Análise de Indicadores de Desempenho de um Sistema Fotovoltaico com Distintos Fatores de Dimensionamento de Inversor e Diferentes Ângulos Azimutais

Geovio Kroth (IFSC) - gkroth@hotmail.com

GIULIANO ARNS RAMPINELLI (UFSC) - giulianorampinelli@gmail.com

Resumo:

Este trabalho apresenta a análise de índices de desempenho do sistema fotovoltaico de 73,28 kWp instalado no campus Criciúma do Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC). Compõem o sistema cinco subsistemas com inversores de 15 kW e 229 módulos de 320 Wp. Os subsistemas possuem fator de dimensionamento de inversor (FDI) distintos, entre 0,76 e 1,12. As orientações azimutais dos arranjos também são diferentes, com arranjos orientados ao norte, a leste e a oeste. A análise compreendeu o período de novembro de 2017 a outubro de 2019. Os dados foram obtidos por meio dispositivos de medição instalados junto aos arranjos e também via sistema online disponibilizado pelo fabricante dos inversores. Foi constatado que a variação da irradiação solar tem uma forte relação com a geração de energia, e o quanto as variações de irradiação afetam a taxa de desempenho do sistema. Em se tratando das perdas, verificou-se que as de sistema apresentaram valores com pouca variação no período, diferentemente das perdas de captura, que tiveram variação maior quando se compararam os meses de inverno e verão. Observou-se a influência do subdimensionamento de um dos inversores no desempenho global do sistema e no corte de geração de energia, bem como na taxa de desempenho do subsistema desse inversor e nas suas perdas. A avaliação dos subsistemas sobredimensionados mostrou comportamentos distintos para as taxas de desempenho destes, comparando-se também meses de inverno e verão. Em se tratando da orientação azimutal dos subsistemas, quando estas diferem da considerada ideal, se observou que estas afetam as perdas, porém não significativamente o desempenho do sistema, isso devido ao baixo ângulo de inclinação dos módulos.

Palavras-chave: *Energia solar fotovoltaica, Índices de desempenho, Fator de dimensionamento de inversor*

Área temática: *Conversão Fotovoltaica*

Subárea temática: *Aspectos técnicos de sistemas fotovoltaicos instalados*

ANÁLISE DE INDICADORES DE DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM DISTINTOS FATORES DE DIMENSIONAMENTO DE INVERSOR E DIFERENTES ÂNGULOS AZIMUTAIS

Geóvio Kroth – geovio.kroth@ifsc.edu.br
Instituto Federal de Santa Catarina – IFSC
Giuliano Arns Rampinelli – giuliano.rampinelli@ufsc.br
Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC

Resumo. *Este trabalho apresenta a análise de índices de desempenho do sistema fotovoltaico de 73,28 kWp instalado no campus Criciúma do Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC). Compõem o sistema cinco subsistemas com inversores de 15 kW e 229 módulos de 320 Wp. Os subsistemas possuem fator de dimensionamento de inversor (FDI) distintos, entre 0,76 e 1,12. As orientações azimutais dos arranjos também são diferentes, com arranjos orientados ao norte, a leste e a oeste. A análise compreendeu o período de novembro de 2017 a outubro de 2019. Os dados foram obtidos por meio dispositivos de medição instalados junto aos arranjos e também via sistema online disponibilizado pelo fabricante dos inversores. Foi constatado que a variação da irradiação solar tem uma forte relação com a geração de energia, e o quanto as variações de irradiação afetam a taxa de desempenho do sistema. Em se tratando das perdas, verificou-se que as de sistema apresentaram valores com pouca variação no período, diferentemente das perdas de captura, que tiveram variação maior quando se compararam os meses de inverno e verão. Observou-se a influência do subdimensionamento de um dos inversores no desempenho global do sistema e no corte de geração de energia, bem como na taxa de desempenho do subsistema desse inversor e nas suas perdas. A avaliação dos subsistemas sobredimensionados mostrou comportamentos distintos para as taxas de desempenho destes, comparando-se também meses de inverno e verão. Em se tratando da orientação azimutal dos subsistemas, quando estas diferem da considerada ideal, se observou que estas afetam as perdas, porém não significativamente o desempenho do sistema, isso devido ao baixo ângulo de inclinação dos módulos.*

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica, Índices de desempenho, Fator de dimensionamento de inversor.

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica tem papel fundamental no desenvolvimento econômico de um país. As energias renováveis, cada vez mais necessárias e utilizadas, são fundamentais nesse processo marcante para esse início de século. Dentre as diferentes formas de geração, os sistemas fotovoltaicos apresentam evolução tecnológica e competitividade econômica, e podem ser inseridos tanto na geração centralizada quanto na geração distribuída.

Conforme a Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2019) houve crescimento de aproximadamente 316 % na geração de energia solar fotovoltaica no Brasil de 2017 para 2018, passando de 832 GWh para 3.461 GWh. Importante destacar que estes números expressivos consideram um mercado em fase de crescimento exponencial e o caminho para inserção da energia solar fotovoltaica no Brasil está sendo consolidado, tanto na geração centralizada quanto na geração distribuída, sendo que esta última tem na fonte solar 63,5 % de sua geração. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (MME, 2018), em 2027 a capacidade instalada de empreendimentos de micro e mini geração distribuída deve chegar a 12 GW, com percentual de 82 % para o segmento fotovoltaico. Em termos de geração, o segmento fotovoltaico deve responder por 55% do total nacional.

Face a esse contexto, Rampinelli (2010) coloca que o estudo sobre o desempenho dos sistemas fotovoltaicos deve auxiliar no desenvolvimento da tecnologia e da operação, aumentando a maturidade e a confiabilidade desses sistemas.

Referente aos aspectos técnicos da instalação de um sistema de geração fotovoltaico conectado à rede (SFCR), tem-se que os equipamentos que fazem parte do mesmo, além de serem compatíveis com a rede existente, devem gerar baixas interferências ou perturbações elétricas na rede à qual o mesmo está conectado, ou seja, não devem afetar a qualidade de energia, conforme disposto na norma ABNT NBR 16149:2013 (ABNT, 2013). Além de aspectos relacionados à qualidade de energia, deve-se levar em conta o desempenho energético do sistema fotovoltaico. Nesse caso, avaliam-se os parâmetros que retratam o desempenho dos sistemas e de suas partes (Markovic; Ciric, 2017; Necaibia et al., 2018; Raghoebarsing; Kalpoe, 2017).

