - PE. O comparativo técnico foi discutido ao longo do trabalho e o comparativo financeiro foi concluído, através dos valores apresentados na Tabela 6 - Comparativo financeiro das situações.

Considerando o terreno proposto e os resultados apresentados, a melhor escolha para o mercado regulado é a utilização do terreno natural, solução tecnicamente mais simples e financeiramente mais viável para o projeto. Já para a venda no mercado livre, a avaliação financeira realizada aponta para o terreno nivelado como sendo o mais apropriado, porém se faz necessário um maior detalhamento do projeto civil e conseqüentemente dos seus custos, bem como do preço de venda de energia e dos riscos decorrentes de uma solução técnica mais complexa. É importante ressaltar que essa análise deve ser feita para cada projeto individualmente, visto que as características topográficas e solarimétricas, os requisitos de inclinação dos rastreadores solares, o tamanho do terreno disponível, o custo das atividades civis no estado e o preço de venda de energia variam para cada projeto.

A metodologia, aqui apresentada, torna possível a análise comparativa para quaisquer terreno, ou seja, é necessário realizar o levantamento topográfico do terreno, comparar as inclinações do terreno natural com os requisitos definidos pelos fabricantes de rastreadores solares, verificar os volumes de terra que precisam ser movimentados, adicionar os rastreadores individualmente nos terrenos para realizar a simulação elétrica e realizar a análise financeira a partir dos resultados gerados.

O presente trabalho mostra a importância da complementaridade entre diferentes áreas como civil e elétrica, e apresenta a necessidade de ser realizada uma análise dos prós e contras do projeto como um todo e não especificamente por uma única área. A sugestão para gerar resultados mais assertivos nas tomadas de decisões, em novos projetos, é avaliar a utilização de outro software, em que possam ser implantadas as condições de inclinação e altura do rastreador solar individualmente, devido à complexidade da simulação proposta e as limitações do software PVsyst.

O trabalho também é atual se considerado as propostas de novos softwares de rastreamento solar, exemplo o TrueCapture (ABBARAJU; DALY; NEXTRACKER, 2018) que utilizam as variações do terreno, utilizando *machine learning*, ou aprendizado de máquina, para realizar o *backtracking* por fileira e otimizando a produção de energia solar, evitando as sombras em terrenos considerados inclinados e ondulatórios.

Novas metodologias de rastreamento solar aproveitam mais o terreno natural, minimizando gastos com movimentações de terra sem influenciar negativamente na geração de energia e espera-se que os softwares de simulação acompanhem as evoluções das tecnologias para gerar informações confiáveis na tomada de decisões de projetos.

## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABBARAJU, Venkata; DALY, Allan; NEXTRACKER. **White Paper: Optimizing Your Energy Yield: TrueCapture Smart Control Technology Boosts Energy Production and Financial Returns**, 2018.

ANEEL. **Resultados do Leilão: 30º Leilão de Energia Nova A-6.**, 2019. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais\\_geracao/documentos/Resultados-do-Leilao\\_4-2019\\_30len\\_a6.pdf](https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/Resultados-do-Leilao_4-2019_30len_a6.pdf). Acesso em: 4 nov. 2019.

CAIXA ECONÔMICA FEDERAL. **Tabela SINAPI - Pernambuco - Setembro 2019.**, 2019. Disponível em: [http://www.caixa.gov.br/site/Paginas/downloads.aspx#categoria\\_653](http://www.caixa.gov.br/site/Paginas/downloads.aspx#categoria_653). Acesso em: 4 nov. 2019.

CANADIAN SOLAR. **MAXPOWER CS6U- 315| 320| 325| 330P**: Ficha técnica do produto do módulo fotovoltaico., 2016.

CCEE. **Preço Médio da CCEE (R\$/MWh).**, 2019. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/precos\\_medios?\\_afLoop=124450145840029&\\_adf.ctrl-state=1d341tiz1o\\_14#!%40%40%3F\\_afLoop%3D124450145840029%26\\_adf.ctrl-state%3D1d341tiz1o\\_18](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afLoop=124450145840029&_adf.ctrl-state=1d341tiz1o_14#!%40%40%3F_afLoop%3D124450145840029%26_adf.ctrl-state%3D1d341tiz1o_18). Acesso em: 4 nov. 2019.

CLIMATEMPO. **CLIMATOLOGIA Agrestina - PE.** 2019. Disponível em: <https://www.climatempo.com.br/climatologia/5908/agrestina-pe>. Acesso em: 10 nov. 2019.

GASPARIN, Fabiano Perin. **Desenvolvimento de um traçador de curvas características de módulos fotovoltaicos.** 2009. Dissertação de Mestrado (Mestrado em Engenharia) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2009.

IEA PVPS.Report IEA PVPS T1-34: **Trends 2018 in Photovoltaic Applications**, 2018.

IEA PVPS.Report IEA PVPS T1-33: **Snapshot of Global Photovoltaic Markets**, 2018.

JA SOLAR. **JAM72S01 350-370/PR**: Ficha técnica do produto do módulo fotovoltaico, 2018.

JÚNIOR, José Machado Coelho; NETO, Fernando Cartaxo Rolim; ANDRADE, Júlio da Silva C. O. **Topografia Geral**. , 2014.

LORENZO, E.; NARVARTE, L.; MUÑOZ, J. Tracking and back-tracking. **PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS**, v. 19, p. 747–753, 2011.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. , ed. 2a, 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Empresa de Pesquisa Energética. **Nota Técnica: Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira.**, 2012.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIAS. **Energia no Mundo Ministério de Minas e Energia 2015 - 2016**, 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018**, 2018

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Empresa de Pesquisa Energética. **Projetos fotovoltaicos nos leilões de energia: Características dos empreendimentos participantes nos leilões de 2013 a 2018**. ,2018.

NARVARTE, L.; LORENZO, E. Tracking and Ground Cover Ratio. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 16, p. 703–714, 2008.

NREL. **Glossary of solar radiation resource terms: National Renewable Energy Laboratory.**,2017.

RAMPINELLI, Giuliano Arns. **Análise da distribuição de tensões elétricas em uma associação de módulos de um sistema fotovoltaico conectado à rede.** 2007. Dissertação de Mestrado (Mestrado em Engenharia) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2007.

RICARDO, Helio de Souza; CATALANI, Guilherme. **Manual Prático de Escavação: Terraplenagem e Escavação de Rocha.** 3a. ed., 2007.

RUTHER, Ricardo. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil.** 1a. ed., 2004.

