

Avaliação do desempenho de sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede em cidades do RN

1st Larissa dos Santos Oliveira
Departamento de Engenharia e Tecnologia
Universidade Federal Rural do Semi-Árido
Mossoró, Brasil
larissasoliveira.eng@gmail.com

2nd Fabiana Karla de Oliveira Martins Varella Guerra
Departamento de Engenharia e Tecnologia
Universidade Federal Rural do Semi-Árido
Mossoró, Brasil
fkv@ufersa.edu.br

Resumo — Os estudos acerca da energia gerada através da tecnologia fotovoltaica têm se tornado cada vez mais relevantes em todo o mundo, principalmente quando se trata de sustentabilidade e segurança na geração. Nesse contexto, essa forma de geração de energia tem apresentado crescimento significativo no Brasil, principalmente no ano de 2020, onde até o mês de dezembro, cerca de 160 mil novas centrais geradoras fotovoltaicas de geração distribuída foram conectadas à rede. Apesar de todas as vantagens da geração fotovoltaica, se faz necessário realizar estudos sobre as perdas na eficiência da mesma, a fim de manter seu bom rendimento. Pensando nisso, o presente artigo tem como objetivo realizar uma avaliação do desempenho de dois Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), sendo um na cidade de Mossoró e outro em Areia Branca, ambas situadas no Rio Grande do Norte, região de grande potencial de geração. Para isso, foi realizado um levantamento bibliográfico tratando sobre os principais fatores que podem afetar o rendimento de um SFCR, e foram obtidos dados da irradiação solar direta média nos locais das instalações, assim como dados da geração de cada SFCR, para posteriormente se fazer um comparativo. Também foram levantadas informações acerca do clima das cidades onde os sistemas fotovoltaicos foram instalados, com o intuito de identificar possíveis causas que possam ocasionar a redução no desempenho dos mesmos. O sistema fotovoltaico conectado à rede localizado em Mossoró-RN mostrou melhor desempenho se comparado com o de Areia Branca-RN, porém ambos os sistemas apresentaram bom desempenho de geração, visto que a geração real acompanha a curva de irradiação solar em praticamente todos os meses do período avaliado.

Palavras-chaves — Geração Fotovoltaica, Desempenho, Perdas, Energia Solar

I. INTRODUÇÃO

Com o aumento da demanda por energia no mundo e com a crescente preocupação em relação ao meio ambiente, novas formas de produzir energia tornaram-se necessárias. Dentre elas, a solar fotovoltaica apresenta grande destaque em todo o mundo, e em 2019 se destacou como a tecnologia líder mundial em geração, representando 45% da expansão da matriz elétrica mundial. [1]

De acordo com [2], a matriz energética brasileira é composta majoritariamente por fontes renováveis, sendo as hidrelétricas as maiores produtoras de energia do país. Devido à períodos de estiagem cada vez mais prolongados e as condições hidrológicas desfavoráveis, em determinadas épocas do ano faz-se necessário que a demanda energética seja suprida através de outras fontes energéticas e a energia solar vem se apresentando como uma alternativa promissora.

Entre as vantagens da geração fotovoltaica, destaca-se a grande disponibilidade solar; impactos ambientais praticamente nulos; área de instalação pequena, se comparada com outras fontes como hidrelétrica; possibilidade de acúmulo de créditos para suprir a demanda quando não houver geração, entre outras.

O Brasil apresenta grande potencial para a geração solar fotovoltaica, principalmente nas regiões semiáridas do Nordeste, por apresentarem alta radiação solar e baixa pluviosidade, condições perfeitas para a geração. Entretanto, apesar de todas as vantagens, também há fatores a serem analisados no tocante eficiência dos sistemas fotovoltaicos, pois estes geram perdas de diferentes maneiras.