A avaliação do desempenho de projetos de SFCRs deve considerar as diversas variáveis que interferem na produção de energia, como irradiação solar, orientação e inclinação dos arranjos, temperatura dos módulos, entre outros (Lalwani, 2010). A especificação correta dessas características em um sistema fotovoltaico leva ao incremento na sua eficiência, propiciando ganhos em termos financeiros e técnicos. Os ganhos financeiros são observados principalmente no custo

inicial do sistema e no tempo de retorno do investimento realizado, e os técnicos no que se refere aos índices de desempenho e de qualidade da energia gerada.

1.1 Projeto e Instalação de Sistema Fotovoltaicos

O processo de especificação e caracterização de um sistema fotovoltaico conectado à rede é baseado na escolha e adequação dos módulos, do inversor CC/CA e demais equipamentos periféricos. O fator de dimensionamento do inversor (FDI) é a relação entre a potência do inversor e a potência do gerador fotovoltaico (Roversi, 2019). Uma prática comum é dimensionar o inversor com uma potência nominal inferior à potência nominal de pico do gerador fotovoltaico. Esta prática, também conhecida como subdimensionamento, leva a FDIs situados entre 60% e 80% (Pinho e Galdino, 2014).

A análise do FDI é uma pauta importante de projetos de SFCR devido ao fato de que o subdimensionamento do inversor pode reduzir o custo da energia produzida, potencializando a viabilidade de implantação desses sistemas. Por outro lado, o subdimensionamento excessivo submeterá o inversor a níveis prolongados de temperatura mais elevada, podendo reduzir a vida útil do equipamento (Zilles et al., 2012).

Outro fator de especificação do sistema é a determinação dos ângulos de inclinação e de azimute dos arranjos fotovoltaicos, ou seja, dos conjuntos de módulos do sistema. O ângulo de inclinação dos arranjos é dado em relação ao plano horizontal, e o ângulo de azimute é dado pela orientação dos arranjos em relação ao norte geográfico. Via de regra, tem-se que a produção anual de energia de um SFCR com arranjos fixos é otimizada quando este é orientado para o norte geográfico e com inclinação igual à latitude do local de instalação.

1.2 Desempenho de Sistema Fotovoltaicos

Os índices de desempenho são afetados pelas características de projeto e instalação dos sistemas fotovoltaicos. Esses índices são referências para diagnosticar a qualidade do sistema fotovoltaico, identificar necessidades futuras de melhoramento e definir expectativas do retorno financeiro atribuído ao sistema.

O desempenho de sistemas fotovoltaicos é determinado por meio de indicadores ou índices de mérito, que são parâmetros que caracterizam equipamentos, sistemas ou tecnologias de acordo com a sua performance de conversão de energia. Para o caso específico de sistemas fotovoltaicos, esses índices de mérito foram propostos pela *International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programm – IEA-PVPS*. Estes índices padronizam a prática de monitoramento de sistemas fotovoltaicos e são ferramentas de análise que permitem avaliar o desempenho de sistemas fotovoltaicos. A partir deste monitoramento é possível determinar e entender as perdas do sistema fotovoltaico que não podem ser caracterizadas por uma avaliação direta do equipamento. Os métodos propostos pela *IEA- PVPS* são aplicáveis em todas as tecnologias de sistemas fotovoltaicos. (IEA-PVPS, 2014). Os indicadores mais relevantes que retratam o desempenho dos sistemas fotovoltaicos são eficiência global, taxa ou razão de desempenho (*performance ratio*), rendimento específico ou final, fator de capacidade, eficiências e perdas, dentre outros (Bracco et al., 2018; Markovic; Ciric, 2017; Necaibia et al., 2018; Raghoebarsing; Kalpoe, 2017; Singh; Kumar; Vijay, 2014).

2. METODOLOGIA

2.1 Caracterização do Sistema Fotovoltaico do Estudo

O sistema objeto desse estudo é composto por 5 inversores de 15 kW e 229 módulos fotovoltaicos de 320 Wp. Os arranjos fotovoltaicos estão dispostos em três blocos do campus Criciúma do Instituto Federal de Santa Catarina, nas orientações norte, leste e oeste, conforme exposto na Fig. 1. Os módulos foram instalados acompanhando o ângulo de inclinação do telhado, que é de 10°, e o ângulo de azimute é de 9°, conforme indicado na Fig. 1.

Tabela1 - Especificações dos módulos fotovoltaicos.

Dados dos Módulos Fotovoltaicos	
Potência Nominal (kW)	0,320
Tensão de Operação (VDC)	37,1
Corrente Nominal (A)	8,66
Rendimento (%)	16,57
Área Bruta (m²)	2
Fabricante / Modelo	Canadian Solar / CS6K-320P
Produção Mensal (kWh/mês)	43,63
Classificação	A

Os cinco inversores que compõe o sistema são de tecnologia Fronius, modelo Symo 15.0-3-M. Os módulos fotovoltaicos são da fabricante Canadian Solar, modelo CS6K-320P. As especificações desses componentes se encontram nas Tab. 1 e 2.

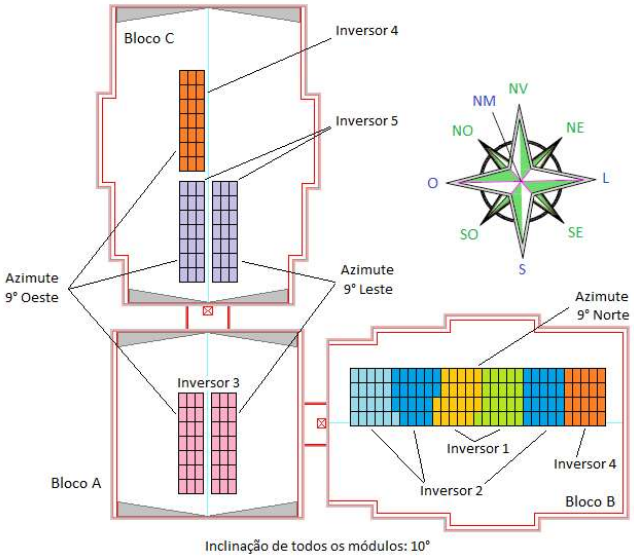


Figura 1 - Disposição dos módulos solares nos telhados do campus.