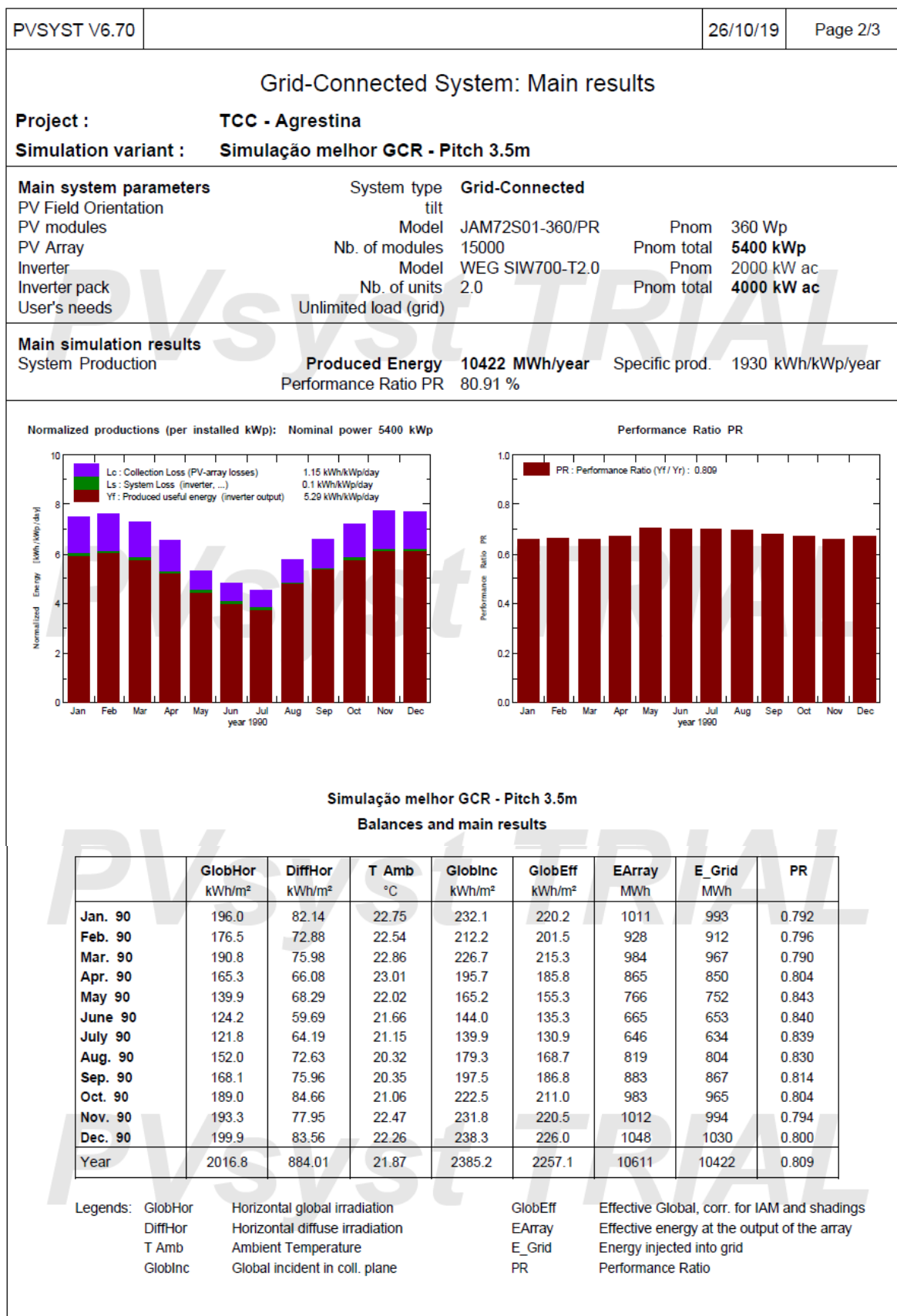
SERA, Dezso; BAGHZOUZ, Yahia. On the Impact of Partial Shading on PV Output Power. **Proceedings of RES'08 WSEAS Press**, 2008.

THARAMUTTAM, Jerin Kuriakose; NG, Andrew Keong. **Design and Development of an Automatic Solar Tracker.** , 2017. World Engineers Summit – Applied Energy Symposium & Forum: Low Carbon Cities & Urban Energy Joint Conference, WES-CUE 2017, 19–21 July 2017, Singapore.

WEG EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS. **ESW - ELETROCENTRO SOLAR: Disponibilidade para um mundo sustentável como fonte de energia do futuro,** 2019.

## ANEXO A - RELATÓRIOS SIMULAÇÕES COM DIFERENTES PITCHS

PVSYST V6.70		26/10/19	Page 1/3
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
<b>Project :</b>	<b>TCC - Agrestina</b>		
<b>Geographical Site</b>	<b>Agrestina</b>	<b>Country</b>	<b>Brazil</b>
<b>Situation</b>	Latitude -8.42° S	<b>Longitude</b>	-35.96° W
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	<b>Altitude</b>	427 m
<b>Meteo data:</b>	<b>Agrestina</b>	Vortex Set/07-Ago/17 - Imported	
<b>Simulation variant :</b>	<b>Simulação melhor GCR - Pitch 3.5m</b>		
	Simulation date	26/10/19 14h59	
<b>Simulation parameters</b>	System type	<b>Unlimited Trackers with backtracking</b>	
<b>Tracking horizontal axis</b>	Simplified model, unlimited	250tracker rows	Axis Azimuth 0°
Rotation Limitations	Phi min.	-50°	Phi max. 50°
<b>Backtracking strategy</b>	Nb. of trackers	250	Unlimited trackers
	Tracker Spacing	3.50 m	Collector width 1.96 m
Inactive band	Left	0.02 m	Right 0.02 m
Backtracking limit angle	Phi limits	+/- 54.9°	Ground cov. Ratio (GCR) 56.0 %
<b>Models used</b>	Transposition	Perez	Diffuse Imported
<b>Horizon</b>	Free Horizon		
<b>Near Shadings</b>	No Shadings		
<b>PV Array Characteristics</b>			
<b>PV module</b>	Si-mono	Model	<b>JAM72S01-360/PR</b>
Custom parameters definition	Manufacturer	JA Solar	
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel 750 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	15000	Unit Nom. Power 360 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>5400 kWp</b>	At operating cond. 4871 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	698 V	I mpp 6981 A
Total area	Module area	<b>29135 m²</b>	Cell area 26384 m²
<b>Inverter</b>	Model	<b>WEG SIW700-T2.0</b>	
Custom parameters definition	Manufacturer	WEG Equipamentos Elétricos SA	
Characteristics	Operating Voltage	590-800 V	Unit Nom. Power 2000 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	2 units	Total Power 4000 kWac
			Pnom ratio 1.35
<b>PV Array loss factors</b>			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	1.7 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.8 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)		