Sabe-se que os principais fatores que afetam o desempenho dos SFCR estão relacionados à temperatura dos módulos, sombreamento e a radiação incidente que se mantém variável durante o dia e causa um desvio no rendimento do módulo. Também há outros fatores que afetam o desempenho dos SFCR e que devem ser considerados, como por exemplo a eficiência dos inversores, sujeira nos módulos, *mismatch* no MPPT (Rastreador de Máximo Ponto de Potência, em inglês – *Maximum Power Point Tracking*), perdas nos condutores e conectores. [2]

Para que se possa haver um aproveitamento máximo na geração solar fotovoltaica, é necessário que o projeto esteja bem dimensionado, de modo a seguir a orientação e inclinação dos módulos, pois esses são fatores que afetam consideravelmente o desempenho do sistema. Outro tipo de perda a ser considerada é a advinda da degradação dos painéis, em que se estima uma diminuição anual de 0,7 a 1% em sua eficiência, considerando células de silício cristalino. [3]

Por todo o exposto, o presente trabalho tem como objetivo realizar uma avaliação do desempenho de dois SFCR da empresa IntraSolar, sendo um na cidade de Mossoró-RN e outro em Areia Branca-RN, analisando o ano de 2020, além de fazer um estudo acerca dos principais fatores que influenciam neste desempenho.

II. REFERENCIAL TEÓRICO

A. Panorama da energia solar fotovoltaica no Rio Grande do Norte

Atualmente a matriz elétrica brasileira conta com a participação de 1,6% de energia solar fotovoltaica centralizada, de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Associação Brasileira de Energia Solar

Fotovoltaica (ABSOLAR). [4] Dados da matriz elétrica nacional podem ser visualizados na Fig. 1.

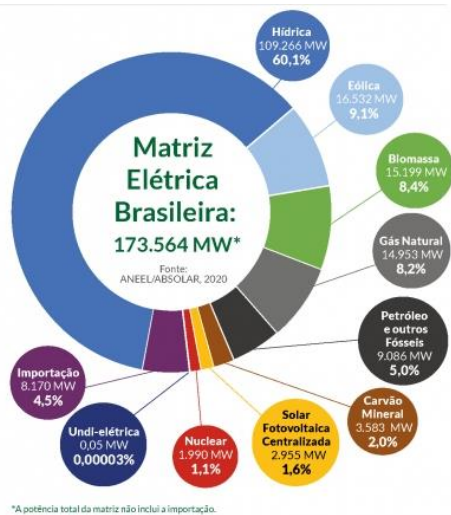


Fig.1: Matriz elétrica brasileira. Fonte: [4].

O Brasil possui um potencial fotovoltaico de mais de 3 mil MW em aplicações de geração centralizada, e aproximadamente 4 mil MW em aplicação de geração distribuída, o que o posiciona na 16ª colocação no ranking mundial do mercado fotovoltaico. [4]

Observando o Atlas Solarimétrico Brasileiro, exposto na Fig. 2, pode-se ver que a região Nordeste apresenta grande potencial para a geração fotovoltaica, apresentando altos índices de radiação ao longo de todo o ano, especialmente entre os meses de agosto e dezembro. A região Nordeste do mapa, com coloração laranja menos acentuada, possui radiação solar global diária de 18 MJ/m².d, e algumas áreas alcançam até 20 MJ/ m².d. [5]

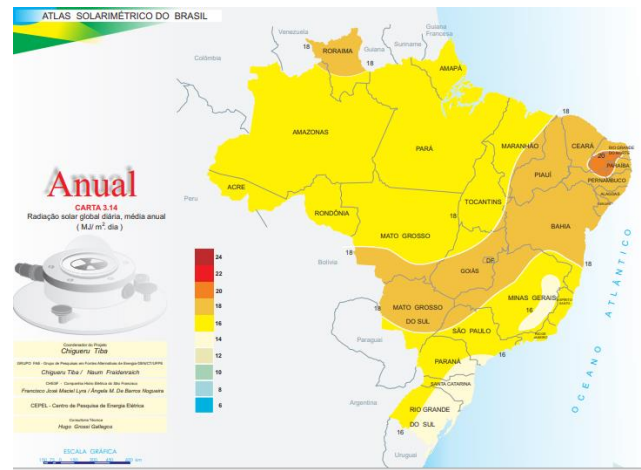


Fig. 2: Atlas Solarimétrico do Brasil. Fonte: [5].

