

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
CAMPUS LITORAL NORTE
DEPARTAMENTO INTERDISCIPLINAR
ENGENHARIA DE GESTÃO DE ENERGIA

TALLIS FERNANDO MENDES

**DIMENSIONAMENTO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA
CONECTADA À REDE PARA O CAMPUS LITORAL NORTE DA
UFRGS**

Tramandaí
2020

TALLIS FERNANDO MENDES

**DIMENSIONAMENTO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA
CONECTADA À REDE PARA O CAMPUS LITORAL NORTE DA
UFRGS**

Este trabalho foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da atividade de ensino “Trabalho de Conclusão de Curso”, do Departamento Interdisciplinar e aprovado em sua forma final pelo(a) Orientador(a) e pela Banca Examinadora.

Orientadora: Prof^a Dr^a. Aline Cristiane Pan, UFRGS

Doutora pela Universidade Politécnica de Madri, Espanha.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Arno Krenzinger, UFRGS

Doutor pela Universidade Politécnica de Madri, Espanha.

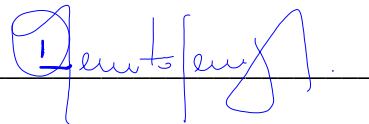
Prof^a. Dr^a. Juliana Klas, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil.

Prof. Dr. Fernando Soares dos Reis, UFRGS

Doutor pela Universidade Politécnica de Madri, Espanha.

Coordenador COMGRAD-EGE:
Prof. Dr. Renato Gonçalves Ferraz



Tramandaí-RS, 18 de novembro de 2020.

Dimensionamento de uma Usina Fotovoltaica Conectada à Rede para o Campus Litoral Norte da UFRGS

Tallis Fernando Mendes – tallismendes@hotmail.com

Prof^a. Dr^a. Aline Cristiane Pan – aline.pan@ufrgs.br

Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Departamento Interdisciplinar – Engenharia de Gestão de Energia

Resumo. Com a finalidade de tornar o Campus Litoral Norte da UFRGS ecologicamente sustentável, do ponto de vista energético, e contribuir com a difusão do conhecimento do recurso solar, este trabalho tem como objetivo geral analisar e dimensionar a implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede, visando suprir a demanda de energia elétrica da unidade. Assim, avaliou-se critérios básicos como consumo de energia da unidade, localização geográfica, irradiação solar média diária, disponibilidade de área, além dos equipamentos necessários a fim de definir a configuração mais adequada para a unidade. Também se analisou o sistema através de uma simulação tridimensional utilizando o software PV*SOL com o intuito de validar a distribuição dos módulos e os equipamentos projetados. Além de, determinar e avaliar as áreas de sombreamento, bem como as perdas na geração pelo mesmo. Para atender a demanda de energia elétrica fora da ponta do campus calculou-se que são necessários 9 inversores de 15 kWp e cerca de 558 módulos fotovoltaicos de 340W. A simulação realizada pelo PV*Sol apresentou geração de 17.441 kWh/mês e uma taxa de desempenho (PR) de 83,5 %. O sistema foi dimensionado de forma a atender somente o consumo no horário fora da ponta, pois para suprir o consumo total da unidade seria necessário utilizar o fator de ajuste para o consumo no horário de ponta.

Palavras-chave: Usina Fotovoltaica, Sistemas Conectados à Rede, Dimensionamento.

1. INTRODUÇÃO

Após a revolução industrial, o crescimento populacional associado ao desenvolvimento tecnológico provocou aumento da demanda energética em todo mundo, levando a grande necessidade de utilizar combustíveis fósseis (TOLMASQUIM, 2007). No entanto, estes materiais estão cada vez mais escassos, e sua utilização é prejudicial para o meio ambiente, sendo que a queima destes combustíveis para a produção de energia elétrica é um dos maiores contribuidores para a emissão de gases do efeito estufa. Assim, a produção de energia com o mínimo de impacto ambiental possível, e com maior grau de diversificação se tornou uma necessidade (GRIPPI, 2009; MENDES, 2019).

A demanda de consumo de energia elétrica no Brasil está crescendo de forma considerável nas últimas décadas. Entretanto, no início do ano de 2020, o consumo de energia elétrica no Brasil foi fortemente impactado pelas medidas de isolamento para contenção do novo coronavírus (Covid-19). Conforme os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2020), o Sistema Interligado Nacional (SIN) apresentou redução de 18% no consumo de energia elétrica no mês de abril em relação ao mês de março, antes das medidas de isolamento.

Com a necessidade de suprir a demanda da matriz elétrica do Brasil e de modo sustentável, o país busca solucionar este problema impulsionando cada vez mais a utilização de fontes renováveis de produção de energia elétrica, entre elas estão a eólica, fotovoltaica e biomassa. Conforme indica o Balanço Energético Nacional (EPE, 2019), a matriz elétrica brasileira depende de modo significativo da produção de energia elétrica através das usinas hidrelétricas. Essa modalidade de geração foi responsável por 61% de toda energia elétrica produzida no Brasil no início de 2020 (ANEEL, 2020).

A crise energética e o racionamento que ocorreu no Brasil em 2001, causados pela combinação da falta de investimentos na geração e transmissão de energia elétrica com uma estiagem prolongada, reduziu drasticamente os níveis dos principais reservatórios do país, impossibilitando a produção de energia elétrica suficiente para atender a demanda no país, pois, neste período, as hidrelétricas representavam cerca de 72,9% da matriz elétrica nacional (MME, 2003). Dessa forma, a matriz elétrica brasileira entrou em um processo de diversificação com a entrada em operação das termelétricas, fonte de energia com complexidade relativamente menor, em comparação com a fonte hídrica (EPE, 2018). Entretanto, as termelétricas possuem a desvantagem de ser prejudiciais ao meio ambiente, em função da poluição gerada pela emissão de gases de efeito estufa, devido ao fato de utilizar combustível fóssil para a queima e produção de energia elétrica, além do custo final deste tipo de energia mais elevado do que a gerada em hidrelétricas. (LOBO, 2019). A vista disso, o custo da energia elétrica para o consumidor final encareceu ainda mais no país, levando muitos consumidores a buscar alternativas de reduzir o valor da conta de energia. Dessa forma, em 2002 as fontes renováveis passaram a ganhar mais atenção, além do estímulo ao desenvolvimento da indústria nacional de equipamentos, através da Lei nº 10.438/2002 que foi estabelecido o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), com o intuito de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica a partir das fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa no sistema interligado nacional (VARELLA, 2011; ANEEL, 2017). Dentre as fontes renováveis, a energia solar fotovoltaica não foi contemplada pelo programa (VARELLA, 2011). A fotovoltaica

começou a crescer de fato no país em 2012, a partir da Resolução Normativa nº 482/2012, que criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica e permitiu ao consumidor de energia cativo gerar sua própria energia tornando-o um “prosumidor” (produtor e consumidor de energia elétrica).

Segundo RUTHER (2004) a energia fotovoltaica é vista como a tecnologia que deriva do recurso energético mais abundante da Terra, pois a potência solar instantânea total que incide sobre a terra é da ordem de $1,75 \times 10^{17}$ W. A instalação mundial de unidades geradoras de energia solar fotovoltaica, geração distribuída ou centralizada, cresce anualmente exponencialmente e totalizou, até o final de 2019, 583,5 GW de potência instalada. Deste valor, o Brasil representa cerca de 2,48 GW (IRENA, 2020). A energia solar fotovoltaica representa apenas cerca de 1,5% na matriz de energia elétrica do País (ANEEL, 2020), número ainda irrelevante quando comparado a países como Alemanha, que possui potencial de irradiação solar menor que o Rio Grande do Sul, que é o estado brasileiro com a menor disponibilidade de irradiação solar anual no país (PEREIRA et al, 2017), e representou cerca de 11,4% da matriz de energia elétrica no primeiro semestre de 2020 (FRAUNHOFER, 2020). No entanto, ao avaliar a taxa de crescimento da inserção desta energia nos últimos 3 anos nota-se um elevado aumento. De 2017 para 2020 a participação da fotovoltaica na matriz elétrica nacional cresceu cerca de 690,80%, (EPE,2020).

Diante disso, a instalação de sistemas fotovoltaicos no Brasil possui várias características favoráveis para investimentos, entre elas estão o alto nível de irradiação solar, grandes reservas de sílica (material mais comumente empregado na constituição das células solares), e a grande necessidade de diversificar a matriz de energia elétrica através de outras fontes além das já exploradas. A nível residencial e industrial, a implementação de mini e microgeração fotovoltaica se apresenta como uma alternativa favorável, pois sua instalação é considerada simples e rápida, visto que necessariamente não requer espaço dedicado para sua instalação, já que os sistemas podem ser instalados sobre telhados da própria unidade consumidora, e ainda apresentam economia significativa a médio prazo (LOBO, 2019). Outro aspecto positivo da implementação da energia solar fotovoltaica é sua modularidade, pois permite facilmente uma adaptação frente as mudanças de demanda de consumo de energia elétrica pelo consumidor.

O modelo mais utilizado de geração de energia elétrica no país ocorre de maneira centralizada, através das grandes usinas, como hidrelétricas e termelétricas, onde a energia produzida é transmitida por longas distâncias até as cargas consumidoras. Dessa forma, os custos de transmissão e manutenção são elevados quando comparados a possibilidade de geradores de energia construídos próximos as cargas. Com isso, a geração distribuída (GD) tem como característica principal a instalação da central geradora próxima ou no local da carga de consumo, onde o consumidor pode produzir a própria energia elétrica (TOLEDO, 2012; TRIGOSO, 2010).

No caso da GD, o consumidor conta com o benefício de que o excedente de sua geração é injetado na rede da distribuidora local, sendo assim, transformando em créditos de energia, em kWh (modelo *net-metering*), que serão utilizados em meses em que a geração é inferior ao consumo (DALVI, 2017). Os créditos podem ser utilizados pela a própria unidade consumidora, onde o sistema gerador é instalado, ou para unidades consumidoras através da modalidade autoconsumo remoto, permitida pela resolução nº 482/2012 da ANEEL (LIMA et Al, 2015; ANEEL, 2012). A GD tem grande relevância para o setor elétrico nacional, principalmente para o SIN, pois minimiza as perdas durante o transporte da energia elétrica até o consumidor, evitando assim a necessidade de extensas linhas de transmissão. Além disso, com o aumento de instalações de sistemas fotovoltaicos em residências indústrias e prédios públicos, haverá uma menor demanda de energia elétrica do sistema de distribuição, desafogando o setor de geração e distribuição em momentos em que o pico de produção de energia do gerador fotovoltaico for superior a não capacidade da distribuidora de energia absorver a demanda de energia elétrica (TIEKO, 2017).

As usinas solares são sistemas fotovoltaicos de grande porte e geralmente construídas em locais planos com boa incidência solar. No caso de um campus universitário, as áreas disponíveis são tipicamente grandes. Edifícios com essas características são exemplos de aplicação ideal de sistemas fotovoltaicos interligados à rede, onde os picos de geração solar são, muitas vezes, coincidentes com a utilização dos sistemas de ar refrigerado durante o dia (RUTHER, 2004). Além de gerar energia limpa, os sistemas de aproveitamento da energia solar propostos funcionam como laboratórios que podem ser utilizados pelos professores e alunos. A universidade tem o compromisso em disseminar o conhecimento científico, apresentar novas tecnologias e possibilitar a mudança na forma de pensar e agir dos sujeitos. Da mesma forma, o Conselho Brasileiro de Construção Sustentável recomenda que as edificações públicas devem seguir procedimentos para a redução dos impactos ambientais causados pelas obras da construção civil, dentre as quais se destacam o uso de soluções alternativas de produção de energia, como eólica ou a solar (MACHADO, 2016).

Nesse contexto, com a finalidade de tornar o Campus Litoral Norte da UFRGS ecologicamente sustentável, do ponto de vista energético, e contribuir com a difusão do conhecimento do recurso solar, este trabalho tem como objetivo geral analisar e dimensionar a implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede, visando suprir a demanda de energia elétrica da unidade.

2. METODOLOGIA

É essencial considerar as características do local ao projetar um sistema de energia renovável, como localização, disponibilidade de espaço, conectividade à rede, demanda de energia e fontes de energia renováveis disponíveis. A presença da rede no local selecionado oferece uma oportunidade para projetar um sistema conectado à rede que se opõe à ideia de projetar o sistema usando armazenamento de energia, como unidades de bateria para um sistema *off-grid*.

Portanto, foi escolhido o sistema *on grid*, pela não utilização de baterias, já que o excedente gerado é injetado diretamente na rede. Isso torna o sistema com menor custo e com menos impacto ambiental.