Tabela 2 - Especificações dos inversores.

Dados dos Inversores	
Potência Nominal (kVA)	15,0
Faixa de Tensão de Operação (V)	3-NPE 220/127
Corrente Nominal (A)	41,6
Fator de Potência	> 0,99 ind/cap
Rendimento (%)	98,1
Frequência de Operação (Hz)	60
Máxima Tensão de Saída (V)	270
Distorção Máxima (%)	< 3
Grau de Proteção	IP-54
Topologia	Transformeless
Resfriamento	Ventilação Forçada
Comunicação	Wifi
Fabricante	Fronius
Modelo	SYMO

As conexões dos módulos em arranjos (strings) e destes aos inversores foi distribuída da forma como apresentada na Tabela .

Tabela 3 - Distribuição das strings nos inversores.

Inversores	**Módulos**	***Strings***	**Potência (kWp)**	**FDI**
Inversor 1	42	2 x 21 módulos	13,44	1,12
Inversor 2	62	2 x 21 + 1 x 20 módulos	19,84	0,76
Inversor 3	42	2 x 21 módulos	13,44	1,12
Inversor 4	41	1 x 21 + 1 x 20 módulos	13,12	1,14
Inversor 5	42	2 x 21 módulos	13,44	1,12
Total	**229**		**73,28**	**1,02**

2.2 Medição de Desempenho

Os índices de mérito utilizados nesse trabalho são descritos a seguir:

Rendimento Final do Sistema (R_F): também denominado como Produtividade do Sistema, é obtido pela divisão da energia elétrica em CA entregue dividida pela potência nominal instalada do sistema fotovoltaico. Ele representa qual a produção num período considerado, em kWh para cada kWp instalado. Este parâmetro também indica o número de horas que o sistema deveria operar, em sua potência nominal, para fornecer a mesma energia. Este índice normaliza a energia

produzida em relação ao tamanho do sistema; consequentemente, é uma maneira conveniente de comparar a energia produzida por sistemas fotovoltaicos de tamanhos diferentes. A Eq. (1) representa R_F:

$$R_F = \frac{\int_0^T P(t)dt}{P_{nom}} \quad (1)$$

Onde: P(t) representa a potência entregue pelo sistema no instante t, em kW; P_{nom} representa a potência nominal do sistema, em kWp; e T representa o período de integração.

Fator de Capacidade (F_C): representa a razão entre a energia real entregue pelo sistema e a energia que seria entregue caso se operasse na potência nominal de forma contínua, 24 horas por dia durante o mês ou o ano inteiro. F_C é representada pela Eq. (2):

$$F_C = \frac{\int_0^T P(t)dt}{\int_0^T P_{nom}(t)dt} \quad (2)$$

Onde: P(t) representa a potência entregue pelo sistema no instante t, em kW; P_{nom} representa a potência nominal do sistema, em kW; e T representa o período de integração.

Taxa de Desempenho (T_D): também denominada Performance Ratio (P_R), representa a real capacidade do sistema em converter a energia solar disponível no plano do gerador fotovoltaico em eletricidade, pois é a razão entre a energia entregue pelo sistema e a energia que esteve disponível no plano considerado. T_D é representada pela Eq. (3):

$$T_D = \frac{R_F}{R_R} \quad (3)$$

Onde R_R representa o rendimento de referência. Este parâmetro é dado pela irradiação solar no plano (H_t) dividida pela irradiância de referência (G_{ref}). Ele representa um número equivalente de horas na irradiância de referência. Tomando-se G_{ref} como 1.000 W/m2, tem-se então RR como o número de horas de pico de sol ou a irradiação solar em unidades de kWh / m2. R_R é mostrado na Eq. (4):

$$R_R = \frac{H_t}{G_{ref}} \quad (4)$$

Onde: H_t representa a irradiação solar no plano do arranjo, em kWh/m2 no período considerado; e G_{ref} representa a irradiância de referência na condição padrão de testes, sendo igual a 1.000 W/m2.

Eficiência Global do Sistema (E_{GS}): é a razão, expressa em porcentagem, entre a energia elétrica fornecida pelo sistema e o produto da área dos arranjos pela irradiação solar. A Eq. (5) mostra E_{GS}:

$$E_{GS} = \frac{E_{el}}{A*H_t} * 100 \quad (5)$$

Onde: E_{el} é a energia gerada pelo sistema, em kWh; A é a área dos módulos solares que compõe o sistema, em m2; e H_t representa a irradiação solar no plano do arranjo, em kWh/m2 no período considerado.

Rendimento ou Produtividade do Arranjo (R_A): também denominado Array Yeld, é obtido pela divisão da energia elétrica em corrente contínua (CC) entregue aos inversores dividida pela potência instalada dos módulos do sistema fotovoltaico. Representa a produção, no período considerado, em kWh para cada kWp instalado. Esse índice é mostrado na Eq. (6):

$$R_A = \frac{E_{cc}}{P_{nom}} \quad (6)$$

Onde: E_{cc} é a energia gerada pelo sistema, em kWh; e P_{nom} representa a potência nominal do sistema, em kWp.

Além dos índices de desempenho relacionados, foram calculados outros parâmetros, como as perdas, que são dadas em horas por mês.

Perdas de Captura (P_C): também denominada Capture Losses, representa a diferença entre o rendimento de referência e o rendimento obtido pelo arranjo de módulos. É dado em horas pelo período desejado. A Eq. (7) mostra P_C:

$$P_C = R_R - R_A \quad (7)$$

Perdas do Sistema (P_S): denominada também System Losses, representa as perdas que ocorrem entre a entrada de energia CC., oriunda do arranjo, e a saída dos inversores, que é em energia CA. A Eq. (8) representa P_S:

$$P_S = R_A - R_F \quad (8)$$

2.3 Medição e Organização de Dados

Os parâmetros medidos que foram utilizados para a realização das análises foram: tensões e correntes CC (corrente contínua) de saída dos módulos, tensões e correntes CA (corrente alternada) de saída dos inversores, temperatura ambiente e dos módulos, irradiância e energia fornecida pelos inversores. Esses dados foram obtidos de relatórios oriundos do sistema online de monitoramento dos inversores, chamado SolarWeb e de propriedade da empresa Fronius International GmbH. No sistema há opção de emissão de relatórios mensais com os parâmetros relacionados acima, com intervalos de medição de cinco minutos.