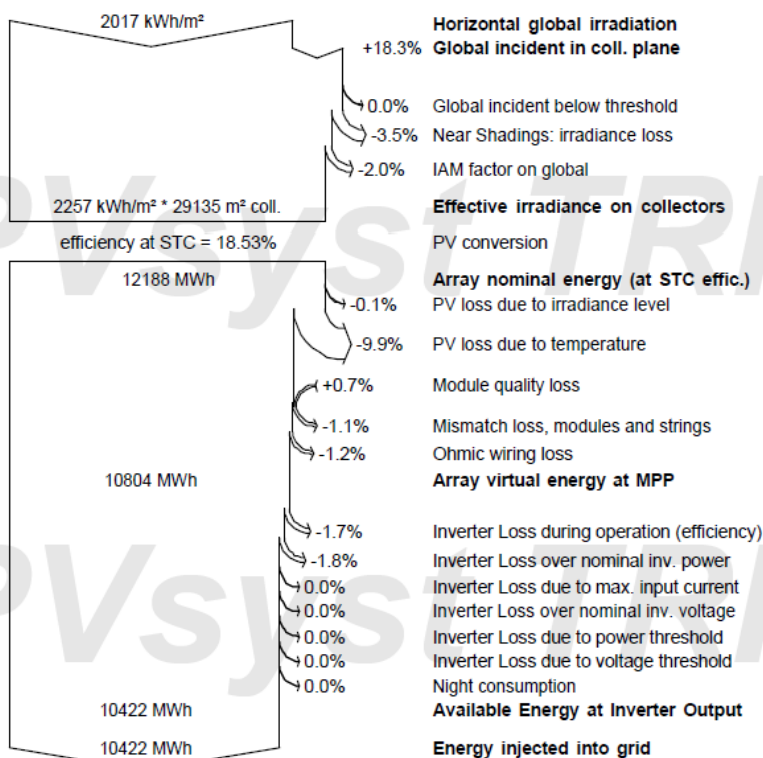


### Grid-Connected System: Loss diagram

**Project :** TCC - Agrestina  
**Simulation variant :** Simulação melhor GCR - Pitch 3.5m

<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Grid-Connected</b>		
PV Field Orientation	tilt			
PV modules	Model	JAM72S01-360/PR	Pnom	360 Wp
PV Array	Nb. of modules	15000	Pnom total	<b>5400 kWp</b>
Inverter	Model	WEG SIW700-T2.0	Pnom	2000 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total	<b>4000 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



PVSYST V6.70		26/10/19	Page 1/3
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
<b>Project :</b>	<b>TCC - Agrestina</b>		
<b>Geographical Site</b>	<b>Agrestina</b>	<b>Country</b>	<b>Brazil</b>
<b>Situation</b>	Latitude -8.42° S	<b>Longitude</b>	-35.96° W
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	<b>Altitude</b>	427 m
	Albedo 0.20		
<b>Meteo data:</b>	<b>Agrestina</b>	Vortex Set/07-Ago/17 - Imported	
<b>Simulation variant :</b>	<b>Simulação melhor GCR - Pitch 4m</b>		
	Simulation date	26/10/19 14h42	
<b>Simulation parameters</b>	System type	<b>Unlimited Trackers with backtracking</b>	
<b>Tracking horizontal axis</b>	Simplified model, unlimited	220tracker rows	Axis Azimuth 0°
Rotation Limitations	Phi min.	-50°	Phi max. 50°
<b>Backtracking strategy</b>	Nb. of trackers	220	Unlimited trackers
	Tracker Spacing	4.00 m	Collector width 1.96 m
Inactive band	Left	0.02 m	Right 0.02 m
Backtracking limit angle	Phi limits	+/- 59.8°	Ground cov. Ratio (GCR) 49.0 %
<b>Models used</b>	Transposition	Perez	Diffuse Imported
<b>Horizon</b>	Free Horizon		
<b>Near Shadings</b>	No Shadings		
<b>PV Array Characteristics</b>			
<b>PV module</b>	Si-mono	Model	<b>JAM72S01-360/PR</b>
Custom parameters definition	Manufacturer	JA Solar	
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel 660 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	13200	Unit Nom. Power 360 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>4752 kWp</b>	At operating cond. 4286 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	698 V	I mpp 6143 A
Total area	Module area	<b>25639 m<sup>2</sup></b>	Cell area 23218 m <sup>2</sup>
<b>Inverter</b>	Model	<b>WEG SIW700-T2.0</b>	
Custom parameters definition	Manufacturer	WEG Equipamentos Elétricos SA	
Characteristics	Operating Voltage	590-800 V	Unit Nom. Power 2000 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	2 units	Total Power 4000 kWac
			Pnom ratio 1.19
<b>PV Array loss factors</b>			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (wind) 0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	1.9 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.8 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)		

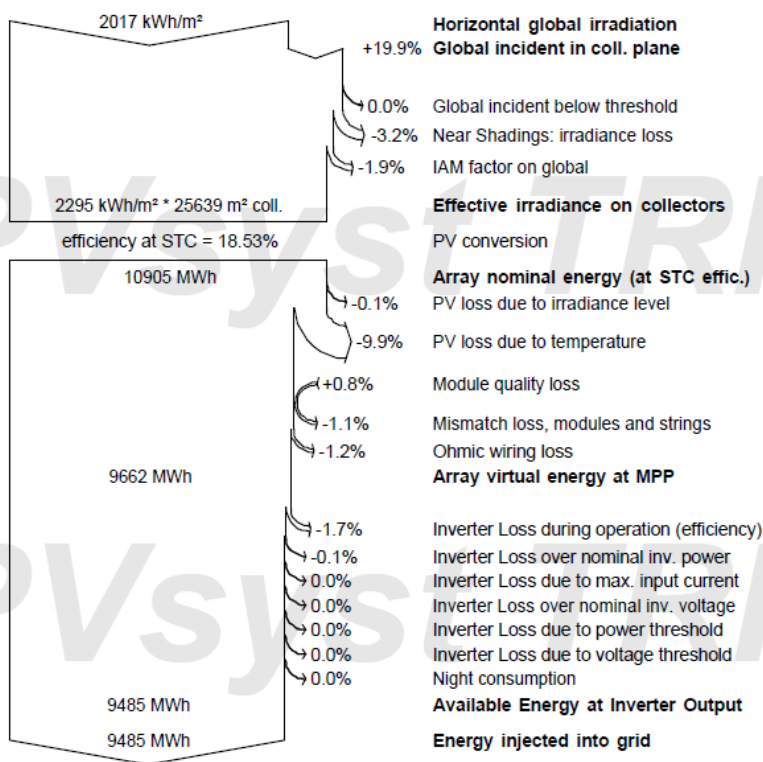
PVSYST V6.70		26/10/19	Page 2/3					
<b>Grid-Connected System: Main results</b>								
<b>Project :</b>	<b>TCC - Agrestina</b>							
<b>Simulation variant :</b>	<b>Simulação melhor GCR - Pitch 4m</b>							
<b>Main system parameters</b>	<b>System type</b>	<b>Grid-Connected</b>						
PV Field Orientation	tilt							
PV modules	Model	JAM72S01-360/PR	Pnom 360 Wp					
PV Array	Nb. of modules	13200	Pnom total <b>4752 kWp</b>					
Inverter	Model	WEG SIW700-T2.0	Pnom 2000 kW ac					
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total <b>4000 kW ac</b>					
User's needs	Unlimited load (grid)							
<b>Main simulation results</b>	<b>Produced Energy</b>	<b>9485 MWh/year</b>	Specific prod. 1996 kWh/kWp/year					
System Production	<b>Performance Ratio PR</b>	<b>82.55 %</b>						
<p><b>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 4752 kWp</b></p> <p><b>Performance Ratio PR</b></p>								
<b>Simulação melhor GCR - Pitch 4m</b>								
<b>Balances and main results</b>								
	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>PR</b>
<b>Jan. 90</b>	196.0	82.14	22.75	235.7	224.4	929.9	913.9	0.816
<b>Feb. 90</b>	176.5	72.88	22.54	215.4	205.3	850.4	835.7	0.816
<b>Mar. 90</b>	190.8	75.98	22.86	229.7	218.9	906.0	890.3	0.816
<b>Apr. 90</b>	165.3	66.08	23.01	198.1	188.7	787.4	773.6	0.822
<b>May 90</b>	139.9	68.29	22.02	167.5	157.8	685.0	672.8	0.845
<b>June 90</b>	124.2	59.69	21.66	145.6	137.2	593.4	582.4	0.842
<b>July 90</b>	121.8	64.19	21.15	141.1	132.7	576.5	565.7	0.843
<b>Aug. 90</b>	152.0	72.63	20.32	181.0	171.1	734.7	721.2	0.839
<b>Sep. 90</b>	168.1	75.96	20.35	200.0	189.8	803.7	789.3	0.830
<b>Oct. 90</b>	189.0	84.66	21.06	225.5	214.1	897.8	882.3	0.823
<b>Nov. 90</b>	193.3	77.95	22.47	235.9	224.6	930.4	914.3	0.816
<b>Dec. 90</b>	199.9	83.56	22.26	242.2	230.3	959.6	943.0	0.819
<b>Year</b>	<b>2016.8</b>	<b>884.01</b>	<b>21.87</b>	<b>2417.7</b>	<b>2294.9</b>	<b>9654.8</b>	<b>9484.5</b>	<b>0.826</b>
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation		GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings			
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation		EArray	Effective energy at the output of the array			
	T Amb	Ambient Temperature		E_Grid	Energy injected into grid			
	GlobInc	Global incident in coll. plane		PR	Performance Ratio			