Realizou-se um projeto que servirá como referência para a instalação de um sistema fotovoltaico em um campus universitário, que possui um excelente potencial de recursos solares e espaço para a elaboração do sistema. Assim, serão avaliados critérios básicos como consumo de energia da unidade, localização geográfica, irradiação solar média diária, disponibilidade de área, além dos equipamentos necessários a fim de definir a configuração mais adequada para a unidade. A análise e simulação do sistema no software de simulação de sistema fotovoltaicos *PV*SOL* (VALENTIN SOFTWARE, 2020) foi efetuada, com o intuito de validar a distribuição dos módulos e os equipamentos projetados. Além de, determinar e avaliar as áreas de sombreamento, bem como as perdas na geração pelo mesmo.

2.1 Localização da unidade consumidora

O local de estudo para a implementação do sistema fotovoltaico é o Campus Litoral Norte (CLN) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). A unidade está em funcionamento desde 2014, sendo o primeiro campus da UFRGS fora da capital gaúcha. Está localizado as margens da RS-030, no município de Tramandaí-RS, nas presentes coordenadas: latitude de 29.97° Sul e longitude de 50.22° Oeste.

A unidade possui alguns cursos de graduação, como o Bacharelado Interdisciplinar em Ciência e Tecnologia, que é um curso de graduação no qual o estudante pode construir sua trajetória educacional. São três anos para a conclusão da primeira etapa do curso. Ao concluir o curso o estudante poderá cursar uma das terminalidades oferecidas como, Engenharia em Gestão de Energia, Engenharia de Serviços, Desenvolvimento Regional e Licenciatura em Geografia, que funcionam como um segundo curso de graduação (UFRGS, 2018). O campus também possui o curso de Licenciatura em educação no campo e os cursos EAD de Ciências Sociais, Geografia e Pedagogia, além dos mestrados na área de física e Dinâmicas Regionais e Desenvolvimento (UFRGS, 2020).

Utilizando dados fornecidos pela administração do campus, com o auxílio do aplicativo *Google Earth*, foi possível determinar a área total disponível nas edificações e estruturas dos prédios. Além das salas de aula, a unidade conta com salas de professores e direção acadêmica, prefeitura universitária, prédios administrativos, laboratórios específicos dos cursos, biblioteca, banheiros e restaurante universitário, conforme ilustra e exemplifica a Fig. 1 e a Tab. 1. Os prédios possuem, em sua maioria, características estruturais semelhantes. São formados por duas águas e com telhados com inclinação de aproximadamente 20°, como mostra a Fig. 2.



Figura 1. Imagem (a) aérea do e (b) planta baixa dos prédios campus Litoral Norte. Fonte: *Google Earth*, 2020.

Tabela 1. Área e identificação das edificações do campus referentes a Figura 1.

Prédio	Função	Área (m ²)
01	Prefeitura Universitária	373,55
02	Sala dos Professores e Direção Acadêmica	373,55
03	Banheiros e Salas de Aula	154,62
04	Biblioteca	120,00
05	Restaurante Universitário	221,54
06	Salas de Aula e Laboratórios	290,75
07	Direção Administrativa	220,78
08	Salas de Aula	218,57
09	Área Livre	980,86
Total		2.954,22 m²



Figura 2. Prédios do Campus Litoral Norte. Fonte: UFRGS CLN, 2020.

2.2 Análise do Consumo Energético

Para dimensionar corretamente o sistema é necessário conhecer o perfil de consumo do edifício. Assim, recorreu-se à análise das faturas de eletricidade disponibilizadas. A análise foi feita considerando o consumo da unidade dentro de um período de 12 meses, de fevereiro de 2019 a janeiro de 2020, conforme apresentado na Tab 2. O consumo anual fora da ponta neste período foi de 199.279 kWh e a média de consumo mensal foi de aproximadamente 16.607 kWh.

Tabela 2. Consumo médio mensal de energia elétrica do campus.

Mês/Ano	Consumo Fora Ponta (kWh)	Consumo Ponta (kWh)
02/2019	17.929	1.468
03/2019	17.306	1.840
04/2019	17.706	2.006
05/2019	16.608	1.811
06/2019	15.065	1.693
07/2019	15.193	1.691
08/2019	17.699	1.973
09/2019	16.522	2.048
10/2019	15.955	1.918
11/2019	17.508	1.875
12/2019	16.365	1.748
01/2020	15.423	1.304
Média	16.607	1.781

Fonte: CEEE, 2018/2019.

O maior consumo do campus se concentra nos horários de fora ponta (00:00 às 17:59h e das 21:00 às 23:59h), pois, suas atividades, como os cursos, o setor administrativo, direção acadêmica, e toda a manutenção da unidade operam em horário diurno. Dessa forma, o baixo consumo no horário de ponta (18:00 às 21:00h), quando comparado ao fora ponta, se deve principalmente pelo não funcionamento do setor administrativo e as poucas aulas ministradas nesse período, onde o consumo é principalmente a iluminação dos prédios e corredores. A entidade responsável pela comercialização da eletricidade do campus é a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE).

De acordo com a Resolução Normativa 687/2015 do PRODIST da ANEEL (ANEEL, 2016), um sistema gerador com potência instalada inferior a 75 kW é caracterizado como sistema de microgeração distribuída, enquanto que uma central geradora com potência instalada superior a 75 kW fica caracterizada como minigeração distribuída, sendo necessário para o projeto uma instalação trifásica e com proteções de média tensão.

2.3 Disponibilidade do recurso solar do local

É necessário avaliar o potencial energético solar do local do projeto, que constitui em buscar a quantidade de radiação solar incidente sobre o módulo fotovoltaico de forma que se possa calcular a energia produzida. Uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia é através do número de Horas Sol Pleno (HSP), grandeza que indica o total de horas em que a radiação solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m²,

de modo que a energia acumulada ao longo do dia seja equivalente à disponibilizada pelo Sol naquele determinado local (PINHO E GALDINO, 2014).

Os módulos fotovoltaicos devem ser posicionados de modo a maximizar o aproveitamento da radiação solar. Segundo o Manual de Engenharia Fotovoltaica (2014), para o hemisfério sul, os módulos devem ser orientados para o Norte, em uma angulação similar à latitude local aproximadamente. Nesse estudo, sendo o campus localizado no município de Tramandaí, os módulos deveriam possuir uma inclinação de 30° N. No entanto, uma das áreas disponíveis para a elaboração do sistema no campus, são telhados com orientações que variam entre norte, sul, leste e oeste com ângulo de 20°. Para a instalação em telhados, não é recomendável utilizar estruturas para elevar e corrigir a inclinação dos módulos, pois, além de pouco efeito na geração final, sendo de até 2,50% para uma diferença de inclinação de até 12° (MARINOSKI, 2004), as estruturas elevam um custo desnecessário às instalações fotovoltaicas. Ademais, o uso de estruturas adiciona peso sobre o telhado e não oferecem a fixação adequada contra a ocorrência de vendavais, tornando o sistema suscetível a incidentes (OLIVEIRA, 2018).

Para obter a irradiação solar média no Campus, foi utilizado dados do CRESESB (2018), considerando os módulos fotovoltaicos no plano horizontal com uma inclinação (β) em relação à superfície de 0°. (Tab. 3). Assim, com o dimensionamento do número de módulos necessários para esta radiação, o campus sempre produzirá a quantidade de energia necessária para suprir sua demanda. No entanto, em períodos de maior radiação haverá uma geração superior à requerida, sendo esta injetada na rede elétrica pública, gerando créditos de energia que podem ser utilizados em momentos atípicos de consumo de energia elétrica ou na ausência de Sol, como no horário de ponta. A vista disso, a irradiação solar anual média para o local do projeto é em torno de 4,44 kWh/m²/dia, conforme dados do CRESESB (2018). De posse dos níveis de irradiação solar diária média, e dividindo este valor pela irradiância de 1 kW/m² (condição padrão de medida), descobre-se a quantidade de horas de Sol pleno por dia, como mostra a Eq. (1).

$$HSP = \frac{G_{dm}(\beta)}{1} \quad (1)$$

Onde: *HSP*: Horas de Sol Pleno por dia [h]; $G_{dm}(\beta)$: Irradiação solar diária média em uma superfície com ângulo de inclinação β [kWh/m²].

De acordo com a Eq. (1), há, em média, 4,44 *HSP* pleno por dia no local do projeto.

Tabela 3. Dados da irradiação solar diária média em um período de 12 meses para a cidade de Tramandaí segundo dados do CRESESB (2018).

Mês	Irradiação [kWh/m ² /dia]
Janeiro	6,38
Fevereiro	5,73
Março	4,76
Abril	3,85
Maio	2,86
Junho	2,40
Julho	2,54
Agosto	3,20
Setembro	3,60
Outubro	4,69
Novembro	6,13
Dezembro	6,58
Média	4,44

Fonte: Cresesb, 2018

2.4 Dimensionamento da instalação

Com os dados do consumo médio mensal de energia elétrica e o potencial energético solar incidente do local do projeto, com a Eq. (2) é possível determinar o dimensionamento da potência do sistema fotovoltaico.

$$P = \frac{E}{PR \cdot HSP} \quad (2)$$

Onde: *P*: Potência de pico do arranjo fotovoltaico [Wp]; *E*: Consumo diário médio anual da edificação ou fração deste [Wh/dia]; *PR*: Desempenho global; *HSP*: Média diária anual das horas de sol pleno incidente no plano do módulo fotovoltaico [h].

O desempenho global do sistema é medido pela taxa de desempenho (PR) que é um parâmetro utilizado para avaliar a geração de energia elétrica levando em consideração a potência real do sistema sob condições de operação e todas as perdas envolvidas, como perdas por queda de tensão, sujeira na superfície do módulo, sombreamento, eficiência do inversor, *mismatch* (descasamento), temperatura operacional, dentre outras. Uma PR média de 80% pode ser obtida nas condições de radiação solar no Brasil (PINHO E GALDINO, 2014). Admitindo-se então um desempenho global do sistema de 80%, e uma média de 4,44 horas de sol pleno por dia, a Eq. (2) resulta uma potência de pico do sistema de 155,87 kWp, de forma que o sistema fotovoltaico supra completamente o consumo energético da unidade.

A potência preliminar do sistema é superior ao valor da demanda contratada pela unidade. Dessa forma, é necessário fazer uma análise de custo benefício que se teria para solicitar o aumento da demanda contratada, pois, a potência disponibilizada é equivalente à demanda contratada. Conforme descreve Araújo (2016), o aumento do valor da demanda implica um aumento no montante contratado pelo cliente, e conseqüentemente, proporciona um valor maior de custo mínimo para o cliente a ser pago na tarifa.

Para o caso do Campus, observou-se que a potência calculada para o sistema ultrapassou em 50 kW a demanda contratada. Considerando que o Campus está em processo de expansão e conseqüentemente necessitará aumentar a demanda contratada em um curto período, o sistema será dimensionado considerando a potência total do sistema, 155,87 kWp, a fim de atender toda a demanda de consumo fora da ponta da unidade.

2.4.1 Dimensionamento dos módulos

Para o dimensionamento dos módulos, foi realizada uma pesquisa de módulos fotovoltaicos, de diferentes potências e fabricantes de acordo com alguns fatores como principais marcas utilizadas pelas empresas no Brasil, preço e recomendação de profissionais da área. Os módulos que se mostraram mais atrativos economicamente e tecnicamente foram os modelos da Canadian Solar, Trinasolar e Risen Energy. Dentre esses modelos, para a elaboração do projeto, o módulo escolhido foi o CS3U-340P de 340W da Canadian Solar. As informações sobre o módulo escolhido para o projeto estão na Tabela 4 e no Anexo A.

Tabela 4. Parâmetros do Módulos Fotovoltaicos de 340 Wp da Empresa Canadian Solar.

Características Elétricas do Módulo CS3U-340P	
Potência Nominal	340 W
Tensão MPPT	38,4 V
Corrente MPPT	8,86 A
Tensão de Circuito Aberto	45,9 V
Corrente de Curto-Circuito	9,36 A
Eficiência do Módulo	17,14 %
Características Mecânicas	
Largura	0,992 m
Altura	2,0 m
Profundidade	0,04 m
Massa	22,40 kg

Sabendo a potência do sistema e as especificações dos módulos fotovoltaicos, pode-se dimensionar a quantidade de módulos necessários através da Eq. (3).

$$N^{\circ}_{mód} = \frac{P_{fv}}{P_{mód}} \quad (3)$$

Onde: $N^{\circ}_{mód}$: número de módulos fotovoltaicos; P_{fv} : potência do sistema fotovoltaico [W]; $P_{mód}$: potência nominal máxima do módulo [W].