Os parâmetros medidos foram utilizados para o cálculo dos índices de desempenho do sistema, dos inversores individualmente e dos arranjos fotovoltaicos. Esses parâmetros são: rendimento e rendimento de referência, taxa de desempenho, eficiência, produtividade, fator de capacidade, além de perdas de captura, do sistema e de temperatura.
Para reunir e organizar os dados de interesse dos relatórios emitidos pelo sistema, os mesmos foram filtrados pelo horário, sendo considerados como válidos os compreendidos entre 06h e 19h55min de cada dia. Foi aplicado esse filtro porque os dados de horários anterior e posterior a esses não possuíam valores significativos para análise. As tabelas e gráficos geradas a partir dos relatórios permitiram encontrar e visualizar os resultados dos índices de desempenho do sistema de geração de energia.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste item são apresentados os resultados obtidos a partir da análise e processamento de dados de dois anos de medições no sistema fotovoltaico, compreendido entre novembro de 2017 e outubro de 2019. Nos gráficos constam os primeiros 12 meses como 2018 e os últimos como 2019. Os dados analisados são oriundos do sistema online SolarWeb, da fabricante dos inversores que compõe o sistema fotovoltaico. Os períodos considerados para a realização das análises são os que houve efetiva geração de energia elétrica por parte do sistema fotovoltaico, sendo excluídos os dados entre 20 horas e 6 horas de cada dia. Foram realizadas análises estatísticas com base nos dados adquiridos em tempo real pelo sistema online da Fronius.

3.1 Análise do Sistema Completo

A energia elétrica gerada pelo sistema no período de análise, bem como a irradiação solar e temperatura média dos módulos no período são apresentadas, em base mensal, nas Fig. 2 e 3.

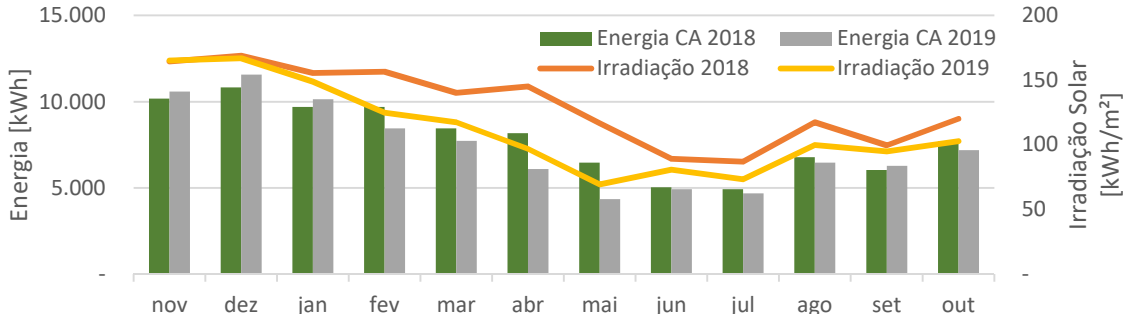


Figura 2 - Energia CA gerada e Irradiação Solar.

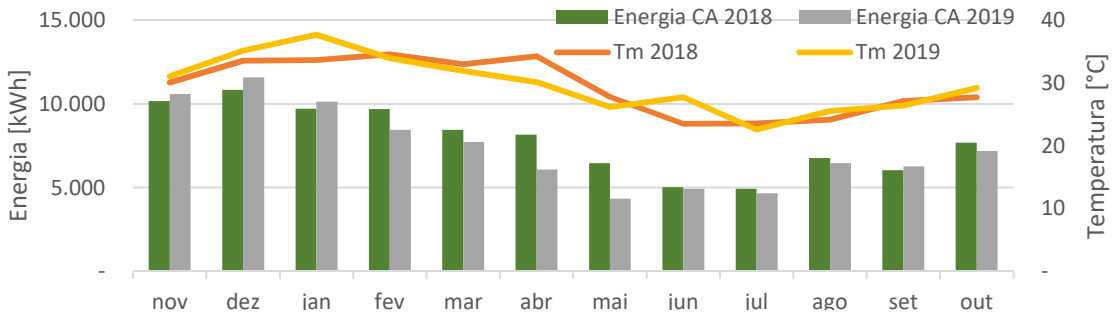


Figura 3 - Energia CA gerada e Temperatura Média.

Conforme se observa nas Fig. 2 e 3, há uma correlação maior da geração em função da irradiação do que da geração em relação à temperatura. A geração de energia somente foi maior no segundo ano nos meses de novembro a janeiro e em setembro, períodos em que a irradiância foi igual ou menor em até 4,7% que o ano anterior. Nos demais meses a geração foi sempre menor no segundo ano, quando a irradiância foi menor em pelo menos 9,5%. O fator de capacidade obedece ao mesmo comportamento da geração de energia.

Em 2019, a geração de energia elétrica foi menor que a geração de energia elétrica em 2018, em virtude dos menores índices de irradiação solar, conforme Fig. 2. Os rendimentos, final (R_F) e de referência (R_R), além das taxas de desempenhos são mostradas nas Fig. 4 e 5.

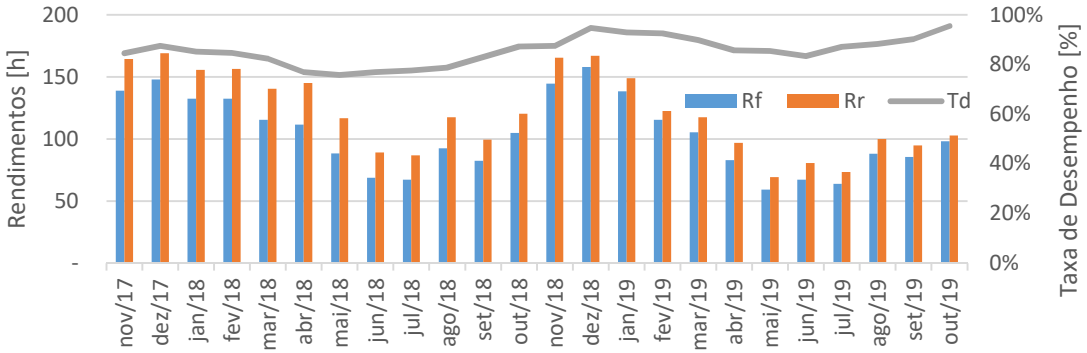


Figura 4 - Rendimentos Final do Sistema (RF) e de referência (RR), Taxa de Desempenho (TD).