### Grid-Connected System: Loss diagram

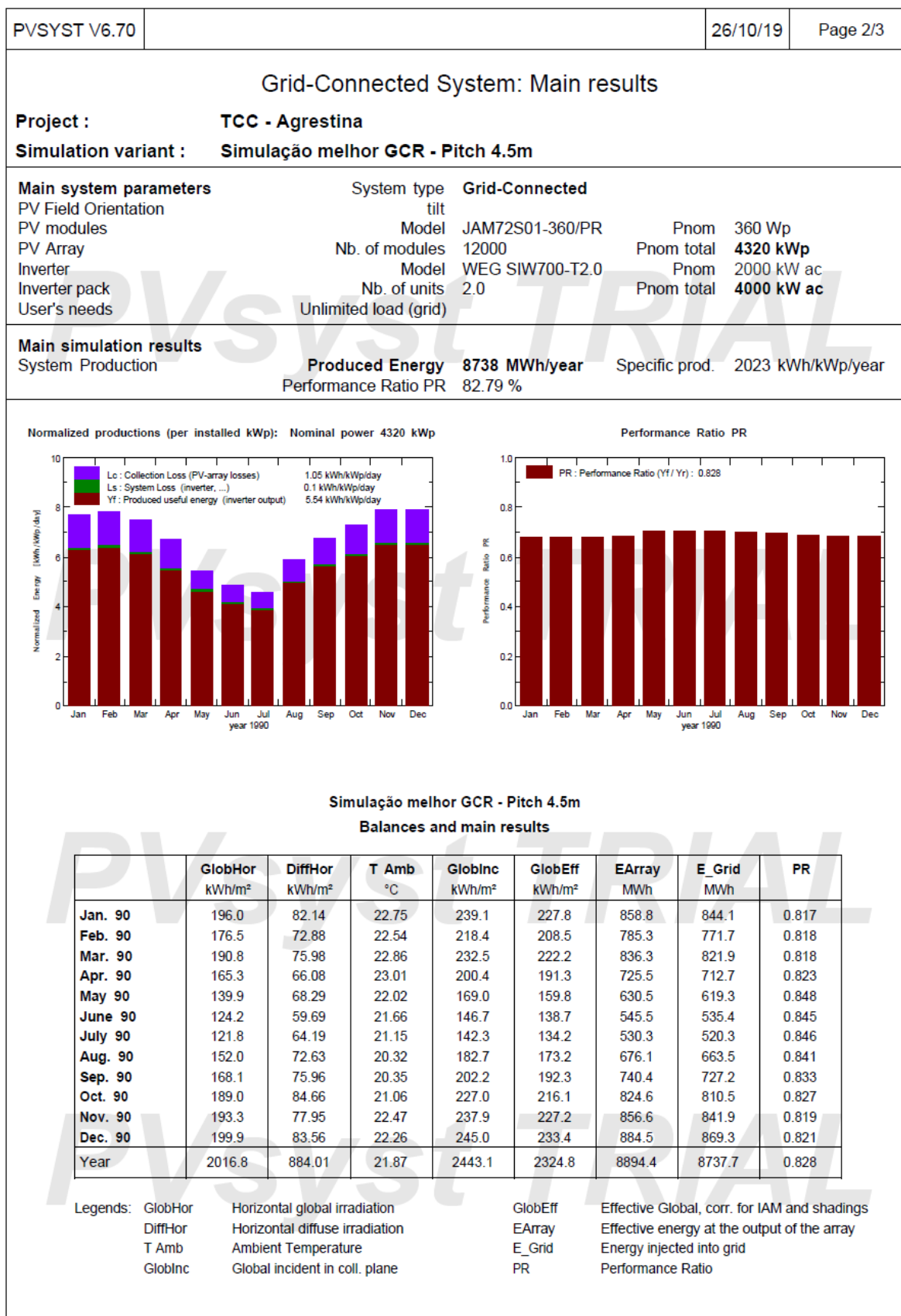
**Project :** TCC - Agrestina  
**Simulation variant :** Simulação melhor GCR - Pitch 4m

<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Grid-Connected</b>		
PV Field Orientation	tilt			
PV modules	Model	JAM72S01-360/PR	Pnom	360 Wp
PV Array	Nb. of modules	13200	Pnom total	<b>4752 kWp</b>
Inverter	Model	WEG SIW700-T2.0	Pnom	2000 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total	<b>4000 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)			