No Brasil, atualmente, existem 338.619 usinas solares fotovoltaicas de Geração Distribuída (GD) em operação, dessas, 159.590 conexões foram feitas no ano de 2020, representando pouco mais de 47% do total instalado. A região Nordeste possui 54.228 UFVs (Centrais Geradoras Fotovoltaicas) de geração distribuída, com potência instalada superior a 720 MW. O primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede de GD do Nordeste foi conectada no ano de 2013, desde então houve um crescimento exponencial e

somente em 2020 foram realizadas algo em torno de 30 mil novas conexões. [6]

Dos 10 estados com maior potência instalada no ranking da ABSOLAR, seis estão situados na Região Nordeste, o que demonstra que, apesar do número menor de usinas, se comparado à estados como Sul e Sudeste, a região ganha em potencial, confirmando os dados presentes no Atlas Solarimétrico do Brasil.

O estado do Rio Grande do Norte possui uma potência instalada na ordem de 80 MW, em geração distribuída, com 5.353 SFCRs instalados até o mês de novembro de 2020. [6] Esse desempenho posiciona o Rio Grande do Norte como o quarto estado do Nordeste e décimo terceiro do Brasil, com maior potência instalada. [4]

Das mais de cinco mil UFV de geração distribuída instaladas no Rio Grande do Norte, 1.088 estão situadas na cidade de Mossoró, a segunda maior cidade do Estado. Os primeiros sistemas de geração de energia solar fotovoltaica na cidade de Mossoró datam do ano de 2015, neste ano foram realizadas 6 conexões, e em 2020 foram conectados 591 sistemas solares. Já a cidade de Areia Branca, possui atualmente 34 conexões, tendo sua primeira conexão ocorrido no ano de 2016 e 20 destas foram instaladas em 2020. [6]

Mossoró e Areia Branca, como já esperado para todas as cidades do Nordeste, apresentam grande potencial fotovoltaico já que estão bem próximas da linha do Equador.

B. Fatores de perda da geração fotovoltaica

Durante a etapa de projeto de um sistema fotovoltaico é muito importante que se leve em consideração os fatores de perdas que podem afetar a sua eficiência. Segundo [7], também é imprescindível que após a instalação se faça um acompanhamento, tendo em vista manter o desempenho sempre como o desejado, realizando manutenções periódicas e eliminando perdas que podem surgir com o tempo. A Fig. 3 mostra alguns fatores de perda que podem afetar a eficiência de um SFCR, com suas devidas variações, e um exemplo do quantitativo estimado do déficit de geração que um sistema pode apresentar.

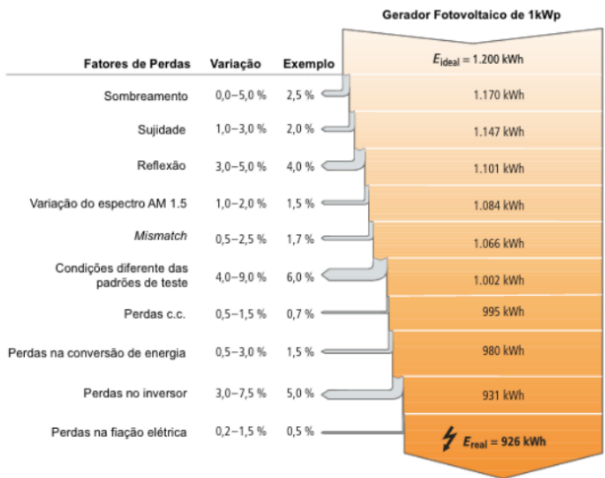


Fig. 3: Fatores de perda de um sistema fotovoltaico. Fonte: [7]

Como pode ser visto da Fig. 3, os fatores que apresentam maiores índices são: condições diferentes dos padrões de teste, perdas no inversor e perdas por reflexão

Perdas devido ao sombreamento

Como visto na Fig. 3 o sombreamento é um fator significativo, que desempenha papel importante nas perdas de um sistema fotovoltaico (FV), que pode se apresentar de maneira previsível, causado por árvores, construções e postes nas adjacências da instalação, até mesmo por outros módulos, projetados de maneira a causar sombra no próprio sistema. Porém, pode ter causa imprevisível, como folhas de árvores e dejetos de pássaros. [7]