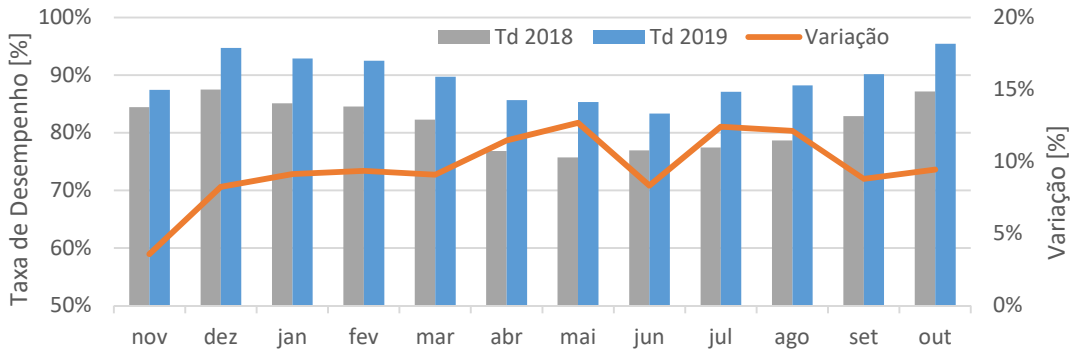


Figura 5 - Taxa de Desempenho (T_D) e Variação 2018 a 2019.

Observou-se um decréscimo de um ano para outro nos rendimentos de referência e, por conseguinte, no rendimento final do sistema. Contudo, a taxa de desempenho apresentou valores maiores no segundo ano, sendo mais expressivo nos períodos de verão.

A eficiência global do sistema (E_{GS}) dos dois anos e sua variação são apresentadas na Fig. 6.

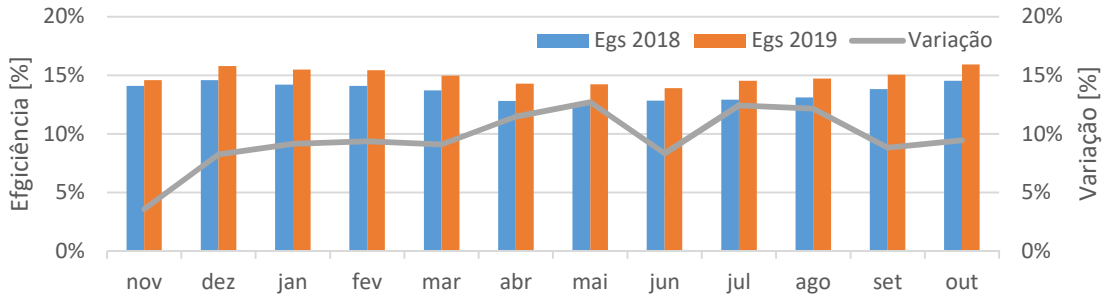


Figura 6 - Eficiência Global do Sistema (E_{GS}) e Variação 2018 a 2019.

A eficiência global teve incremento de um ano para outro, com variação chegando a aproximadamente 12,7% no mês de maio. Os menores índices de irradiação solar implicaram em menores temperaturas de módulos, em média, portanto, as perdas por temperatura foram menores. Devido a isso se observaram maiores valores de eficiência e taxa de desempenho em 2019.

O fator de capacidade dos dois períodos de análise é mostrado na Fig. 7.

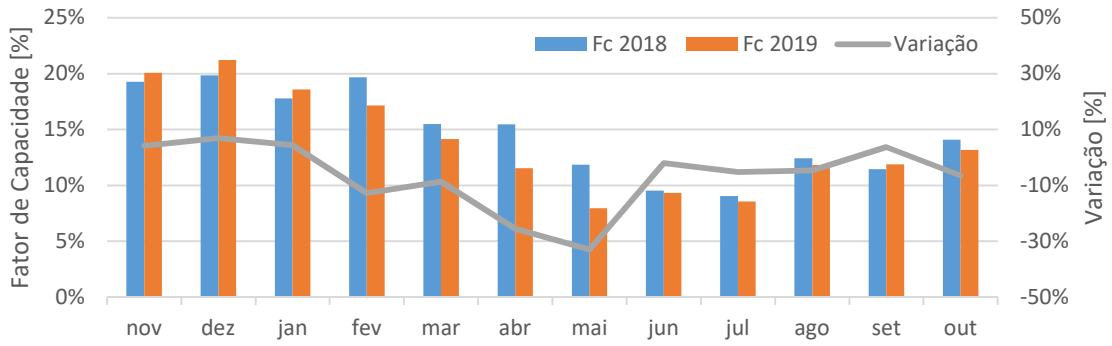


Figura 7 - Fator de Capacidade (Fc) e Variação 2018 a 2019.

O fator de capacidade (F_C) foi menor no segundo ano, exceto nos meses de novembro a janeiro e em setembro. As perdas de captura (P_C) e de sistema (P_S) do sistema são mostradas na Fig. 8.