Dessa forma, serão necessários cerca de 458 módulos fotovoltaicos de 340 W cada, o que resulta em uma potência de 155,72 kWp. Com o número de módulos fotovoltaicos, a área total ocupada ($\hat{A}rea_{total}$) pelos mesmos pode ser simplesmente determinada multiplicando o número de módulos ($N^{\circ}_{mód}$) pela área de um componente ($\hat{A}rea_{mód}$), Eq. (4):

$$\hat{A}rea_{total} = \hat{A}rea_{mód} \cdot N^{\circ}_{mód} \quad (4)$$

Considerando que as dimensões do módulo são aproximadamente 2 m² cada, a área necessária para a elaboração do sistema é cerca de 916 m² no total. Como a área total disponível no campus é superior ao valor necessário, os módulos serão distribuídos entre os prédios e o solo de forma a maximizar a produção do sistema.

2.4.2 Dimensionamento do Inversor

O componente responsável pela conversão de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) é o inversor. Atualmente, em caráter comercial, há dois modelos de inversores: o inversor *string* e o inversor módulo integrado. A categoria *string* ainda é predominante no mercado fotovoltaico no Brasil, porém, em outros países, a utilização da tecnologia de inversores módulo integrado tem aumentado consideravelmente. Pois, de acordo com a tabela de energia fotovoltaica dos Estados Unidos da Wood Mackenzie (2019), estas tecnologias de inversores foram responsáveis por 79,70 % das instalações residenciais dos Estados Unidos nos três primeiros semestres do ano de 2019.

O inversor deve dissipar o mínimo de potência, evitando perdas e produzindo uma tensão com baixo teor de harmônicos e em sincronia com a rede (sistema *on-grid*). Estes inversores são equipados com a função de seguidor do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking - MPPT*) capaz de obter a máxima potência possível dos módulos fotovoltaicos (TEODORESCUS, 2011). No entanto, para estes inversores *string*, essa maximização não é realizada individualmente a cada módulo, pois ocorre em todo o arranjo de módulos, de forma que toda a conexão em série é limitada pelas condições do pior módulo. Dessa forma, o inversor garante que o arranjo como um todo esteja gerando a máxima potência, o que será um valor menor do que o somatório da máxima potência de cada módulo. Quando o módulo fotovoltaico é parcialmente sombreado há o risco de aparecimento de pontos quentes (*hot spots*). O módulo contém um mecanismo que visa diminuir o impacto negativo que o sombreado parcial pode causar no módulo, o qual utiliza-se diodo de desvio ou diodo de *by-pass*. O módulo que estiver com sombra produzirá menos e terá uma corrente menor, levando toda a fileira de módulos a se adaptar ao menor valor de corrente (AYRÃO, 2018). Assim, em situações comuns de sombreados parciais do gerador fotovoltaico, o *MPPT* pode encontrar dificuldades de encontrar a condição de operação que favoreça a potência produzida (ZHAO et al., 2010).

Como solução para este problema, há os inversores que utilizam otimizadores de potência, que são dispositivos de pequenas dimensões e podem ser instalados a cada dois módulos. Para mitigar as perdas em um sistema fotovoltaico usualmente o otimizador é dotado de algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência (*MPPT*). Logo, os otimizadores permitem que o projeto de arranjos FV se torne mais flexível, isto é, com diferentes módulos, orientações, inclinações e quantidades de sombras. Pois, a principal diferença entre inversores *string* e inversores com otimizadores de potência é que nas *strings* a potência total é transformada em um único inversor, transformando a potência gerada por vários módulos em apenas um equipamento, enquanto os otimizadores processam a energia elétrica proveniente de cada módulo fotovoltaico de forma individual no local da geração (KHAN, 2017; TELES, 2017). Um otimizador ligado entre os módulos permite que cada módulo sempre opere em suas condições ótimas, e que não interfiram entre si. Outro ponto são que nos inversores com otimizador de potência o tamanho da série de módulos (*string*) é determinado pela potência e não pela tensão. Isso faz muitas vezes com que o uso de otimizadores de potência em usinas que tem telhados com diferentes posições e inclinações seja mais vantajoso (PORTO, 2019).

Ambos os sistemas permitem o acompanhamento da geração de energia, dependendo apenas do modelo do equipamento escolhido. Entretanto, os otimizadores de potência possibilitam o acompanhamento e monitoramento em tempo real da energia gerada módulo por módulo, possibilitando ao proprietário da usina identificar com clareza os módulos com problema ou com necessidade de manutenção ou problemas de sombreado local, algo que não acontece com os inversores *string* (DUARTE, 2019).

Para o dimensionamento seguro de um inversor deve-se levar em consideração a quantidade de módulos a ser utilizada no sistema e potência máxima deles, além de definir a máxima tensão e corrente contínua CC do sistema. Dessa forma, considerando as áreas disponíveis da unidade para a distribuição dos módulos, é possível definir que para cada área de telhado serão distribuídos cerca de 52 módulos de 340Wp, conseqüentemente a potência máxima que esse sistema pode gerar é 17,68 kWp. Com isso, será dimensionado um inversor para cada conjunto de cerca de 52 módulos, que serão distribuídos em duas fileiras com cerca de 26 módulos cada, em duas *strings* de 13 módulos. Assim, deverá ser verificada a tensão total série do sistema para que se possa encontrar um inversor compatível. O valor da tensão de entrada do inversor é representada pela soma das tensões nominais dos módulos associados em série (V_{ts}), conforme a Eq. (5):

$$V_{ts} = V_{MPPT} \cdot N_{mód_série}^o \quad (5)$$

Onde: V_{ts} tensão total série de entrada do inversor [V]; V_{MPPT} : tensão MPPT do módulo [V]; $N_{mód_série}^o$: número de módulos em série.

Dessa forma, para uma conexão em série de 13 módulos, a tensão total dessa conexão será 499,2 V. A máxima tensão do sistema ocorre quando os módulos fotovoltaicos estão em circuito aberto (V_{oc}), e assim pode-se recalculá-la a Eq. (5) para obter a tensão máxima de entrada deste inversor que será 596,7 V. Este valor nunca deve ser ultrapassado, pois é um dos maiores riscos de se danificar o equipamento (PINHO E GALDINHO, 2014). Com isso, para a escolha do inversor, o mesmo deve possuir uma tensão de entrada superior ao valor encontrado para V_{ts} . O inversor possui uma corrente máxima de entrada C.C. para garantir que este valor não seja ultrapassado, pode-se calcular a corrente máxima do sistema das fileiras das séries conectadas em paralelo, com o auxílio da Eq. 6:

$$I_{Max} = I_{sc} \cdot N_{ser_fv_paralelo}^o \quad (6)$$

Onde: I_{Max} corrente máxima dos módulos em paralelo[A]; I_{sc} : corrente de circuito aberto do módulo [A]; $N_{ser_fv_paralelo}^o$, número máximo de fileiras das séries fotovoltaicas, conectadas em paralelo.

A Tab. 5 apresenta o resultado dos cálculos utilizados para a escolha da configuração do arranjo fotovoltaico, assim como a potência e tensão máxima encontradas para o sistema.

Tabela 5. Dados do arranjo fotovoltaico para o dimensionamento do inversor.

Características do Sistema	
Máximo módulos por kit	52
Máximo de módulos em série /string	13
Número de strings	4
Quantidade de entradas MPPT	2
Tensão de entrada CC (V_{ts})	596,7 V
Corrente máxima de entrada (I_{max})	18,72 A
Potência total do conjunto CC (P_{fv})	17,68 kW

A marca de inversor Renovigi Energia Solar a ser utilizado na instalação fotovoltaica foi escolhida por ser uma das principais marcas comercializadas no Brasil, e assim contar com uma assistência técnica garantida. Para este sistema será utilizado um inversor com potência compatível com o projeto de modo que o sistema fique com carregamento entre 75 e 105% da potência nominal, a fim de obter melhor rendimento. A Tab. 6 e o Anexo B apresenta os dados do inversor Trifásico RENO-15k da Renovigi Energia Solar com potência nominal de 15 kW. Este equipamento suporta uma potência máxima CC de 18 kW, uma tensão máxima CC de 850V por MPPT e uma corrente máxima por entrada de 22A.

Tabela 6. Características e Parâmetros do Inversor RENO-15K da empresa da Renovigi Energia Solar.

Modelo de Inversor RENO-15K	
Entrada (CC)	
Potência máxima CC	18 kW
Tensão máxima CC	1000 V
Faixa de tensão MPPT	160...850 V
Máxima corrente de entrada por MPPT	22A
Tensão de partida	180 V
Número de MPPT	2
Strings por MPPT	2
Saída (CA)	
Potência nominal CA	15 kW
Tensão nominal CA	380 V
Potência aparente CA	16,5 kW
Faixa de tensão de operação por fase	176 - 242
Frequência de rede CA	60 Hz
Corrente máxima de saída	25 A
Eficiência	
Máxima eficiência	98,7 %
MPPT Eficiência	> 99,5 %

Para atender a demanda de energia elétrica fora ponta do campus, serão necessários 9 inversores de 15 kWp e cerca de 558 módulos fotovoltaicos de 340W.

2.5 Simulação no PV*Sol

O PV*Sol (VALENTIN, 2020) é um *software* alemão desenvolvido pela Valentine Software para simulações dinâmicas com visualização 3D, análise detalhada de sombreamento e estimativas de geração de energia em sistemas fotovoltaicos. O *software* possui uma extensa base de dados de módulos fotovoltaicos e inversores mais utilizados no mercado mundial, além da facilidade em alterar parâmetros da simulação, possibilidade de avaliar a amortização do investimento entre outras funcionalidades. Ademais, para a realização das simulações, o programa utiliza um banco de dados meteorológicos da *Meteonorm* (METEONORM, 2020), disponíveis para todas as cidades do mundo, com registros históricos de 1981 a 2010, com informações acerca da temperatura média, umidade relativa do ar, radiação global horizontal e velocidade do vento. Com estas entradas e considerando o sombreamento a partir do modelo tridimensional desenvolvido, o *software* é capaz de estimar a geração de energia elétrica do sistema fotovoltaico proposto (DONDARIYA, 2018; GALLE, 2019). Contudo, cabe destacar alguns processos críticos que podem influenciar o desempenho do sistema fotovoltaico durante a elaboração do projeto, maximizando ou minimizando os resultados da simulação. Alguns destes processos estão a escolha adequada dos componentes, a correta localização geográfica, precisa

indicação de direcionamento, inclinação e orientação dos módulos, além das dimensões corretas do módulo tridimensional para uma análise mais precisa de sombreamento.

Para a realização da simulação, o primeiro passo consiste na determinação dos dados meteorológicos do local de estudo. Dessa forma, utilizando o banco de dados do programa, selecionou-se o município de Tramandaí que, conforme a Fig. 3, possui irradiação média anual de 1.636 kWh/m².

Dados climáticos			
País		Local	
Brasil		Tramandaí	
Latitude	-29° 59' 3" (-29,98°)	Soma anual da irradiação global	1636 kWh/m ²
Longitude	-50° 8' 0" (-50,13°)	Média anual da temperatura	20,2 °C
Fuso horário	UTC-3		
Período	1991 - 2010		
Resolução	Por hora		Parâmetros da simulação

Figura 3. Dados climáticos para o município de Tramandaí. Fonte: PV*Sol.

Para construir o modelo tridimensional dos prédios do campus e realizar a simulação, utilizou-se uma imagem aérea do local, semelhante a Fig. 1, disponível no aplicativo do *Google Earth*, com acesso pelo PV*SOL. Conforme visto na Tab. 1, os valores das áreas dos prédios são conhecidos, o que possibilitará um modelo com maior precisão visto que é necessário avaliar melhor a distribuição dos módulos fotovoltaicos nos telhados, além de obstáculos que podem contribuir aos efeitos de sombreamento no entorno do local de instalação.

Na sequência realizou-se a escolha e distribuição dos módulos (Fig. 4), bem como os inversores a serem utilizados. Como descrito anteriormente, serão necessários cerca de 9 inversores de 15 kWp e 458 módulos de 340W para atender a demanda de energia do campus. Com isso, considerando as dimensões dos prédios, a distribuição dos módulos deu-se da seguinte forma:

- Salas de Aula: 52 módulos por água (Nordeste/ Sudoeste) e 2 Inversores de 15 kWp.
- Laboratórios: 48 módulos por água (Nordeste/Sudoeste) e 2 Inversores de 15 kWp.
- Restaurante Universitário: 26 módulos por água (Noroeste/ Sudeste) e 1 Inversor de 15 kWp.
- Prefeitura Universitária: 52 módulos (Noroeste) e 1 Inversor de 15 kWp.
- Usina em Solo: 154 módulos (Norte) e 3 Inversores de 15 kWp.