Em um sistema de geração solar três parâmetros principais são considerados, a saber, temperatura da célula, irradiação solar e carga de impedância. Cada módulo fotovoltaico é composto por células fotovoltaicas ligadas em série, onde em funcionamento sob condições regulares gera uma curva entre a Potência versus a Tensão dos módulos, que apresentará somente um ponto máximo. Quando sob condições de sombreamento temporário, a curva P-V do módulo apresentará mais de um ponto máximo, devido a menor quantidade de irradiação sobre o mesmo, gerando um decaimento na tensão da célula. Deste modo, o sistema acaba consumindo potência ao invés de gerar, o que afeta seu desempenho, resultando em perdas. A Fig. 4 mostra o que foi explicado, a curva em azul, com um ponto máximo representa o sistema funcionando sob condições normais, sem sombreamento, já a linha pontilhada vermelha representa o sistema sob sombreamento parcial, onde houve uma queda na geração, ocasionando dois pontos máximos. [8]

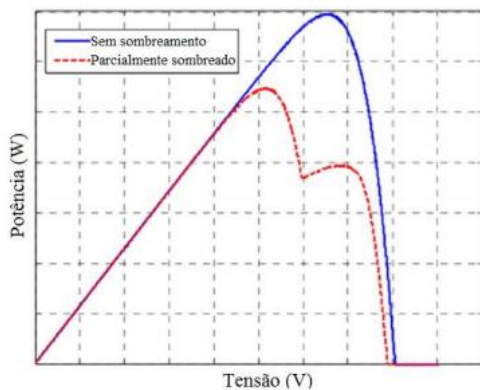


Fig. 4: Curva característica P-V de um sistema fotovoltaico. Fonte: [8].

Quando uma ou mais células fotovoltaicas recebe menos irradiação que as outras da mesma associação, há uma redução na corrente que se propagada para todos os módulos conectados em série, limitando sua geração e afetando o desempenho do sistema. O sombreamento parcial pode causar danos aos módulos fotovoltaicos, uma vez que a potência elétrica gerada que não está sendo entregue ao gerador acaba sendo dissipada no painel, as vezes apenas sobre uma das células, ocasionando em pontos quentes, também conhecidos como *hotspot*, que produz calor sobre a célula afetada, podendo causar ruptura no vidro e fusão de metais e polímeros. [9]

Perdas devido ao acúmulo de sujeiras

O acúmulo de sujeira ou poeira sobre a superfície de um módulo fotovoltaico provoca um decaimento no seu desempenho. Regiões arenosas, regiões industriais, onde há intenso tráfego de automóveis, locais com climas secos, há maior possibilidade de acúmulo de sujeira nos painéis. Os efeitos desse fator de perda podem ser observados com mais facilidade em áreas urbanas, onde pode haver maior quantidade de cinza, partículas de fumaça e particulados advindos da construção civil. Nesses locais a queda do desempenho do sistema fotovoltaico pode decair em média 6,5% ao ano, em condições de altas taxas de poluição. [10] A inclinação do módulo e a chuva desempenham um papel importante na autolimpeza de um sistema FV.

Em regiões onde há muita poluição e pouca incidência de chuva faz-se necessária uma limpeza manual, para que se possa eliminar esse tipo de perda, que em menos de seis meses ou até mesmo a cada dois meses, já pode ser percebida. Na Fig. 5, pode ser observado um gráfico que mostra o comportamento do desempenho de um módulo fotovoltaico limpo e o desempenho do mesmo módulo encoberto uniformemente de sujeira quando a radiação solar atinge a superfície do mesmo. [11]

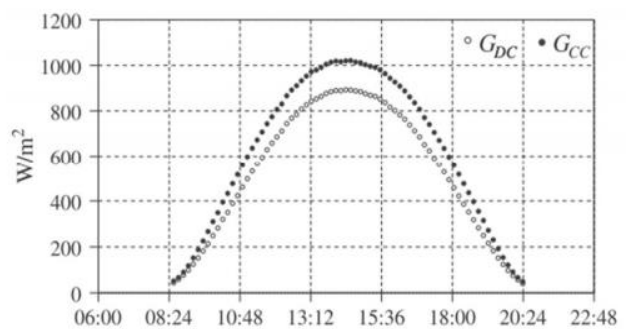


Fig. 5: Irradiância solar – Célula de referência com sujeira (GDC - círculo aberto) e limpa (GCC - círculo fechado). Fonte: [11].