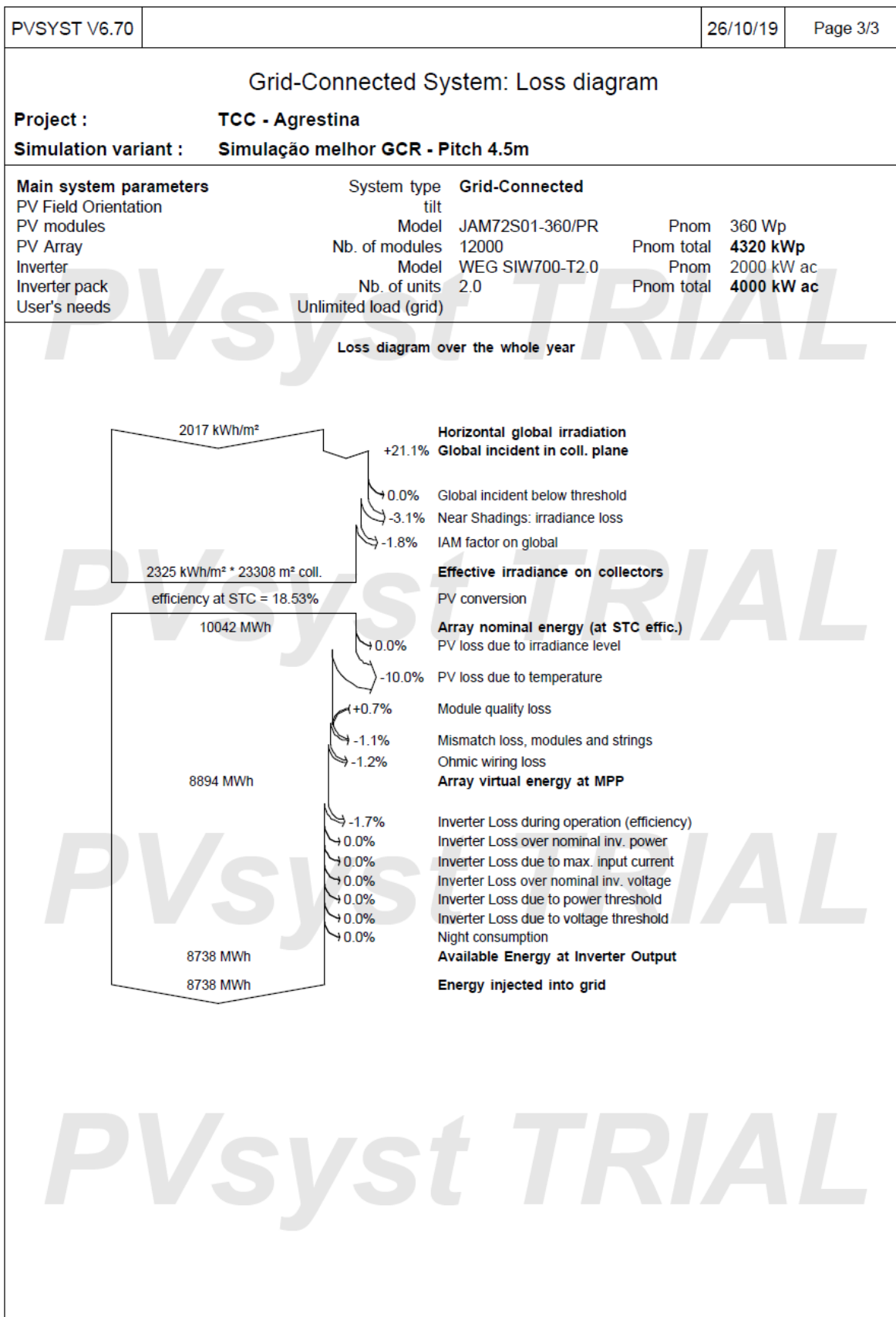
#### Loss diagram over the whole year



PVSYST V6.70		26/10/19	Page 1/3
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
<b>Project :</b>	<b>TCC - Agrestina</b>		
<b>Geographical Site</b>	<b>Agrestina</b>	<b>Country</b>	<b>Brazil</b>
<b>Situation</b>	Latitude -8.42° S	<b>Longitude</b>	-35.96° W
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	<b>Altitude</b>	427 m
<b>Meteo data:</b>	<b>Agrestina</b>	Vortex Set/07-Ago/17 - Imported	
<b>Simulation variant :</b>	<b>Simulação melhor GCR - Pitch 4.5m</b>		
	Simulation date	26/10/19 14h56	
<b>Simulation parameters</b>	System type	<b>Unlimited Trackers with backtracking</b>	
<b>Tracking horizontal axis</b>	Simplified model, unlimited	200tracker rows	Axis Azimuth 0°
Rotation Limitations	Phi min.	-50°	Phi max. 50°
<b>Backtracking strategy</b>	Nb. of trackers	200 Unlimited trackers	
	Tracker Spacing	4.50 m	Collector width 1.96 m
Inactive band	Left	0.02 m	Right 0.02 m
Backtracking limit angle	Phi limits	+/- 63.4°	Ground cov. Ratio (GCR) 43.6 %
<b>Models used</b>	Transposition	Perez	Diffuse Imported
<b>Horizon</b>	Free Horizon		
<b>Near Shadings</b>	No Shadings		
<b>PV Array Characteristics</b>			
<b>PV module</b>	Si-mono	Model	<b>JAM72S01-360/PR</b>
Custom parameters definition	Manufacturer	JA Solar	
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel 600 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	12000	Unit Nom. Power 360 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>4320 kWp</b>	At operating cond. 3897 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	698 V	I mpp 5585 A
Total area	Module area	<b>23308 m<sup>2</sup></b>	Cell area 21108 m <sup>2</sup>
<b>Inverter</b>	Model	<b>WEG SIW700-T2.0</b>	
Custom parameters definition	Manufacturer	WEG Equipamentos Elétricos SA	
Characteristics	Operating Voltage	590-800 V	Unit Nom. Power 2000 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	2 units	Total Power 4000 kWac Pnom ratio 1.08
<b>PV Array loss factors</b>			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (wind) 0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	2.1 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.8 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)		







## ANEXO B - RELATÓRIOS SIMULAÇÕES COM OS DIFERENTES TERRENOS

PVSYS V6.70		11/11/19	Page 1/6
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
<b>Project :</b>	<b>TCC - Agrestina</b>		
<b>Geographical Site</b>	<b>Agrestina</b>	<b>Country</b>	<b>Brazil</b>
<b>Situation</b>	Latitude -8.42° S	<b>Longitude</b>	-35.96° W
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	<b>Altitude</b>	427 m
<b>Meteo data:</b>	<b>Agrestina</b>	Vortex Set/07-Ago/17 - Imported	
<b>Simulation variant : Tracker no terreno plano + módulos posicionados</b>			
	Simulation date	02/11/19 12h20	
<b>Simulation parameters</b>	System type	<b>Tracking system, with backtracking</b>	
<b>Tracking plane, tilted Axis</b>	Axis Tilt	0°	
Rotation Limitations	Minimum Phi	Axis Azimuth	0°
		Maximum Phi	50°
<b>Backtracking strategy</b>	Nb. of trackers	220	
	Tracker Spacing	Identical arrays	
	Phi limits	Collector width	1.98 m
Backtracking limit angle	+/- 60.1°	Ground cov. Ratio (GCR)	49.5 %
<b>Models used</b>	Transposition	Perez	Diffuse Imported
<b>Horizon</b>	Average Height	2.6°	
<b>Near Shadings</b>	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)	
<b>PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)</b>			
<b>PV module</b>	Si-mono	Model	<b>JAM72S01-360/PR</b>
Custom parameters definition	Manufacturer	JA Solar	
<b>Sub-array "Sub-array #1"</b>			
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel 330 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	6600	Unit Nom. Power 360 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>2376 kWp</b>	At operating cond. 2143 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	698 V	I mpp 3072 A
<b>Sub-array "Sub-array #2"</b>			
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel 330 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	6600	Unit Nom. Power 360 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>2376 kWp</b>	At operating cond. 2143 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	698 V	I mpp 3072 A
<b>Total</b>	Arrays global power	Nominal (STC)	<b>4752 kWp</b>
		Module area	<b>25639 m²</b>
		Total	13200 modules
		Cell area	23218 m²
<b>Inverter</b>			
Custom parameters definition	Model	<b>WEG SIW700-T2.0</b>	
Characteristics	Manufacturer	WEG Equipamentos Elétricos SA	
	Operating Voltage	590-800 V	Unit Nom. Power 2000 kWac
<b>Sub-array "Sub-array #1"</b>	Nb. of inverters	1 units	Total Power 2000 kWac
			Pnom ratio 1.19
<b>Sub-array "Sub-array #2"</b>	Nb. of inverters	1 units	Total Power 2000 kWac
			Pnom ratio 1.19
<b>Total</b>	Nb. of inverters	2	Total Power 4000 kWac
<b>PV Array loss factors</b>			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1	3.8 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Array#2	3.8 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Global		Loss Fraction 1.5 % at STC