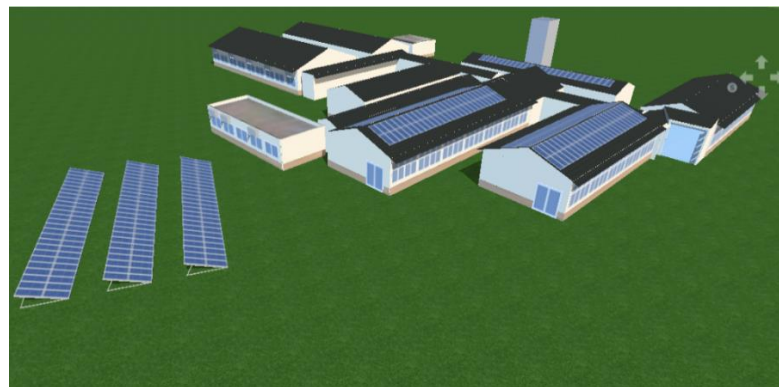


Figura 4. Modelo tridimensional do Campus Litoral Norte. Fonte: PV*Sol.

Como o objetivo do projeto, além de gerar energia elétrica, é beneficiar-se de parte do sistema para a elaboração de laboratórios especializados em energia fotovoltaica, a distribuição dos arranjos ocorreu de forma a utilizar as quatro orientações geográficas (leste, oeste, norte e sul). Dessa forma, será possível adquirir dados reais de produção de energia e desempenho do sistema para as principais orientações geográficas. Além disso, 154 módulos foram distribuídos em uma usina no solo, com o objetivo de obter a máxima produção de energia do arranjo fotovoltaico com orientação Norte. Ademais, com o sistema em solo, os alunos podem ter contato com os equipamentos do sistema para pesquisas e aprendizado. Considerando as dimensões da área disponível em solo, os módulos foram distribuídos em 3 fileiras com 52, 52 e 50 módulos, com distância de 3 metros entre fileiras e inclinação do suporte em 20°, de modo a minimizar o sombreamento causado entre fileiras, pois através do PV*Sol é possível estimar o percentual de sombreamento módulo a módulo ao longo de um ano. Com esta função, definiu-se a taxa de sombreamento para as áreas que sofrem influência, como mostra a Fig. 5.

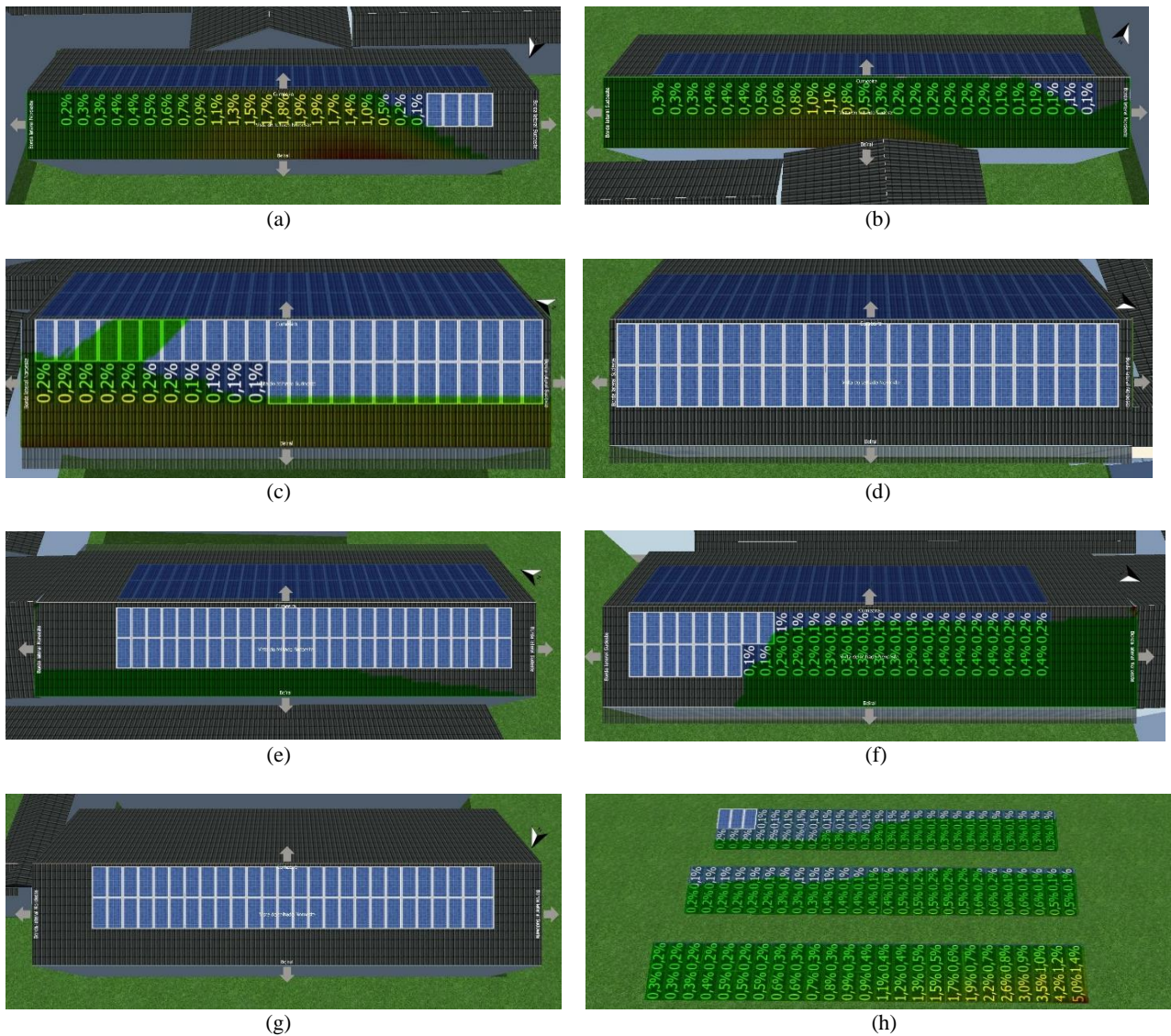


Figura 5. Percentual de Sombreamentos: Restaurante Universitário – Noroeste (a) e Sudeste (b); Salas de Aula – Sudoeste (c) e Nordeste (d); Laboratórios – Sudoeste (e) e Nordeste (f); Prefeitura Universitária – Noroeste (g); Usina em Solo – Norte (h). Fonte: PV*Sol.

A maior taxa de sombreamento ocorreu na primeira fileira de módulos da usina em solo ao norte, causados pelo prédio da biblioteca, com um percentual médio anual de cerca de 5,4% para o pior cenário. O restante das fileiras apresentou valores entre 0,1 e 0,5%. Outra área que registrou uma maior taxa de sombreamento é a cobertura do restaurante universitário, com valores entre 0,6 e 4,6% para a água Noroeste e entre 0,2 e 1,3% a Sudeste. A sombra causada nessa área ocorre devido a um prédio localizado a noroeste do prédio. O restante das unidades apresentou baixos valores, entre 0,1 e 0,7%.

O próximo passo consiste na definição das configurações dos inversores. O inversor de 15 kWp possui duas entradas MPPT e duas strings por entrada. A definição das conexões foi realizada de modo que os módulos em cada água de telhado estejam distribuídos em um único MPPT. A Fig. 6 mostra como ficou definido as conexões do sistema.

Os módulos destacados na Fig. 6 estão conectados aos inversores de 15 kWp, onde os números do primeiro algarismo identificam qual inversor o sistema está conectado, variando de 1 a 9. O segundo algarismo é responsável por indicar a conexão MPPT e a terceiro as strings dos módulos fotovoltaicos. Neste caso, o inversor de 15 kWp possui duas conexões de entrada MPPT e duas strings por entrada.

Após a configuração dos elementos do projeto, o software estima a geração do sistema fotovoltaico, simulando a trajetória do sol para cada dia do ano, levando em conta as variações meteorológicas e os efeitos de sombreamento que possam ocorrer. Posteriormente a simulação, é possível gerar e imprimir um relatório com os parâmetros utilizados para a simulação e os principais resultados, como o gerenciamento do banco de dados meteorológico, componentes do sistema fotovoltaico, incluindo dados dos fabricantes sobre módulos, inversores, etc.

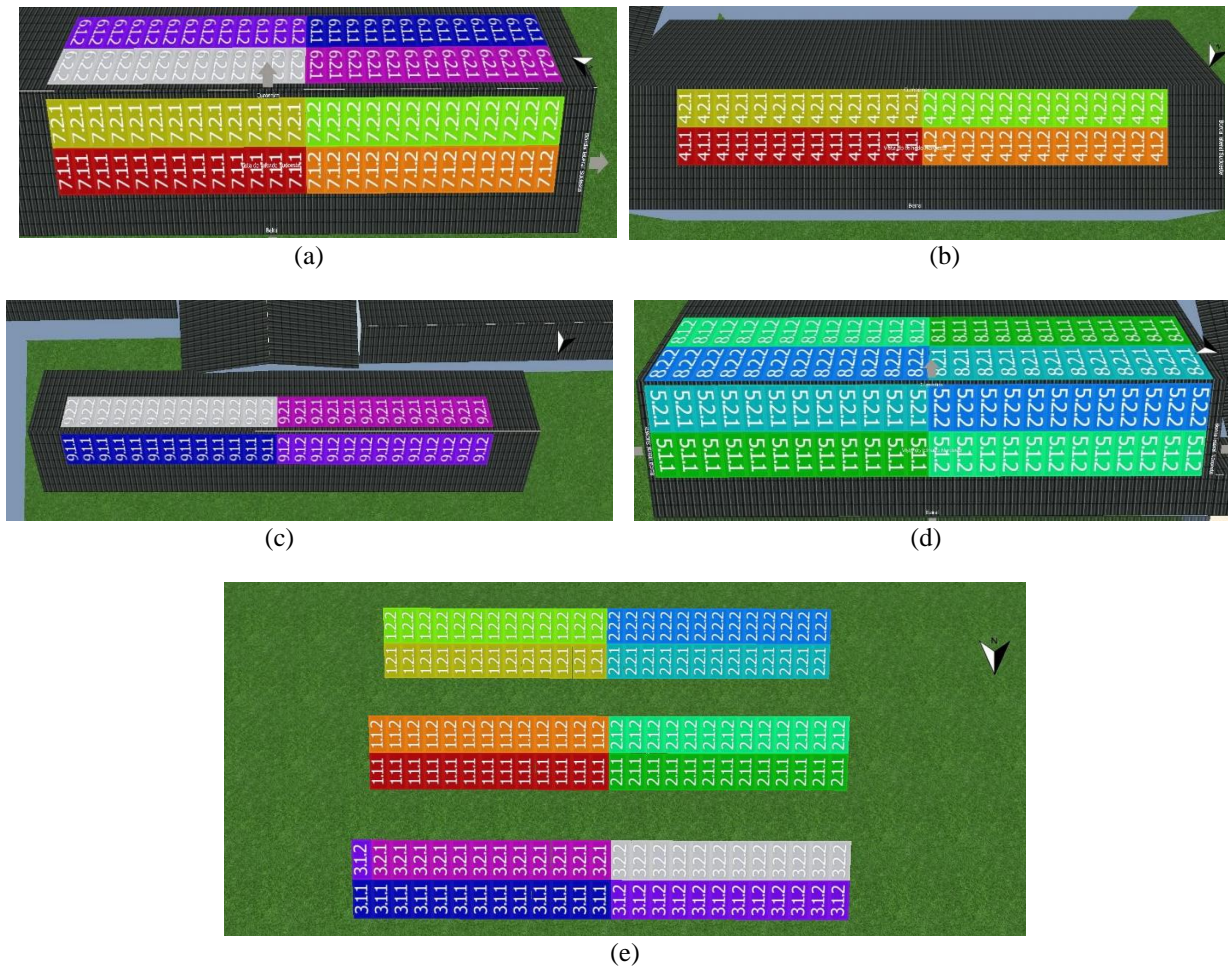


Figura 6. Conexão das Strings: Laboratórios (a); Prefeitura Universitária (b); Restaurante Universitário (c); Salas de Aula (d); Usina em Solo (e). Fonte: PV*Sol.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Fig. 7 e o Anexo C apresentam os resultados e informações apresentadas pelo relatório gerado através do PV*Sol após a simulação, onde obteve-se a produção de energia do sistema de acordo com as condições impostas no modelo tridimensional.