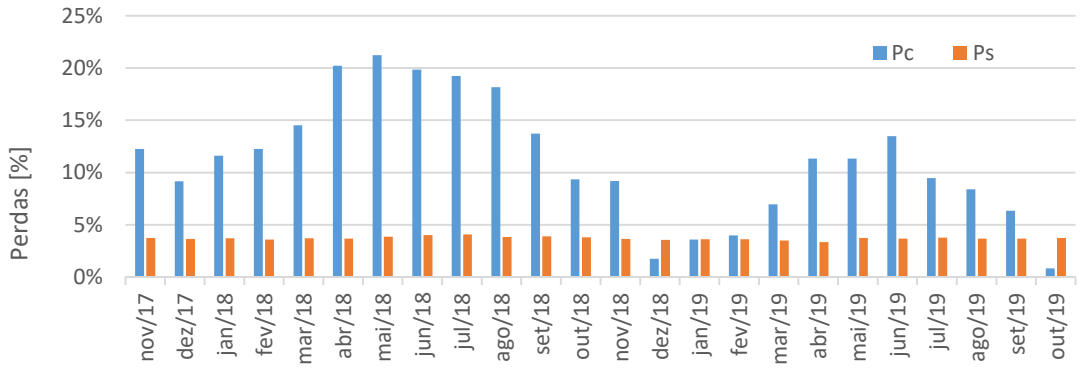


Figura 8 - Perdas de Captura (P_C) e de Sistema (P_S).

Enquanto as perdas de sistema apresentaram valor uniforme de aproximadamente 4% em todo período de análise, as perdas de captura tiveram uma diminuição de um ano para outro.

3.2 Análise dos Subsistemas

Foram realizadas análises dos índices de desempenho de três subsistemas com diferentes configurações de FDI e de orientação, sendo: Inversor 1, FDI 1,12, orientação Norte; Inversor 2, FDI 0,76, orientação Norte; Inversor 3, FDI 1,12, orientação Leste e Oeste.

Na Fig. 9 são mostrados a energia elétrica gerada por cada subsistema e a irradiação solar.

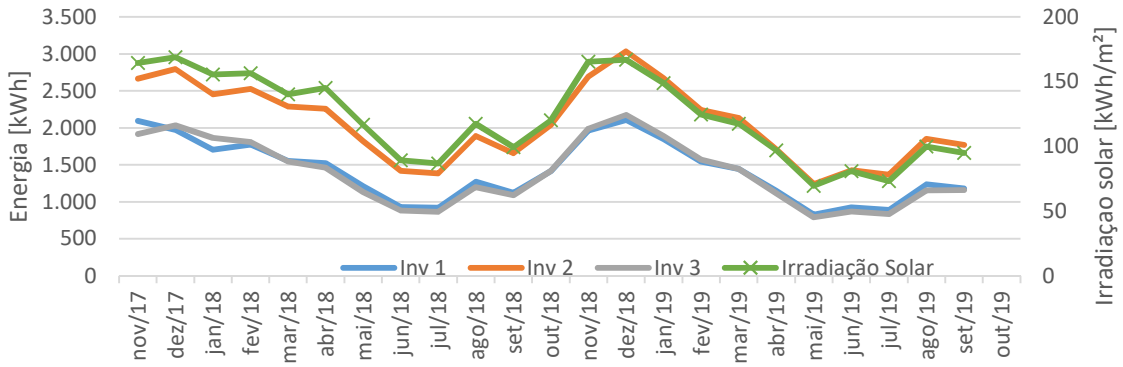


Figura 9 - Energia Gerada e Irradiação.

De acordo com a Fig. 9, a geração de energia é praticamente a mesma para os subsistemas 1 e 3, sendo maior no subsistema 2, o qual possui a maior potência de geração conectada ao inversor. Em todos eles se observa a forte dependência da irradiação solar. A pouca diferença de geração de energia elétrica nos subsistemas 1 e 3, apesar de orientações azimutais distintas, se deve ao fato de o ângulo de inclinação de todos os módulos serem iguais a 10° apenas.

Na Fig. 10 são mostradas as taxas de desempenho dos subsistemas em análise.

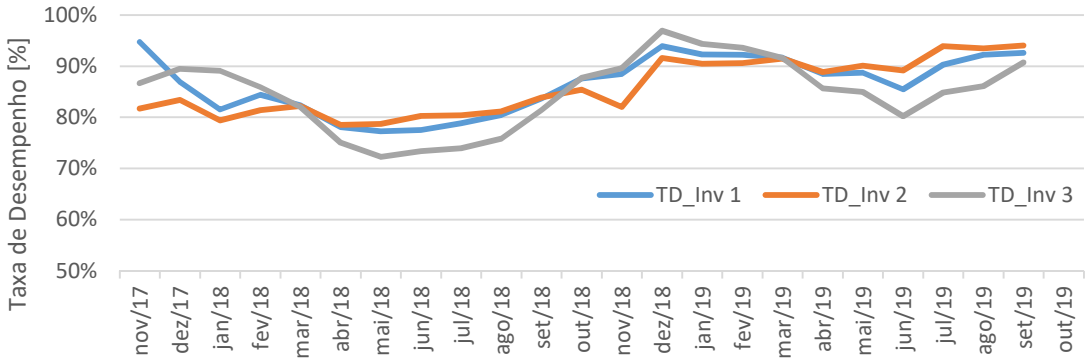


Figura 10 - Taxa de desempenho (T_D).

O subsistema 2 (TD_Inv 2) apresenta desempenho menor que os outros dois nos meses de verão. O subsistema 3 (TD_Inv 3) apresenta maior variação entre os meses de inverno e verão.

O inversor 2 é o único subdimensionado, e seu desempenho é prejudicado devido à limitação da produção de energia em função da atuação de seu mecanismo de proteção. Essa atuação leva a menor índice de produtividade desse sistema, sendo que sua média mensal verificada no período de análise foi de 103,2 kWh/kWp, enquanto que a do subsistema 1 foi de 104,9 kWh/kWp. O efeito de corte na geração pode ser observado na Fig. 11, que mostra potências e irradiância em um dia típico de verão, com céu claro. Ainda na Fig. 11 se nota que no subsistema 1 não há a limitação de potência.