### Grid-Connected System: Simulation parameters

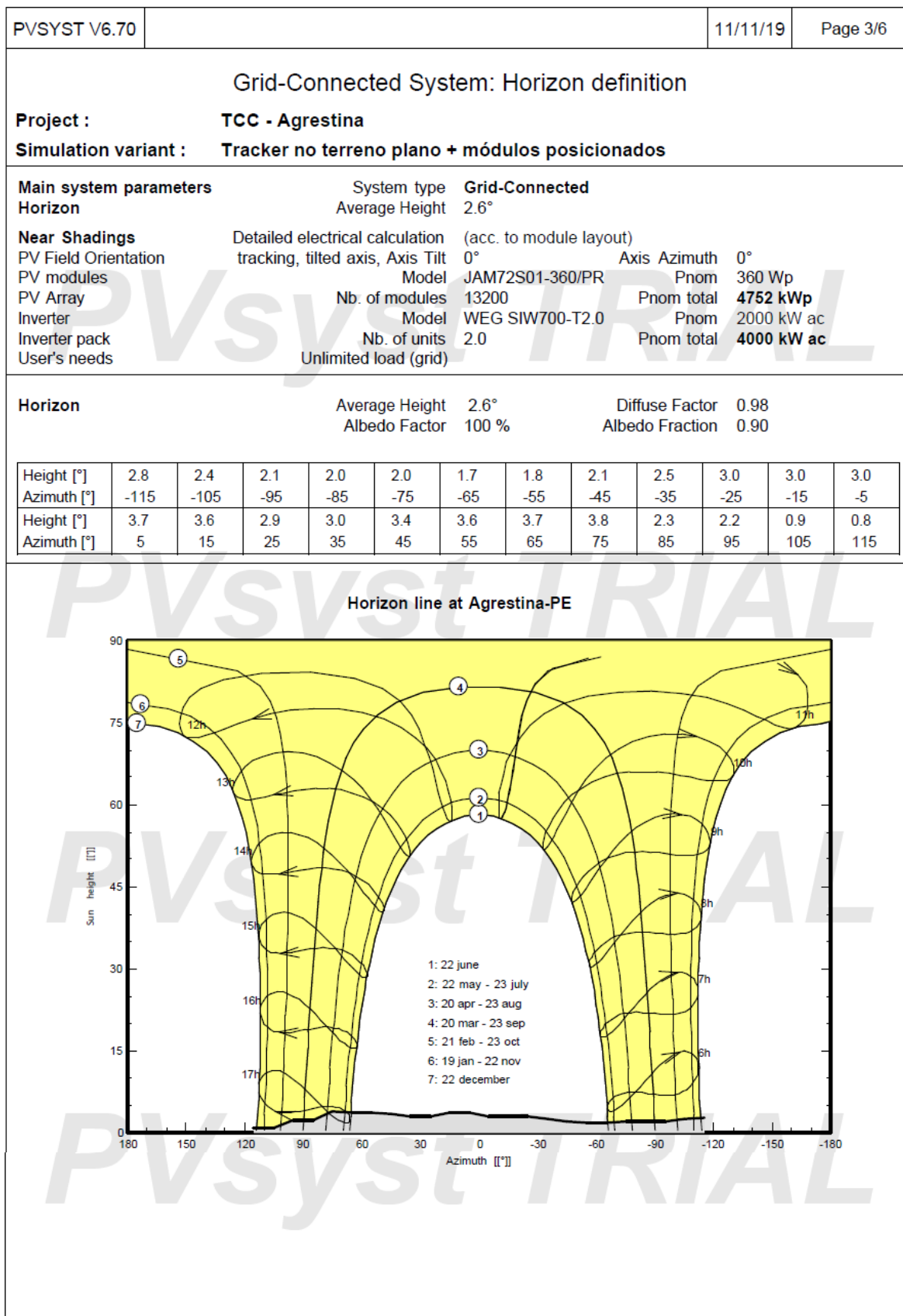
Module Quality Loss	Loss Fraction	-0.8 %
Module Mismatch Losses	Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss	Loss Fraction	0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = $1 - b_o (1/\cos i - 1)$	bo Param. 0.05

User's needs : Unlimited load (grid)

*PVsys TRIAL*

*PVsys TRIAL*

*PVsys TRIAL*

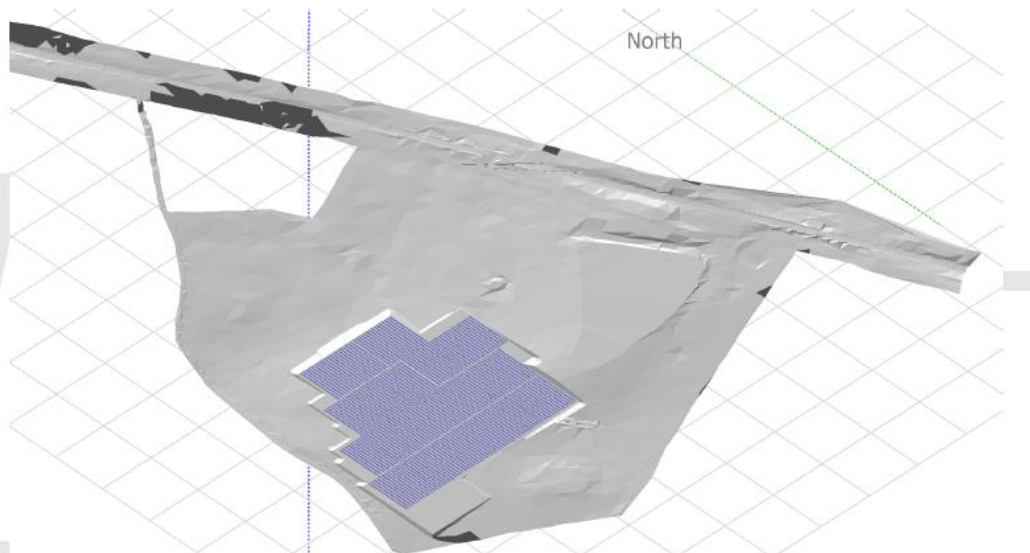


### Grid-Connected System: Near shading definition

**Project :** TCC - Agrestina  
**Simulation variant :** Tracker no terreno plano + módulos posicionados

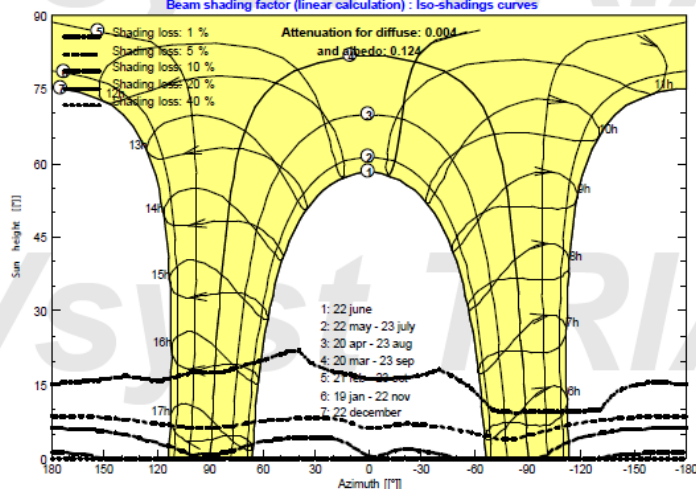
<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Grid-Connected</b>		
<b>Horizon</b>	Average Height	2.6°		
<b>Near Shadings</b>	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)		
PV Field Orientation	tracking, tilted axis, Axis Tilt	0°	Axis Azimuth	0°
PV modules	Model	JAM72S01-360/PR	Pnom	360 Wp
PV Array	Nb. of modules	13200	Pnom total	<b>4752 kWp</b>
Inverter	Model	WEG SIW700-T2.0	Pnom	2000 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total	<b>4000 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)			