Resultados da simulação	
Resultados Sistema completo	
Sistema fotovoltaico	
Potência do gerador fotovoltaico	155,7 kWp
Rendimento anual específico	1.344,05 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	83,5 %
Diminuição do rendimento por sombreamento	2,3 %/Ano
Injeção na rede	
Injeção na rede no primeiro ano (incl. degradação do módulo)	209.295 kWh/Ano
Consumo em espera (Inversor)	0 kWh/Ano
Emissões de CO ₂ evitadas	98.369 kg/ano

Figura 7. Principais resultados da simulação. Fonte: PV*Sol.

Conforme os resultados da simulação, a produção estimada de energia elétrica do sistema fotovoltaico é de cerca de 209.295 kWh/ano. Ou seja, para uma potência instalada de 155,70 kWp, a geração mensal de energia elétrica corresponde a cerca de 17.441 kWh/mês. O valor da produção de energia obtida através da simulação é cerca de 4,82% maior do que os 16.600 kWh/mês de consumo fora ponta da unidade. Neste caso, o software baseado em seus ajustes matemáticos considerou o desempenho do sistema (PR) como sendo 83,5%, enquanto que a estimada pelo modelo teórico considerou-se um PR de 80,0%. Outro dado que influencia diretamente nos dados de produção de sistema são as condições climáticas

e irradiação do local. Dessa forma, no dimensionamento manual, utilizou-se os dados do CRESESB (2018), considerando um *HSP* médio de 4,44 kWh/m²/dia, onde para a simulação, o software considerou um *HSP* para a cidade de Tramandaí de 4,48 kWh/m²/dia. Os dados de emissão de CO₂ evitadas são cerca de 98.369 Kg/ano, e este valor tem como base a matriz elétrica brasileira (VALENTIN, 2017).

A Fig. 8 mostra a previsão de produção de energia elétrica ao longo do ano, onde a maior geração ocorre nos meses de verão. O mês de maior pico de geração é dezembro, chegando a 23.730 kWh. Isso ocorre devido o solstício de verão, onde a trajetória solar está mais ao hemisfério sul, o que torna os dias com mais horas de irradiação. Quanto aos meses do inverno, os picos de geração são menores, chegando a 10.514 kWh no mês de junho, causados pelo solstício de inverno, onde os dias são mais curtos e há menos irradiação.

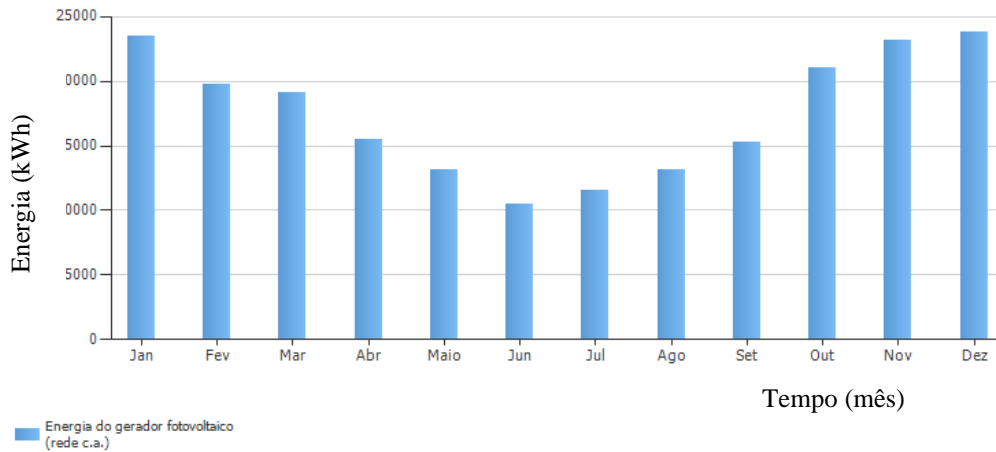


Figura 8. Previsão de produção de energia elétrica do sistema fotovoltaico simulados pelo PV*Sol.

A Fig. 9 apresenta a curva de geração anual prevista pela simulação realizada no PV*Sol comparada com a do consumo retirada das faturas de energia elétrica do Campus. Como definido no dimensionamento, a energia produzida será dividida em percentuais de consumo, de forma que no verão a energia produzida em excesso seja injetada na rede da distribuidora de forma a gerar créditos, que podem ser utilizados na forma de energia para os meses de inverno onde o consumo é superior a geração do sistema fotovoltaico.

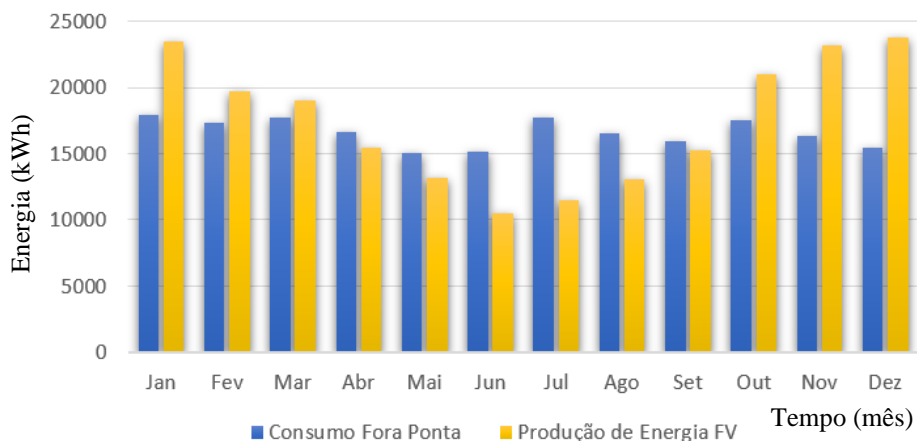


Figura 9. Relação de consumo e produção de energia elétrica do sistema fotovoltaico.

Pode-se observar a partir da Tab. 7 a produção de energia elétrica para cada inversor do sistema fotovoltaico. Com esperado, os maiores valores de geração são dos módulos posicionados nas águas voltadas ao Norte, como a usina em solo e o prédio da prefeitura universitária, onde o desempenho do sistema foi maior, com um *PR* de cerca de 84,60% e geração acima de 25.500 kWh/ano. Já os menores valores de geração são dos inversores conectados mais ao Sul. A menor produção de energia é referente ao sistema localizado no restaurante universitário, que apresentou uma geração anual de 21.540 kWh e um *PR* de 80,90%. Isso se deve porque o inversor do restaurante universitário possui os 2 MPPT distribuídos entre duas águas, noroeste e sudoeste, enquanto os inversores dos outros prédios têm suas entradas conectadas em uma única orientação. Dessa forma, o número de módulos por orientação é menor, levando a uma menor geração quando comparado aos outros inversores. Além disso, como há uma fileira de módulos localizado mais ao Sul, isso prejudica ainda mais a produção de energia elétrica do sistema. Segundo MARINOSKI (2004), em termos de geração,

uma inclinação de 27° Norte varia apenas 2,40% na produção anual de energia em relação a uma orientação de 15° Norte. Isso explica a pequena variação no fator de desempenho, com um máximo de 3,40% entre as orientações aqui estudadas.

Tabela 7. Produção de energia elétrica por inversor de 15 kWp obtido pela simulação no PV*Sol.

Número do Inversor	Local de Instalação dos Módulos Fotovoltaicos	Orientação Geográfica	Nº de Módulos	Taxa de Desempenho Global (PR)	Produção de Energia Elétrica anual
1	Usina em Solo	Norte	52	84,60%	25.690 kWh/ano
2	Usina em Solo	Norte	52	84,60%	25.618 kWh/ano
3	Usina em Solo	Norte	50	82,70%	24.083 kWh/ano
4	Laboratórios	Nordeste	52	84,10%	23.619 kWh/ano
5	Laboratórios	Sudoeste	52	83,20%	21.588 kWh/ano
6	Salas de Aula	Nordeste	48	84,30%	21.828 kWh/ano
7	Salas de Aula	Sudoeste	48	82,30%	19.687 kWh/ano
8	Restaurante Universitário	Noroeste/Sudeste	52	80,90%	21.540 kWh/ano
9	Prefeitura Universitária	Noroeste	52	84,60%	25.726 kWh/ano

Segundo Plinio e Galdino (2014), no Brasil o fator de desempenho de sistemas fotovoltaicos varia entre 70 e 80% para sistemas ventilados e sombreados. Dessa forma, os valores do fator de desempenho obtidos no estudo demonstram satisfatoriamente as condições de perdas de eficiência de um sistema fotovoltaico instalado no Sul do país. Pois, o menor valor apresentado é de 80,90%. Na Europa, o fator de desempenho apresenta valores superiores a 80%, chegando a 85% na Alemanha (REICH, 2011; UEDA, 2009). Contudo, os sistemas instalados no Brasil possuem fator de desempenho menor que a Europa que se deve principalmente pela forte influência negativa das elevadas temperaturas registradas em nosso país em relação aos países europeus e pela tecnologia utilizada.

O sistema fotovoltaico dimensionado produzirá cerca de 17.441 kWh/ano, 4% a mais que consumo Fora Ponta (FP) da unidade. Para isso o sistema deverá possuir uma potência pico de 135 kWp em inversores. Assim, conforme a nota 5.1.3. da IT-11.01.081 de Acesso a Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da CEEE-D (CEEE, 2020), como a demanda contratada do campus é de 85 kW, será necessário aumentar a demanda contratada até a potência nominal de saída de corrente alternada (CA) da soma dos inversores. Isso implica em um aumento fixo na tarifa de energia do local, onde para cada 1 kW de demanda contratada o custo é R\$ 29,80 sem impostos. Assim, para um aumento na demanda de 85kW para 135 kW, o custo final fixo na tarifa será de R\$ 1.490,00.

Conforme a tarifa de energia da unidade, o custo do consumo ponta da CEEE sem impostos é de R\$ 2,35 e o FP é de R\$ 0,50. Dessa forma, o sistema foi dimensionado apenas para atender a demanda no FP, pois de acordo com o Caderno Temático de Microgeração e MiniGeração Distribuída, publicado pela ANEEL, as unidades consumidoras que dispõem de tarifa horária, a energia injetada deve ser utilizada, prioritariamente, para abater o consumo mensal no mesmo período (Hora Ponta (HP) ou FP). Caso haja sobra, esse saldo será utilizado para reduzir o consumo no outro posto tarifário, após a aplicação de um fator de ajuste. Para esse reajuste, a energia a ser produzida para compensar o horário de ponta deve-se considerar o custo por kWh na Ponta, conforme a Equação 7:

$$F_a = \frac{T_{FP}}{T_P} \quad (7)$$

Onde: F_a : fator de ajuste; T_{FP} : tarifa fora ponta; T_P : tarifa ponta.

Dessa forma, o fator de ajuste é 0,21 que, a partir da Eq. 8 é possível determinar a energia que deve ser gerada a mais no fora ponta para abater o horário de ponta.

$$E_{GFP} = \frac{C_P}{F_a} \quad (8)$$

Onde: E_{GFP} : energia a ser gerada no fora ponta; C_P : consumo no horário de ponta; F_a : fator de ajuste. Com isso, seria necessário gerar cerca de 8.480 kWh a mais no horário de fora ponta para abater o consumo total no HP, ou seja, o sistema fotovoltaico precisaria produzir cerca de 25.087 kWh/ mês. Isso implicaria em um aumento significativo na potência do sistema fotovoltaico e na demanda contratada da unidade, bem como o custo total do projeto. Nesse sentido, conforme a nota 5.2.4 da IT-11.01.081 de Instrução Técnica de Acesso a Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da CEEE-D para minigeração (CEEE, 2020), há a necessidade proteções em Média Tensão, além de um estudo de coordenação e seletividade das proteções, como disjuntores, relés, fusíveis, etc. Isso implica em um elevado custo além do sistema fotovoltaico.

Para readequar o Campus do grupo consumidor A para o grupo B, excluindo a tarifação horária, seria necessário dimensionar um sistema fotovoltaico para até 75 kW de potência em inversores, dispensando a necessidade de proteções em média tensão. Porém, a demanda do campus já ultrapassa os 75 kW e possui abastecimento em média tensão, o que tornaria o projeto inviável. Outra opção é utilizar um sistema de até 112 kW, caracterizado como minigeração distribuída e com o custo das proteções, conforme a REN 414 da ANEEL, implicando diretamente no tempo de retorno do projeto que, nessas condições pode crescer em até um ano. Além disso, nessas condições, o sistema não atenderia o consumo FP da unidade.

A vista disso, para o Campus Litoral, a melhor solução encontrada para o projeto consiste em um sistema fotovoltaico para atender toda a demanda de consumo no horário de FP, de forma que os excedentes possam abater um pouco do consumo no HP. De forma a considerar o custo fixo no aumento da demanda contratada, bem o custo com as proteções em média tensão. Pois, tendo em vista que o campus está em expansão, com a construção de novos prédios e novos cursos, o consumo certamente irá aumentar. Assim, será possível expandir o sistema fotovoltaico para abater o consumo no FP, visto que esse corresponde ao principal horário de funcionamento da unidade.