Sujeiras advindas dos dejetos de pássaros, apesar de não serem tão comuns e depender do local onde está a instalação, também causam redução na geração de energia solar, uma vez que impedem que a radiação seja absorvida pela placa, causando aumento da temperatura no ponto sujo. Outros tipos de sujeira podem ocorrer através de qualquer material particulado como pólen, células humanas e animais, materiais têxteis, sendo mais comum minerais orgânicos geomorfológicos como areia, argila e calcário. Os tipos de sujidade, comportamento da deposição e taxa de acumulação em um sistema de geração fotovoltaica depende da localidade de instalação, podendo variar significativamente de região para região. A geografia, o clima e o grau de urbanização de uma região definem esses fatores. [12]

O acúmulo de sujeiras nos módulos pode provocar sombreamento parcial nas células fotovoltaicas, gerando pontos quentes e ameaçando o bom funcionamento do mesmo, afetando o rendimento de todo o sistema.

Perdas por aumento da temperatura

Temperaturas muito altas não são o ideal para a geração fotovoltaica, contrariando o esperado, pois quanto maior a

irradiância sobre uma célula, maior sua temperatura, logo há uma redução na eficiência. Isso acontece devido às temperaturas elevadas causarem uma diminuição significativa na tensão, consequentemente, a potência gerada também diminuirá. A corrente sofre pouca influência, sendo diretamente proporcional a irradiância solar. A Fig. 6 exemplifica o efeito causado pelo aumento da temperatura sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico. [9]

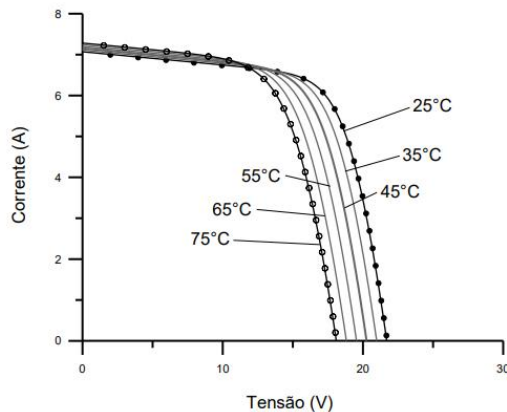


Fig. 6: Efeito da temperatura sobre a curva I-V de um módulo fotovoltaico. Fonte: [9].

Segundo [7], a temperatura de um sistema fotovoltaico é influenciada diretamente pela maneira em que o mesmo foi instalado, seja sobre o telhado, fachada ou de maneira livre. Dependendo do local onde são situados, os painéis fotovoltaicos eventualmente não estão sob as mesmas condições de temperatura dos ensaios laboratoriais, logo a instalação dos mesmos é um critério extremamente importante para que se possa evitar aquecimento excessivo.

Locais onde há mais ventilação são recomendados, para que o calor possa se dissipar mais facilmente, melhorando os índices de produtividade, visto que o desempenho do sistema é altamente influenciado pela temperatura ambiente. Exemplificando o que foi dito, a Fig. 7 mostra o aumento da temperatura do sistema FV, representado pela barra laranja, em relação à temperatura ambiente, quando se tem uma irradiância de 1000W/m^2 sobre sua superfície. A redução da produtividade (*yield* – em inglês), representada pela barra azul), também é afetada devido ao aquecimento.