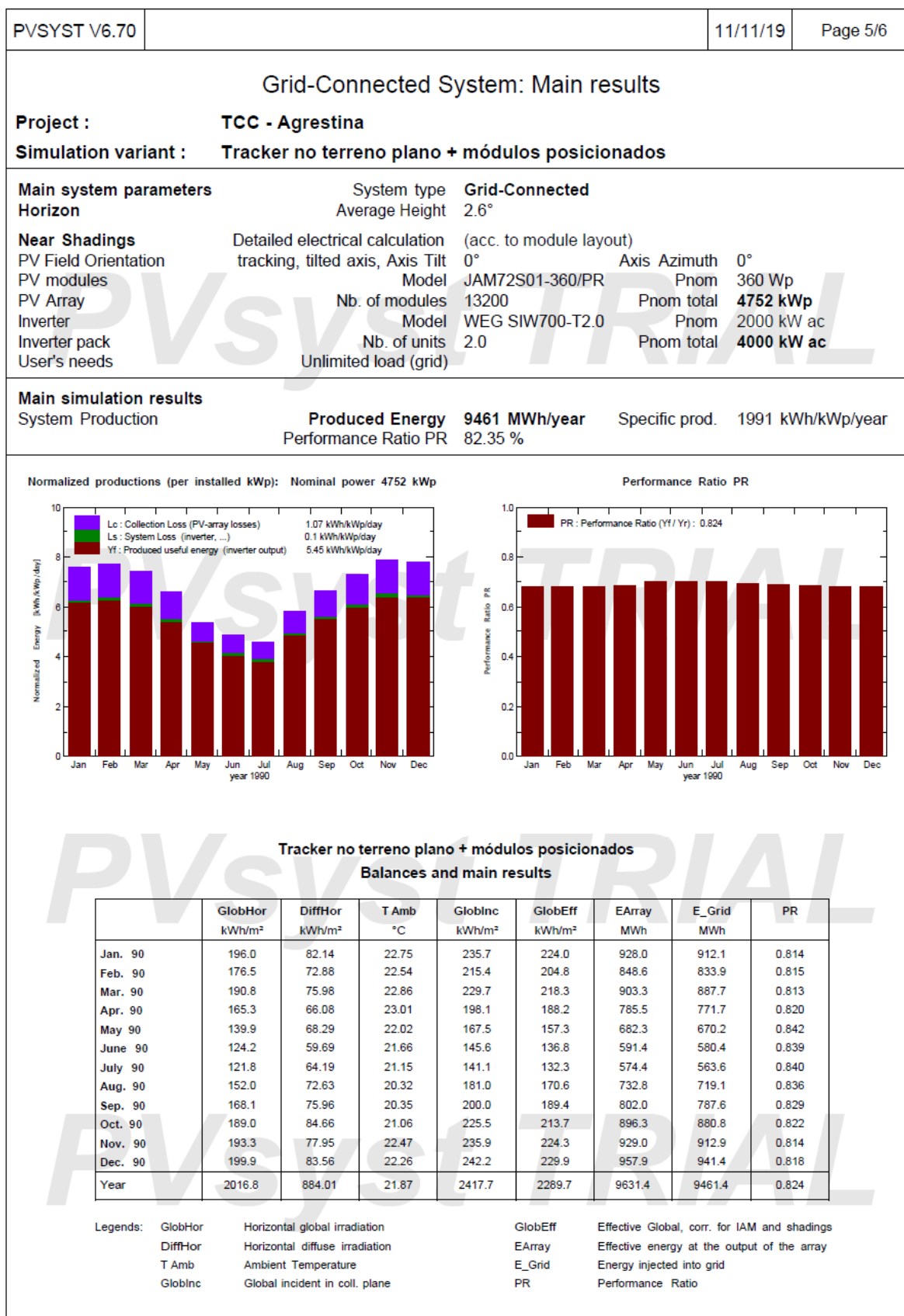
**Perspective of the PV-field and surrounding shading scene**