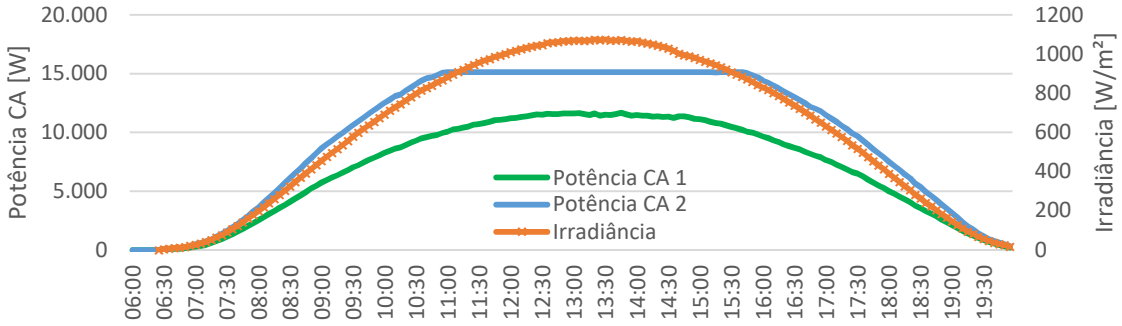


Figura 11 – Potência CA dos subsistemas 1 e 2 e Irradiância, no verão.

As curvas de potência dos subsistemas 1 e 2 e a irradiância de um dia de céu claro no inverno são mostradas na Fig. 12. Nesse caso, não há corte na potência do subsistema 2, devido à irradiação menor que no verão e consequente menor geração de energia, o que não provoca atuação de dispositivos de proteção do inversor.

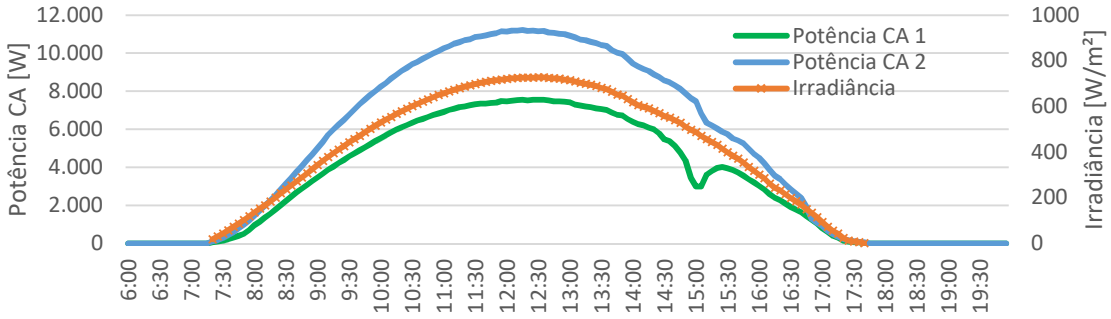


Figura 12 – Potência CA dos subsistemas 1 e 2 e Irradiância, no inverno.

As correlações entre potência CA dos subsistemas 1 e 2 e irradiância em dias de céu claro no inverno e verão são mostradas na Fig. 13. Se observa que somente no subsistema 2, no verão, há limitação da potência com o aumento da irradiância. Nas mesmas condições de irradiância e céu claro no verão o subsistema 1 mantém a correlação linear dessas grandezas.

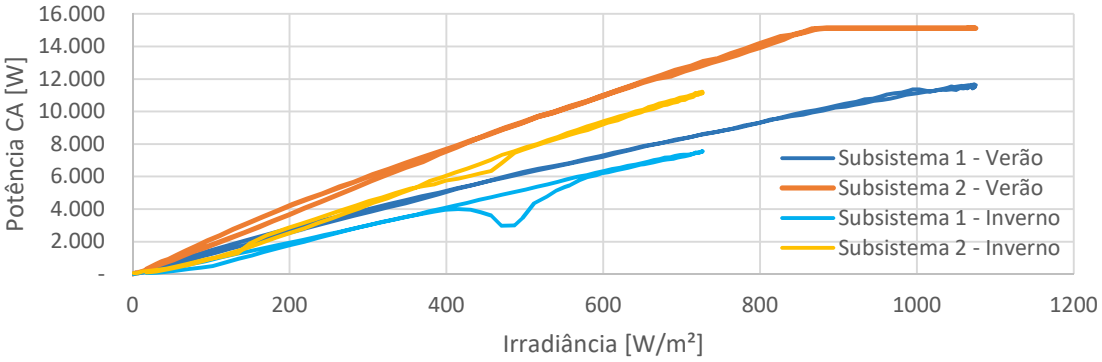


Figura 13 – Correlação entre Potência CA dos subsistemas 1 e 2 e Irradiância, no inverno e no verão.

As perdas de captura (P_C) são mostradas na Fig. 14. As perdas de captura são maiores nos meses de inverno no subsistema 3 (Inv_3), devido à orientação de seus módulos ser leste e oeste. O subsistema 1 (Inv_1) possui curva semelhante ao subsistema 3, em função de seus FDIs serem de valores iguais.

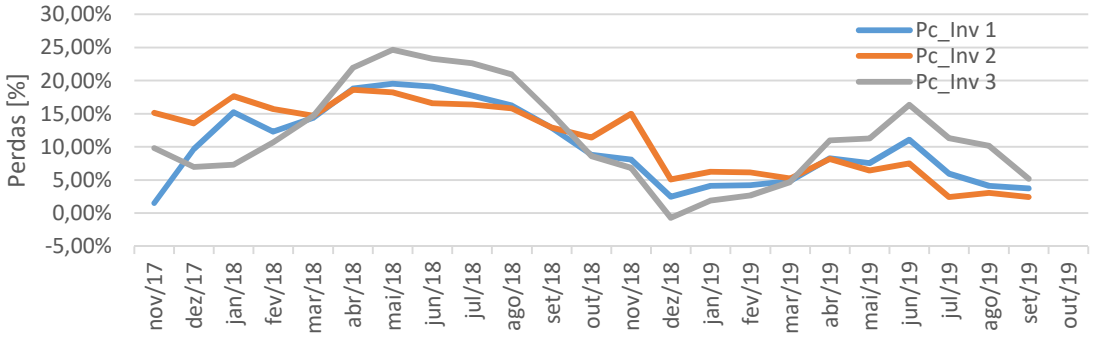


Figura 14 - Perdas de captura (P_C).

4. CONCLUSÃO

No segundo ano de análise, a geração de energia elétrica foi menor que no primeiro ano, em virtude dos menores índices de irradiação solar. A menor irradiação solar ocasionou no segundo ano, em função da diminuição de perdas por temperatura, maiores valores de eficiência e taxa de desempenho, chegando esta a ser 12,7% maior no mês de maio de 2019. A diminuição no fator de capacidade de um ano para outro se deu em função da diminuição da irradiação solar, já que este indicador de desempenho se dá em função da geração de energia pelo sistema, que, por sua vez, depende da irradiação. O rendimento final do sistema, por sua vez, também foi menor no segundo ano de análise.