4. CONCLUSÕES

Neste estudo, projetou-se um sistema fotovoltaico conectado à rede para o Campus Litoral Norte da UFRGS que está localizado no município de Tramandaí/RS. Foram apresentados todos os cálculos para o dimensionamento dos componentes do sistema, o qual será capaz de atender o consumo fora ponta e será composto por 458 módulos fotovoltaicos.

Primeiramente, foram obtidos os registros da fatura de energia elétrica da unidade bem como os dados climáticos do local. Com isso, foi possível dimensionar o sistema fotovoltaico para atender o consumo total de energia elétrica do Campus de cerca de 16.607 kWh/mês.

Com o sistema dimensionado, utilizou-se o software *PV*Sol* para simular o sistema e os possíveis efeitos de sombreamento a partir de um modelo tridimensional dos prédios do Campus. O sistema simulado apresentou geração de 17.441 kWh/mês e um *PR* de 83,50%. A variação de 5,0% e 3,50% no valor previsto de geração de energia e *PR*, respectivamente, deve-se à pequena diferença nas equações do modelo e no banco de dados climático entre o software e o modelo dimensionado teoricamente.

O sistema foi dimensionado de forma a atender somente o consumo no horário fora da ponta, pois para suprir o consumo total da unidade seria necessário utilizar o fator de ajuste para o consumo no horário de ponta. Com isso, seria necessário gerar cerca de 8.480 kWh a mais no horário de fora ponta para abater o consumo total no horário de ponta que é cerca de 1.781 kWh/mês. Ou seja, o sistema fotovoltaico precisaria produzir cerca de 25.087 kWh/ mês. Isso implicaria em um aumento significativo na potência do sistema fotovoltaico e na demanda contratada da unidade, bem como o custo total do projeto.

Apesar dessas limitações, este estudo fornece informações importantes sobre a geração de energia nos prédios para atender às necessidades de energia típica de um Campus. Observa-se o interesse cada vez maior de empresas, órgãos públicos e consumidores residenciais que buscam na instalação de um sistema fotovoltaico uma forma de reduzir despesas com energia e alcançar menores custos nas suas operações e operar de forma sustentável. Além disso, o sistema fotovoltaico proposto pode aprimorar futuros trabalhos e atividades de pesquisa dentro da universidade.

Como sugestões para trabalhos futuros destacam-se: análise econômica do projeto; simulação do sistema considerando outras áreas para instalação; comparação entre o projeto simulado e instalado, bem como um estudo de um sistema para um possível aumento no consumo da unidade.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Matriz de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa Nº 414, de 9 de setembro de 2010.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa Nº 800, de 19 de setembro de 2017.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas. 06/03/2017. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/proinfa>>.
- ARAÚJO, R. V. M. Dimensionamento de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Aplicado a uma Fábrica de Polpas de Fruta. Fortaleza: Universidade Federal do Ceará, 2016.
- AYRÃO, V. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: Conceitos, aplicações e estudos de caso. International Coper Association Brazil. CP. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <<http://www.abcobre.org.br/uploads/conteudo/conteudo/2020/01/XbxdA/estudos-fotovoltaicos-vinicius-ayrao.pdf>>.

- CEEE. Instrução Técnica. Acesso de Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da CEEE-D. IT-11.01.081. Vigência: 07-02-2020. Disponível em: <https://www.ceeel.com.br/normas-tecnicas/procedimentos/it-11-01-081-v02-acesso-de-microgeracao-e-minigeracao-ao-sistema-de-distribuicao-da-ceeel-d/view>.
- CRESESB, Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito. Potencial Solar – SunData v 3.0, 2018. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>.
- DALVI, G. G. Avaliação de Feed-in Tariff para Incentivos da Geração Distribuída Solar Fotovoltaica no Brasil. Viçosa, MG, Brasil. 2017.
- DONDARYIA, C., PORWAL, D., AWASTHI, A., SHUKLA, A. K., SUDHAKAR, K., MANOHAR, M., BHIMTE, A. Performance Simulation off Grid-connected Rooftop Solar PV System for Small Households: A Case Study of Ujjain, India. Energy Reports, p. 546 – 553, 2018.
- DUARTE, H. M. Estudo de Caso de Suas Usinas Fotovoltaicas com Tipos Diferentes de Inversores. Uberlândia: UFU, 2019.
- EPE. Balanço Energético Nacional 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-470/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%20BEN%202019%20Ano%20Base%202018.pdf>.
- EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Considerações sobre a Expansão Hidrelétrica nos Estudos de Planejamento Energético de Longo Prazo. Rio de Janeiro, 2018.
- FRAUNHOFER ISE. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems – Photovoltaics Reports. German Net Electricity in First Half of 2020: Renewable Reach Record Share of 55,8 Percent. Julho de 2020.
- GALLE, V. V. Estudo da Estimativa de Geração de Energia Solar Fotovoltaica do Software PV*SOL em Sistemas Residenciais de até 4 kW Conectados à Rede Elétrica: UFRGS, 2019.
- GRIPPI, S. O Gás Natural e a Matriz Energética Nacional. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2009.
- IEA. International Energy Agency. Photovoltaics Power System Programs. Trends in Photovoltaic Applications, 2019.
- IRENA. International Renewable Energy Agency. Renewable Capacity Statics 2020. Abu Dhabi, 2020.
- KHAN, O., XIAO, W. Review and Qualitative Analysis of Submodule-level Distributed Power Electronic Solutions in PV Power System. Renewable and Sustainable Energy Reviews 76, p. 516 – 528, 2017.
- LIMA, B. G; HACK, R. R; AVENCA, R. B. Comparação dos níveis de Irradiação apresentados por Diferentes Fontes de Dados no Estado do Paraná e Determinação do Potencial de Geração de Energia Elétrica por Fonte Fotovoltaica em Curitiba. Curitiba: UTFPR – DIBIB, 2015.
- LOBO, F. D. Análise Técnico-Econômica de um Projeto de Sistema Fotovoltaico para um Sítio no Interior do Espírito Santo: UFRJ, 2019.
- MACHADO, C. A. A., DE REZENDE, A. C. L. Edifícios públicos sustentáveis: discricionariiedade administrativa ou dever constitucional e legal?. A&C-Revista de Direito Administrativo & Constitucional, v. 16, n. 63, p. 165-185, 2016.
- MARINOSKI, D. L., SALAMONI, I. T., RUTHER, R. Pré-Dimensionamento de Sistema Solar Fotovoltaico: Estudo de Caso do Edifício do CREA-SC. I Conferência Latino-Americana de Construção Sustentável. 18-21 julho de 2004, São Paulo.
- MENDES, I. M. Dimensionamento de um Sistema de Energia Fotovoltaico para Autoconsumo. ISEP, Julho, 2019.
- METEONORM. Meteonorm Software, World Irradiation Data. 2020. Disponível em <https://meteonorm.com/en/>.
- MME, Ministério de Minas e Energia. Balanço Energético Nacional, Brasília, 2003.
- OLIVEIRA, L. H. Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico Residencial Conectado à Rede de Energia Elétrica. Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia – MG, 2018.
- PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., GONÇALVES, A. R., COSTA, R. S., LIMA, F. J. L., RUTHER, R., ABREU, S. L., TIEPOLO, G. M., PEREIRA, S. V., SOUZA, J. F. Atlas Brasileiro de Energia Solar. São José dos Campos, Brasil, 2º Edição – 2017.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro, 2014.
- PORTO, P. H. S. Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede. UFRJ, Trabalho de Conclusão de Curso de Engenharia Elétrica. 2019.
- REICH, N. H., MUELLER, B., ARMBRUSTER, A., WILFRIED, G. J. H. M. VAN SARK, KIEFER, K., REISE, C. Progress in Photovoltaics: Research and Applications – Paper Presented at 26th EU PVSEC, Hamburgo, Alemanha, 2011.
- RUTHER, R. Edifícios Solares Fotovoltaicos, O Potencial da geração Solar fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligadas à Rede Elétrica Pública no Brasil. Florianópolis, 2004.
- TELES, M. B. Avaliação Operacional das Diferentes Arquiteturas de Interligação de geradores Fotovoltaicos à Rede Elétrica. UFPA, Belém – PA, 2017.
- TEODORESCUS, R., LISERRE, M., RODRIGUEZ, P. Grid Converters for Photovoltaic and Wind Systems. United Kingdom: John Wiley, 2011.
- TIEKO, D. N. Vantagens e Desvantagens da Geração Distribuída e Estudo de Caso de um Sistema Solar Fotovoltaico Conectado a Rede Elétrica: UFRJ, 2017. Rio de Janeiro.
- TOLEDO, F. Desvendando as Redes Elétricas Inteligentes-Smart Grid Handbook: Brasport, 2012.
- TOLMASQUIM, M. T., GUERREIRO, A., GORINI, R. Matriz Energética Brasileira - Uma Prospectiva. Novos Estudos, 79. Novembro, 2007.

- TRIGOSO, F. M. *et al.* Panorama da geração distribuída no Brasil baseada no uso da tecnologia solar fotovoltaica. Revista Brasileira de Energia Solar, v. 2, p. 127–138.
- UEDA, Y, KUROKAWA, K., KITAMURA, K., YOKOTA, AKANUMA, K., SUGIHARA, H. Performance analysis of various system configurations on grid-connected residential PV systems. Solar Energy Materials & Solar Cells 2009; 93: 945–949.
- UFRGS, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Bacharelado Interdisciplinar em Ciência e Tecnologia BICT. UFRGS Litoral, 2018. Disponível em <<https://www.ufrgs.br/bict/>>. Acesso em: 30 de out. de 2020.
- UFRGS, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Nossos Cursos. UFRGS Litoral, 2020. Disponível em:<<https://www.ufrgs.br/campuslitoralnorte/ensino/nossos-cursos/>>. Acesso em: 30 de out. de 2020.
- VALENTIN SOFTWARE. PV*SOL Premium. Disponível em :<<https://valentin-software.com/en/products/pvsol-premium>>.
- VALENTIN SOFTWARE. PV*SOL Premium. CO2. Disponível em: <<https://forum.valentin-software.com/topic/572-co2/>>. Acesso em: 30 de out. de 2020.
- VARELLA, F. K. O. M., CAVALIERO, C. K. N., SILVA, E. P. Sistemas Fotovoltaicos no Brasil: Estimativa do Índice de Nacionalização. Revista Brasileira de Energia, Vol. 17, pg. 193-216, 2011.
- WOOD MACKENZIE, A versik Busines. U.S. Pv Leaderboard. 2019. Disponível em: <https://www.woodmac.com/our-expertise/focus/Power--Renewables/U.S.-PV-Leaderboard/?utm_source=gtm&utm_medium=article&utm_campaign=wmpr_q4leaderboard19>.

DESIGN AND ANALYSIS OF A GRID TIED PHOTOVOLTAIC POWER PLANT FOR UFRGS-CLN CAMPUS

Abstract. *In order to make the UFRGS Litoral Norte Campus ecologically sustainable, from an energy point of view, and in order to contribute to the dissemination of knowledge in the field of the solar energy, this paper aims to analyze and scale the implementation of a photovoltaic system connected to the power grid, aiming to supply the University Campus electricity demand. Thus, basic criteria were evaluated, such as the unit's energy consumption, geographical location, average daily solar radiation, area availability and the necessary equipment to define the most appropriate configuration for the unit. The system was also analyzed through a three-dimensional simulation using the PV * SOL software to validate the distribution of the PV modules and the inverters. In addition, the shading areas and the losses in generation were determined and evaluated. To meet the demand for electricity on peak hours in the campus, it was estimated that 9 15 kWp inverters and around 558 340W photovoltaic modules are needed. The simulation performed by PV * Sol generated 17,441 kWh/month and a PR of 83.5%. The system was rated to attend only the consumption during peak hours, since in order to supply the total Campus demand it would be necessary to use an adjustment factor for consumption during peak hours.*

Key words: *Photovoltaic power plant, Grid-connected photovoltaic system, Sizing.*

ANEXO A – Ficha Técnica Módulo Fotovoltaico KuMax (1000V/1500V) CS3U - 340Wp CanadianSolar.

NEW

CanadianSolar

KuMax (1000 V / 1500 V) HIGH EFFICIENCY POLY^{GEN3} MODULE CS3U-330|335|340|345P

With Canadian Solar's industry leading black silicon cell technology and the innovative LIC (Low Internal Current) module technology, we are now able to offer our global customers high power poly modules up to 345 W.