**Iso-shadings diagram**

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



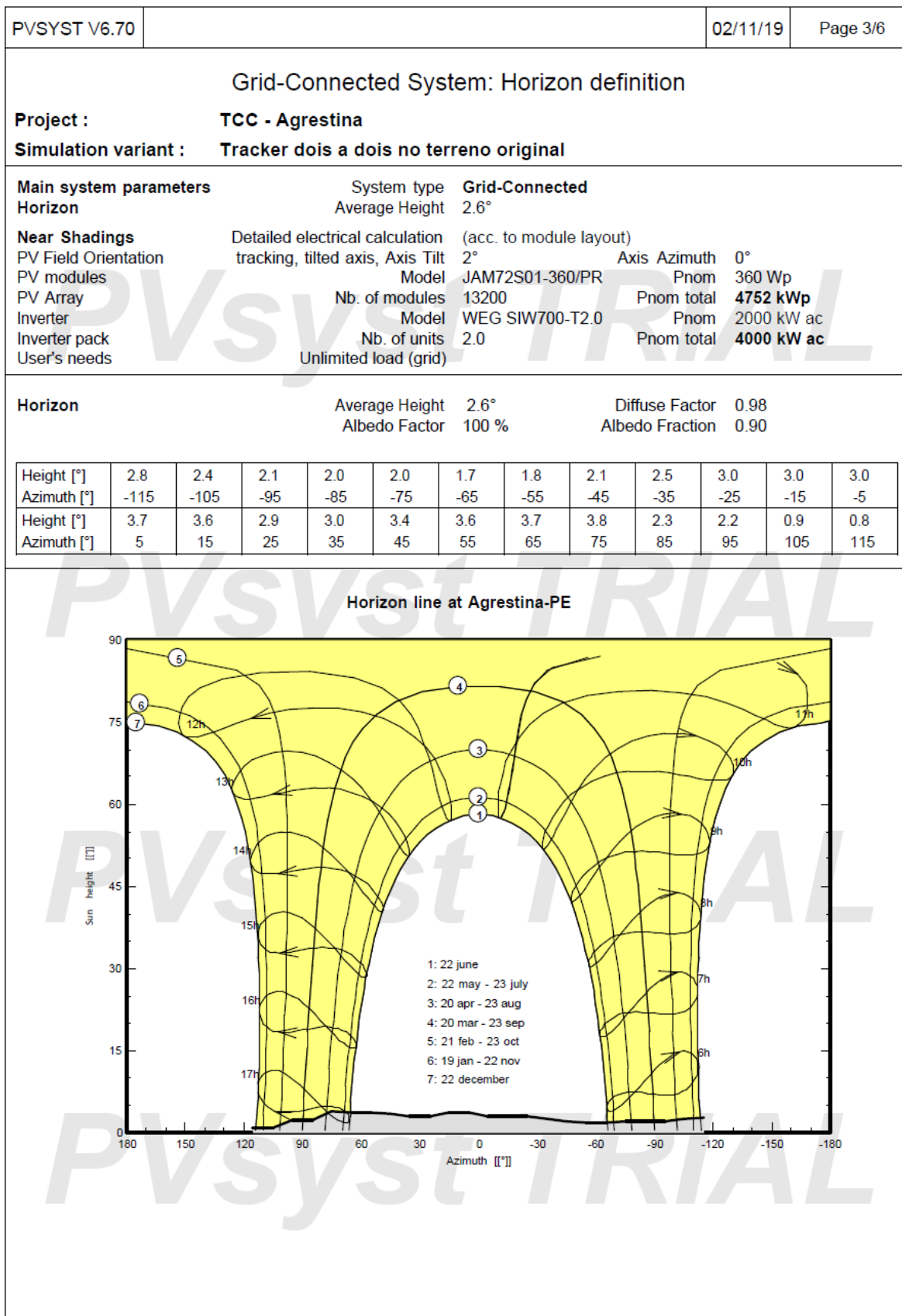




PVSYST V6.70		02/11/19	Page 1/6
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
<b>Project :</b>	<b>TCC - Agrestina</b>		
<b>Geographical Site</b>	<b>Agrestina</b>	<b>Country</b>	<b>Brazil</b>
<b>Situation</b>	Latitude -8.42° S	Longitude	-35.96° W
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	Altitude	427 m
<b>Meteo data:</b>	<b>Agrestina</b>	Vortex Set/07-Ago/17 - Imported	
<b>Simulation variant :</b>	<b>Tracker dois a dois no terreno original</b>		
	Simulation date	02/11/19 14h37	
<b>Simulation parameters</b>	System type	<b>Tracking system, with backtracking</b>	
<b>Tracking plane, tilted Axis</b>	Axis Tilt	2°	Axis Azimuth 0°
Rotation Limitations	Minimum Phi	-50°	Maximum Phi 50°
<b>Backtracking strategy</b>	Nb. of trackers	220	Identical arrays
	Tracker Spacing	4.00 m	Collector width 1.98 m
Backtracking limit angle	Phi limits	+/- 60.2°	Ground cov. Ratio (GCR) 49.5 %
<b>Models used</b>	Transposition	Perez	Diffuse Imported
<b>Horizon</b>	Average Height	2.6°	
<b>Near Shadings</b>	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)	
<b>PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)</b>			
<b>PV module</b>	Si-mono	Model	<b>JAM72S01-360/PR</b>
Custom parameters definition		Manufacturer	JA Solar
<b>Sub-array "Sub-array #1"</b>			
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel 330 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	6600	Unit Nom. Power 360 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>2376 kWp</b>	At operating cond. 2143 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	698 V	I mpp 3072 A
<b>Sub-array "Sub-array #2"</b>			
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel 330 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	6600	Unit Nom. Power 360 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>2376 kWp</b>	At operating cond. 2143 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	698 V	I mpp 3072 A
<b>Total</b>	Arrays global power	Nominal (STC)	<b>4752 kWp</b>
		Module area	<b>25639 m²</b>
		Total	13200 modules
		Cell area	23218 m²
<b>Inverter</b>			
	Model	<b>WEG SIW700-T2.0</b>	
Custom parameters definition	Manufacturer	WEG Equipamentos Elétricos SA	
Characteristics	Operating Voltage	590-800 V	Unit Nom. Power 2000 kWac
<b>Sub-array "Sub-array #1"</b>	Nb. of inverters	1 units	Total Power 2000 kWac
			Pnom ratio 1.19
<b>Sub-array "Sub-array #2"</b>	Nb. of inverters	1 units	Total Power 2000 kWac
			Pnom ratio 1.19
<b>Total</b>	Nb. of inverters	2	Total Power 4000 kWac
<b>PV Array loss factors</b>			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1	3.8 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Array#2	3.8 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Global		Loss Fraction 1.5 % at STC

PVSYST V6.70		02/11/19	Page 2/6
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
Module Quality Loss		Loss Fraction	-0.8 %
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss		Loss Fraction	0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = $1 - b_o (1/\cos i - 1)$	bo Param.	0.05
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)		
<i>PVsys TRIAL</i>			
<i>PVsys TRIAL</i>			
<i>PVsys TRIAL</i>			
<i>PVsys TRIAL</i>			





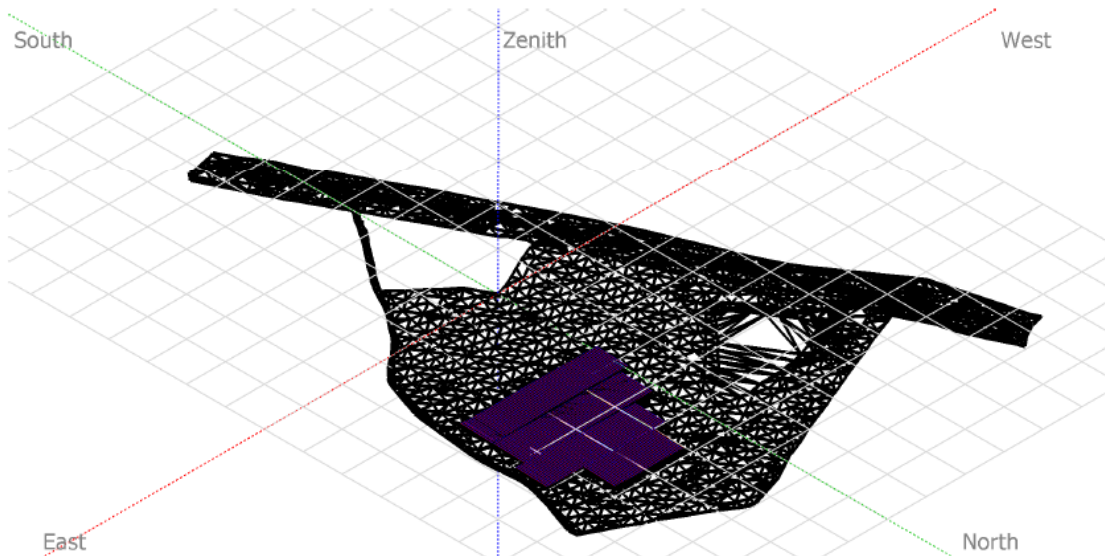


### Grid-Connected System: Near shading definition

**Project :** TCC - Agrestina  
**Simulation variant :** Tracker dois a dois no terreno original

<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Grid-Connected</b>	
Horizon	Average Height	2.6°	
<b>Near Shadings</b>	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)	
PV Field Orientation	tracking, tilted axis, Axis Tilt	2°	Axis Azimuth 0°
PV modules	Model	JAM72S01-360/PR	Pnom 360 Wp
PV Array	Nb. of modules	13200	Pnom total <b>4752 kWp</b>
Inverter	Model	WEG SIW700-T2.0	Pnom 2000 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total <b>4000 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)		

**Perspective of the PV-field and surrounding shading scene**



**Iso-shadings diagram**

TCC - Agrestina

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