Os menores índices de irradiação solar implicam em menores temperaturas de módulos, em média, portanto, as perdas por temperatura são menores. Por isso se observou uma diminuição das perdas comparando-se o primeiro com o segundo ano de análise. Já as perdas de sistema apresentaram valores praticamente constantes em todo período de análise. Na análise sazonal, as perdas de captura apresentaram valor maior nos meses de inverno, quando a incidência de irradiação é menor, devido à diminuição do ângulo dos módulos em relação à trajetória solar. As menores perdas foram identificadas nos meses de verão, quando o ângulo de incidência da irradiância possui valores mais próximos do ideal para o local de instalação dos módulos.

A análise comparativa dos subsistemas mostrou que as perdas de captura são maiores nos meses de inverno no subsistema 3, devido à orientação de seus módulos ser leste e oeste. O subsistema 2, apesar de subdimensionado, apresenta menores perdas que o subsistema 1, de mesma orientação azimutal. O subsistema 2 apresenta maior uniformidade na sua taxa de desempenho no decorrer do ano, tendo em vista seu subdimensionamento, o que causa diminuição de desempenho nos meses de verão. Nos subsistemas 1 e 3, que são sobredimensionados, a variação da taxa de desempenho é mais acentuada comparando-se os meses de inverno e verão. O subsistema 3 possui variações mais expressivas, devido sua característica de orientação ser leste e oeste. Em termos de geração de energia, os subsistemas 1 e 3 apresentaram pouca diferença entre si, apesar de orientações azimutais diferentes. Isso porque o ângulo de inclinação é de apenas 10°, e para este baixo ângulo de inclinação, o ângulo de azimute tem mínima influência. O fato de haver ceifamento na geração de energia do inversor 2, devido a seu subdimensionamento, não compromete substancialmente o desempenho do sistema como um todo. No subsistema 2 há limitação de potência e consequente diminuição na geração de energia nos dias claros no verão, diminuindo consequentemente seu índice de produtividade.

REFERÊNCIAS

Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT., 2013. NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro, 2013.

Bracco, S. et al., 2018. Smart microgrid monitoring: Evaluation of key performance indicators for a PV plant connected to a LV microgrid. 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, ISGT-Europe 2017 - Proceedings, v. 2018–January, p. 1–6.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE., 2019. Balanço Energético Nacional 2019: Ano Base 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019>. Acesso em: 30 jul. 2019.

International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Programme – IEA-PVPS., 2014. Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems: Good Practices for Monitoring and Performance Analysis. Report IEA-PVPS T13-03:2014.

Lalwani M.; Kothari, D.P.; Singh, M., 2010. Investigation of solar photovoltaic simulation softwares. International Journal of Applied Engineering Research, Dindigul Vol. 1, no 3.

Markovic, M. L.; Ciric, R. M., 2017. Efficiency analysis of grid-connected photovoltaic power plants. CSEE Journal of Power and Energy Systems, v. 3, n. 3, p. 269–277.

Ministério de Minas e Energia – MME., 2018. Plano Decenal de Expansão de Energia 2027. Brasília: MME/EPE.

Necaibia, A. et al., 2018. Analytical assessment of the outdoor performance and efficiency of grid-tied photovoltaic system under hot dry climate in the south of Algeria. Energy Conversion and Management, v. 171, p. 778–786.

Pinho, J. T.; Galdino, M. A. (Orgs)., 2014. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica - CRESESB. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 10 out. 2019.

Raghoebarsing, A.; Kalpoe, A., 2017. Performance and economic analysis of a 27 kW grid-connected photovoltaic system in Suriname. IET Renewable Power Generation, v. 11, n. 12, p. 1545–1554.

Rampinelli, G. A., 2010. Estudo de características elétricas e térmicas de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. 2010. 285 f. Tese de Doutorado, UFRGS, Porto Alegre.

Roversi, K., 2019. Análise do fator de dimensionamento do inversor em um sistema fotovoltaico conectado à rede de uma instituição de ensino. Trabalho de Conclusão de Curso, Engenharia de Energia, UFSC, Araranguá.

Singh, S.; Kumar, R.; Vijay, V., 2014. Performance analysis of 58 kW grid-connected roof-top solar PV system. 2014 6th IEEE Power India International Conference (PIICON). Anais. Delhi: IEEE.

Zilles, R.; Macêdo, W. N.; Galhardo, M. A. B.; Oliveira, S. H. F., 2012. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. Oficina de Textos. São Paulo.

ANALYSIS OF PERFORMANCE INDICATORS OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM WITH DIFFERENT SIZING FACTORS INVERTER AND DIFFERENT AZIMUTAL ANGLES

Abstract. *This paper presents the analysis of performance indexes of the photovoltaic system of 73.28 kWp installed on the Criciúma campus of the Federal Institute of Santa Catarina (IFSC). The system comprises five subsystems with 15 kW inverters and 229 320 Wp modules. The subsystems have a different inverter sizing factor (SFI), between 0.76 and 1.12. The azimuth orientations of the arrangements are also different, with arrangements oriented to the north, east and west. The analysis covered the period from November 2017 to October 2019. The data were obtained through measuring devices installed next to the arrangements and also via an online system provided by the manufacturer of the inverters. It was found that the variation in solar irradiation has a strong relationship with the generation of energy, and how much the variations in irradiation affect the system's performance rate. In terms of losses, it was found that system losses showed values with small variation in the period, unlike capture losses, which had greater variation when winter and summer months were compared. It was observed the influence of the undersizing of one of the inverters in the overall performance of the system and in the cut of power generation, as well as in the performance rate of the subsystem of that inverter and its losses. The evaluation of oversized subsystems showed different behaviors for their performance rates, also comparing winter and summer months. In the case of the azimuth orientation of the subsystems, when they differ from the considered ideal, it was observed that they affect the losses, but not significantly the performance of the system, this due to the low angle of inclination of the modules.*

Key-words: *Photovoltaic solar energy, Performance indices, Inverter sizing factor*