The KuMax poly modules with a dimension of 2000 x 992 mm, close to our 72 cell MaxPower modules, have the following unique features:

- Higher power classes for equivalent module sizes
- High module efficiency up to 17.39 %
- LOW hot spot temperature risk
- LOW temperature coefficient (P_{max}): -0.39 % / °C
- LOW NMOT (Nominal Module Operating Temperature): 43 ± 2 °C

More power output thanks to low NMOT: 43 ± 2 °C

Low power loss in cell connection

Safer: lower hot spot temperature

Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

1500V

Low BoS cost with 1500 V_{DC} system voltage

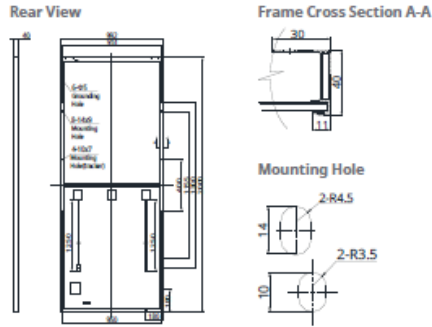
25 years linear power output warranty

10 years product warranty on materials and workmanship

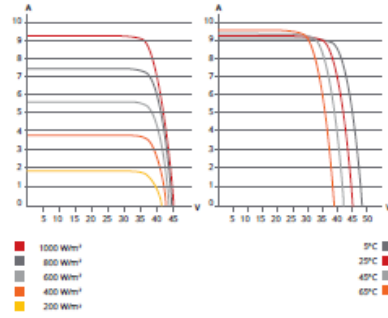
PRODUCT CERTIFICATES*
IEC 61215 / IEC 61730: 2005 & 2016: VDE / CE / UL 1703: CSA

*** Please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific product certificates applicable in your market.**

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3U-325P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3U	330P	335P	340P	345P
Nominal Max. Power (Pmax)	330 W	335 W	340 W	345 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.0 V	38.2 V	38.4 V	38.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.69 A	8.77 A	8.86 A	8.94 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.5 V	45.7 V	45.9 V	46.1 V
Short Circuit Current (Isc)	9.20 A	9.28 A	9.36 A	9.44 A
Module Efficiency	16.63%	16.89%	17.14%	17.39%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC / UL) or 1500 V (IEC / UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	30 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of Irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell type	Poly-crystalline, 156.75 x 78.38 mm
Cell Arrangement	144 [2 x (12 x 6)]
Dimensions	2000 x 992 x 40 mm (78.7 x 39.1 x 1.57 in)
Weight	22.6 kg (49.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm² & 12 AWG
Cable Length	1670 mm (65.7 in)
Connector	T4 (IEC / UL)
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3U	330P	335P	340P	345P
Nominal Max. Power (Pmax)	243 W	247 W	250 W	254 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.6 V	34.8 V	35.0 V	35.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.03 A	7.10 A	7.15 A	7.22 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.3 V	42.5 V	42.7 V	42.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.42 A	7.49 A	7.55 A	7.62 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.39 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	43±2 °C

PARTNER SECTION



The aforesaid datasheet only provides the general information on Canadian Solar products and, due to the on-going innovation and improvement, please always contact your local Canadian Solar sales representative for the updated information on specifications, key features and certification requirements of Canadian Solar products in your region.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

ANEXO B – Ficha Técnica Inversor Fotovoltaico Reno-15K Renovigi.



Datasheet

Modelo	RENO-15K
Potência máxima CC de entrada (W)	18000
Tensão máxima CC de entrada (V)	1000
Tensão nominal CC (V)	600
Tensão de partida (V)	180
Faixa de tensão MPPT (V)	160...850
Corrente máxima de entrada (A)	22 + 22
Corrente máxima de curto circuito de entrada (A)	34,3 + 34,3
Número MPPT/ Número máximo de cabos de entrada	2/4
Potência nominal de saída (W)	15000
Potência máxima de saída (W)	16500
Potência aparente de saída (VA)	16500
Tensão nominal da rede (V)	3F/N/PE-380
Corrente nominal de saída (A)	21,7
Fator de potência (classificação de potência de saída)	0,8 principal – 0,8 atraso
THDi (Classificação de potência de saída)	< 1,5%
Faixa de frequência de rede (Hz)	60
Faixa de frequência de operação (Hz)	57...62
Eficiência máxima	98,7%
Eficiência EU	98,1%
Eficiência MPPT	> 99,5%
Dimensões (mm)	310W*563H*219D
Peso (kg)	18,9
Topologia	Sem transformador
Faixa de temperatura ambiente (°C)	-25...60
Proteção	IP65
Emissão de ruído (dBA)	< 30
Conceito de resfriamento	Ventoinha Inteligente
Altitude máxima de operação (m)	4000
Vida útil (anos)	> 20
Padrão de conexão da rede	Em 50438, G83/2, AS4777.2:2015, VDE0126-1-1, IEC61727, VDE N4105
Umidade de operação	0...100% condensação
Conexão	Conector Mc4 – IP67
Display	LCD, 2X20z
Conexão de comunicação	4 pinos RS485 conector
Monitoramento	Wi-fi
Termos de garantia (anos)	12

ANEXO C – Relatório técnico com os resultados determinados com base na simulação do modelo tridimensional através do software PV*Sol.

31/10/2020

Seu sistema fotovoltaico

Endereço da instalação

Tramandaí - RS



Descrição do projeto:

Projeto com 448 módulos de 340W Canadian
9 inversores de 15 kWp - Renovigi

Consumo médio do campus: 16.610 kWh/ mês
Geração estimada do sistema: 17.275 kWh/mês (+4%)

Vista geral do projeto



Figura: Imagem panorâmica, Modelagem 3D

Sistema fotovoltaico

3D, Sistema fv conectado à rede

Dados climáticos	Tramandaí, BRA (1991 - 2010)
Potência do gerador fotovoltaico	155,72 kWp
Area do gerador fotovoltaico	908,7 m ²
Quantidade de módulos	458
Quantidade de inversores	9

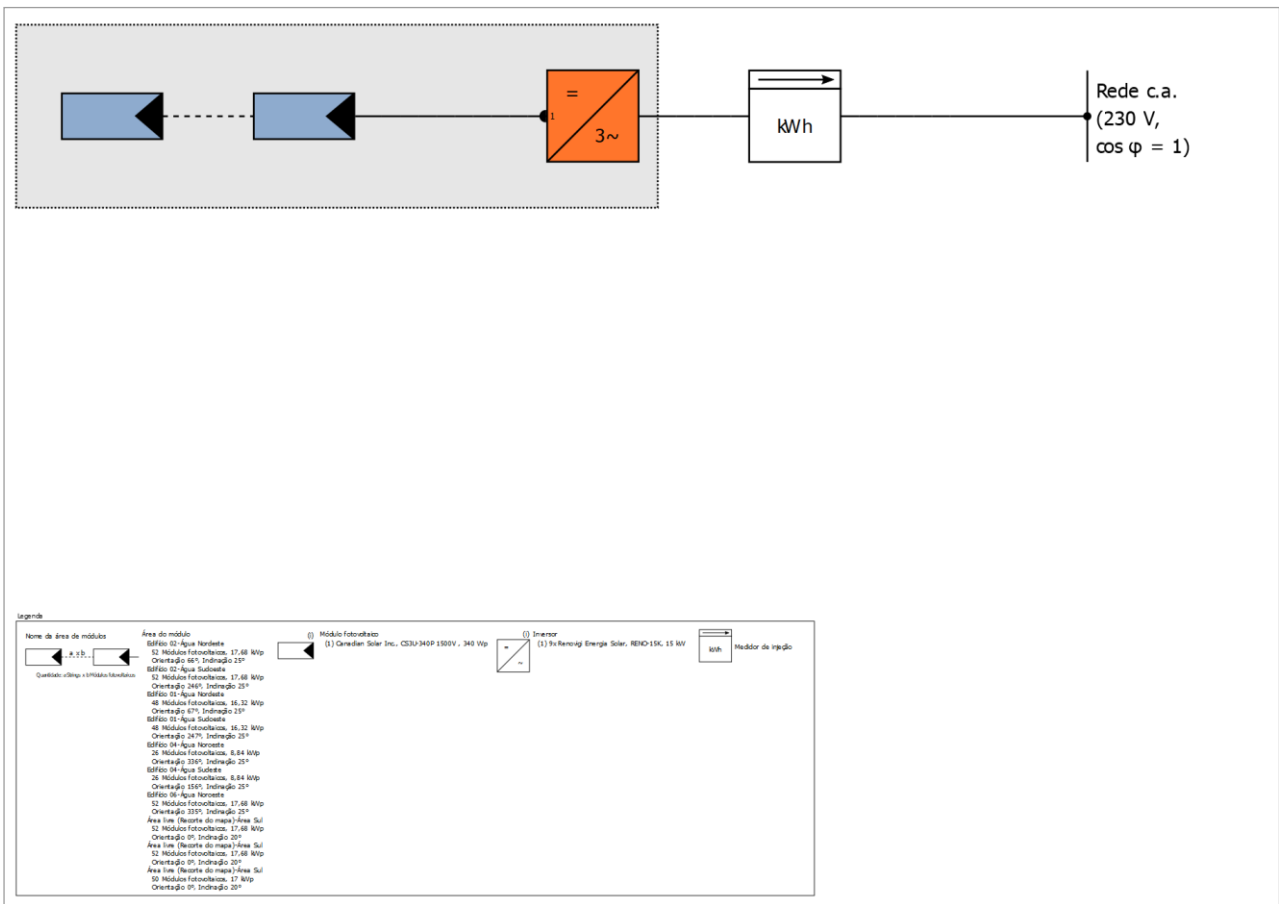


Figura: Esquema elétrico

Os resultados foram determinados com base em um modelo de cálculo matemático da Valentin Software GmbH (algoritmos PV*SOL). Os rendimentos efetivos do sistema de energia solar podem variar em função de oscilações meteorológicas, da eficiência dos módulos e dos inversores, e outros fatores.

Configuração do sistema

Vista geral

Dados do sistema

Tipo de sistema	3D, Sistema fv conectado à rede
Início da operação	06/04/2020

Dados climáticos

Local	Tramandaí, BRA (1991 - 2010)
Resolução dos dados	1 h
Modelos de simulação utilizados:	
- Irradiação difusa no plano horizontal	Hofmann
- Irradiação sobre o plano inclinada	Hay & Davies

Linha do horizonte, Modelagem 3D

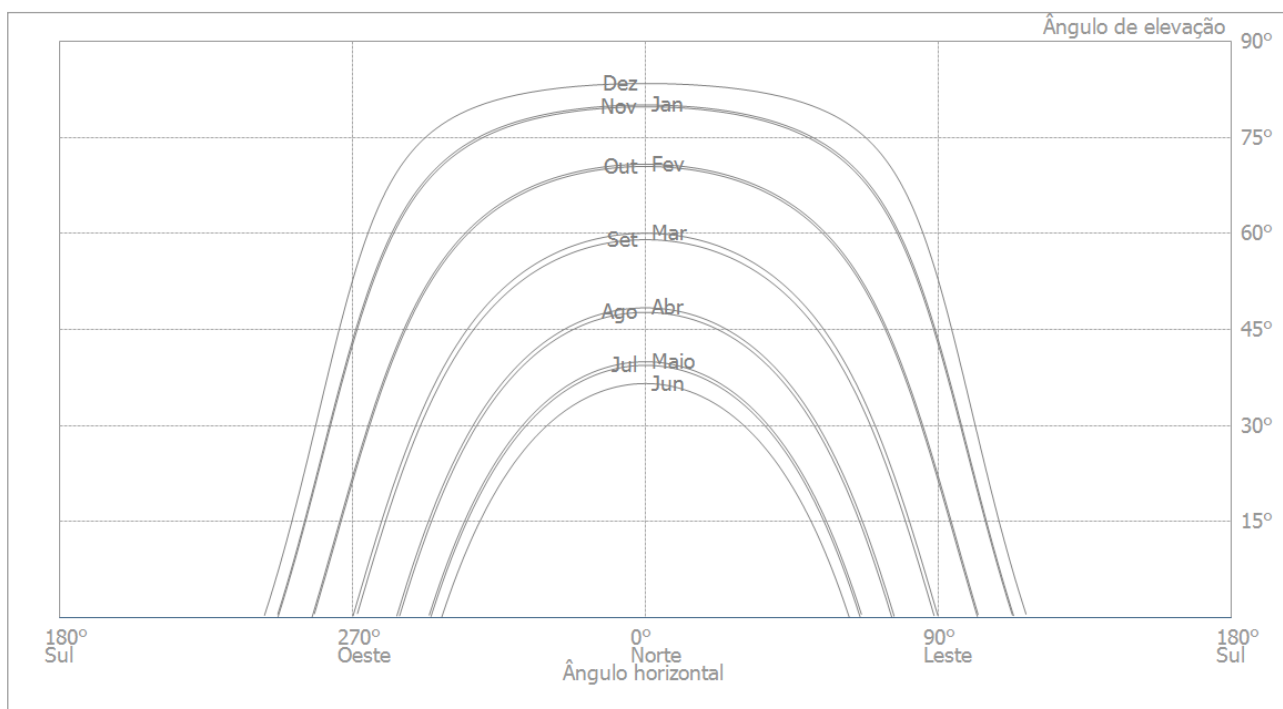


Figura: Horizonte (Modelagem 3D)

Configuração do inversor

Configuração 1

Área do módulo	Edifício 02-Água Nordeste
Inversor 1	
Modelo	RENO-15K (v1)
Fabricante	Renovigi Energia Solar
Quantidade	1
Fator dimensionamento	117,9 %
Configuração	PMP 1: 2 x 13 PMP 2: 2 x 13

Configuração 2

Área do módulo	Edifício 02-Água Sudoeste
Inversor 1	
Modelo	RENO-15K (v1)
Fabricante	Renovigi Energia Solar
Quantidade	1
Fator dimensionamento	117,9 %
Configuração	PMP 1: 2 x 13 PMP 2: 2 x 13

Configuração 3

Área do módulo	Edifício 01-Água Nordeste
Inversor 1	
Modelo	RENO-15K (v1)
Fabricante	Renovigi Energia Solar
Quantidade	1
Fator dimensionamento	108,8 %
Configuração	PMP 1: 2 x 12 PMP 2: 2 x 12

Configuração 4

Área do módulo	Edifício 01-Água Sudoeste
Inversor 1	
Modelo	RENO-15K (v1)
Fabricante	Renovigi Energia Solar
Quantidade	1
Fator dimensionamento	108,8 %
Configuração	PMP 1: 2 x 12 PMP 2: 2 x 12

Configuração 5

Áreas do módulo	Edifício 04-Água Noroeste + Edifício 04-Água Sudeste
Inversor 1	
Modelo	RENO-15K (v1)
Fabricante	Renovigi Energia Solar
Quantidade	1
Fator dimensionamento	117,9 %
Configuração	PMP 1: 2 x 13 PMP 2: 2 x 13

Configuração 6

Área do módulo	Edifício 06-Água Noroeste
Inversor 1	
Modelo	RENO-15K (v1)
Fabricante	Renovigi Energia Solar
Quantidade	1
Fator dimensionamento	117,9 %
Configuração	PMP 1: 2 x 13 PMP 2: 2 x 13

Configuração 7

Áreas do módulo	Área livre (Recorte do mapa)-Área Sul + Área livre (Recorte do mapa)-Área Sul
Inversor 1	
Modelo	RENO-15K (v1)
Fabricante	Renovigi Energia Solar
Quantidade	2
Fator dimensionamento	117,9 %
Configuração	PMP 1: 2 x 13 PMP 2: 2 x 13

Configuração 8

Área do módulo	Área livre (Recorte do mapa)-Área Sul
Inversor 1	
Modelo	RENO-15K (v1)
Fabricante	Renovigi Energia Solar
Quantidade	1
Fator dimensionamento	113,3 %
Configuração	PMP 1: 2 x 13 PMP 2: 2 x 12

Rede c.a.

Rede c.a.

Quantidade de fases	3
Tensão da rede (monofásica)	230 V
Fator de potência (cos phi)	+/- 1

Resultados da simulação

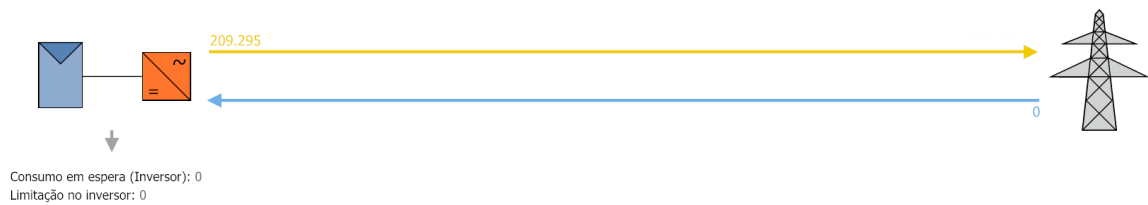
Resultados Sistema completo

Sistema fotovoltaico

Potência do gerador fotovoltaico	155,7 kWp
Rendimento anual específico	1.344,05 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	83,5 %
Diminuição do rendimento por sombreamento	2,3 %/Ano
Injeção na rede	209.295 kWh/Ano
Injeção na rede no primeiro ano (incl. degradação do módulo)	209.295 kWh/Ano
Consumo em espera (Inversor)	0 kWh/Ano
Emissões de CO ₂ evitadas	98.369 kg/ano

Gráfico do fluxo de energia

Projeto: Campus Litoral Norte



Todos os valores em kWh
Pequenos desvios nas somas podem ser causados pelo arredondamento dos números.
created with PV*SOL

Figura: Gráfico do fluxo de energia

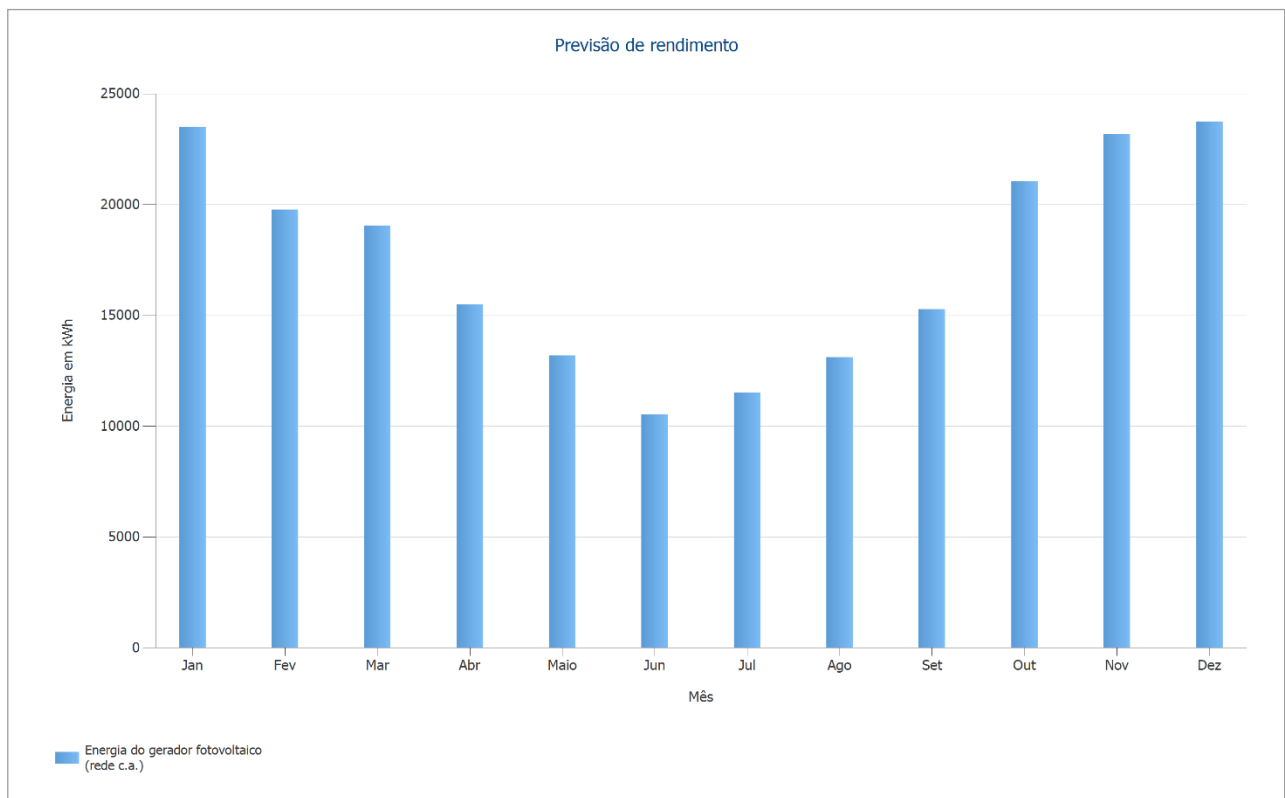


Figura: Previsão de rendimento

Capturas da tela, Modelagem 3D

Ambiente



Figura: Layout

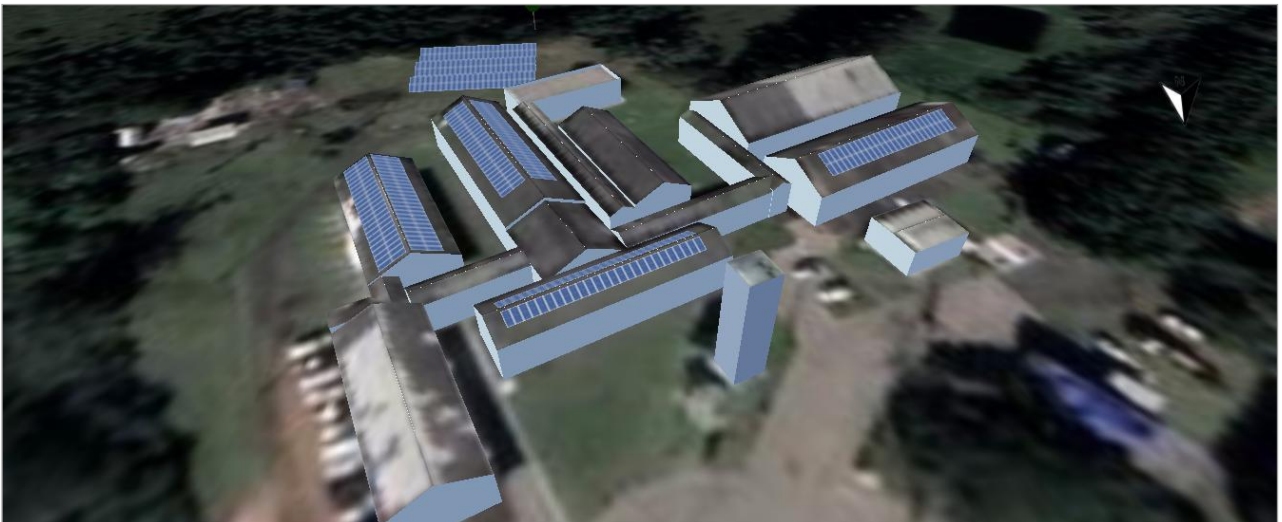


Figura: Layout

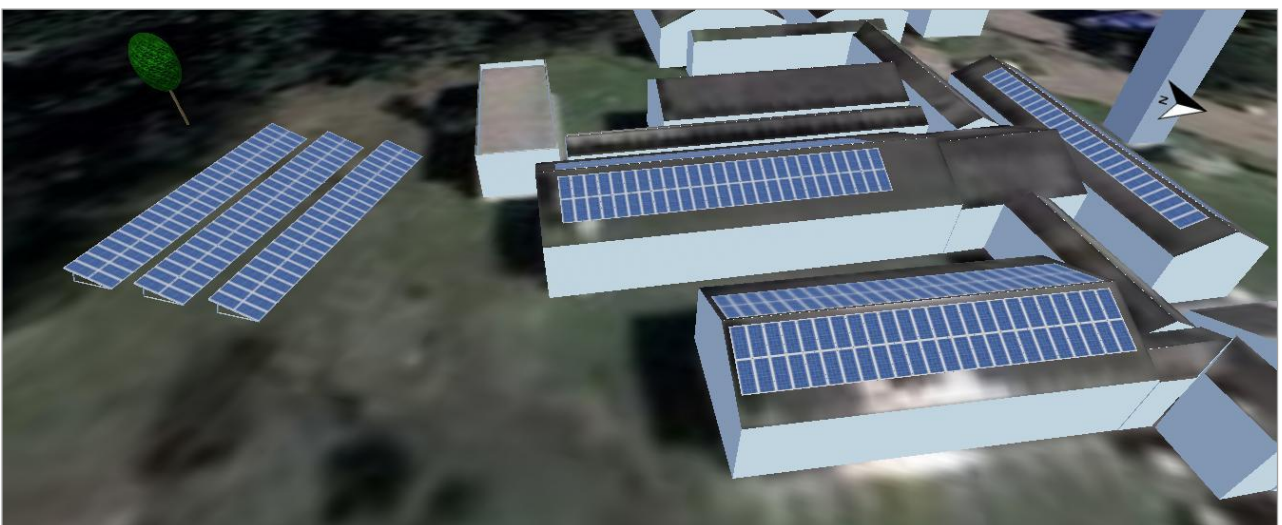


Figura: Layout