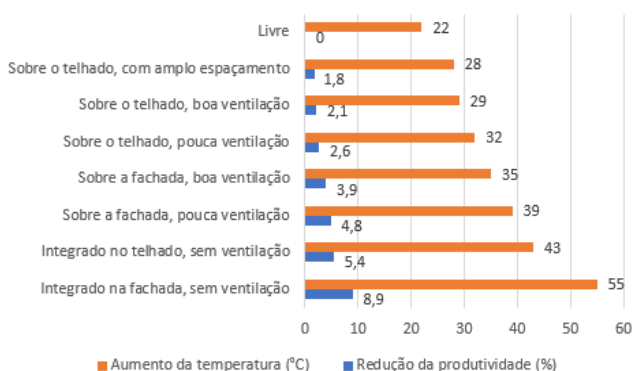


Fig. 7: Aumento da temperatura e redução da produtividade de acordo com modo de instalação do módulo FV. Fonte: Adaptado de [7].

Visto que as condições reais de operação geralmente não são representadas pelas condições-padrão de teste (STC), existem normas que determinam uma temperatura nominal

para as células dos painéis, onde as características elétricas podem se aproximar mais das características reais observadas em campo. Cada módulo possui uma temperatura nominal de operação, normalmente identificada pela sigla NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*) que comumente está entre 40° e 50°C . Comparando módulos com mesmos coeficientes de temperatura, aquele que possuir menor NOCT apresentará melhor desempenho em campo, visto que terá menos perdas relacionadas ao aquecimento. [9]

Perdas nos inversores

O inversor é o equipamento que recebe a corrente contínua (CC), advinda dos painéis fotovoltaicos, após a energia solar ser convertida em energia elétrica, para posteriormente convertê-la em corrente alternada (CA). A energia CA que sai do inverso abastece diretamente a rede elétrica convencional, logo, as ondas devem possuir características parecidas e estar em fase, para que se possa haver o paralelismo entre os geradores. A onda da rede elétrica é utilizada como referência pela senoide gerada pelo inversor, em caso falha na rede elétrica convencional, o inversor do sistema FV também é desligado para que não sofra o efeito do ilhamento¹. [9]

Como já mencionado anteriormente, sombreamentos temporários, sujeiras depositadas sobre os módulos e aumento da temperatura, podem causar distorções na curva característica I-V, fazendo com que exista mais de um ponto máximo. Devido a isso é conveniente que exista um mecanismo de controle eletrônico que observe essas modificações e atue de modo a manter o sistema funcionando na tensão correspondente à tensão de máxima potência, maximizando a geração de potência e evitando perdas nas células fotovoltaicas. Essa função é conhecida como máximo ponto de potência (MPPT – em inglês). [9]

As perdas de um sistema de geração FV associadas ao inversor, estão relacionadas a onda senoidal que é gerada na saída do mesmo. Essa onda é produzida por meio de semicondutores chaveados, bloqueando e conduzindo o sinal, no entanto há a necessidade de se usar indutores e capacitores, que atuam como filtro, pois uma forte harmônica é gerada. Outro fator que causa diminuição da eficiência do sistema são as perdas provenientes da comutação e condução advindas do chaveamento dos componentes eletrônicos e a conexão dos módulos. [13]

Perdas por mismatch (descasamento de módulos)

Um sistema FV é composto por conjuntos de módulos que podem ser ligados em série ou paralelo, a depender das condições de tensão e potência requisitadas no projeto, além da disponibilidade de espaço para as estruturas. [7] As perdas por *mismatch* ou descasamento de módulos se dá devido a utilização de módulos com características incompatíveis, ou seja, cada módulo apresenta peculiaridades próprias devido às suas células fotovoltaicas, a eficiência global do sistema pode ser comprometida por uma única célula.

Esse tipo de perda pode ser provocada por vários fatores, alguns já citados neste artigo, como sombreamento parcial,

¹ Ilhamento é uma situação que ocorre quando em uma determinada seção da rede a demanda de potência é igual à geração fotovoltaica e um ou mais SFCRs permanecem em funcionamento e alimentando a carga quando a rede é desenergizada pela distribuidora. [9]

acúmulo de sujeira sobre a superfície do módulo, aumento da temperatura, degradação dos módulos, entre outros. Esses fatores afetam as células fotovoltaicas fazendo com que haja modos de operação diferentes para cada módulo do sistema, sendo a célula de menor eficiência a que limita o rendimento global do sistema FV.

Perdas nos condutores e conectores

Assim como em todo projeto de instalação elétrica, na geração fotovoltaica também é de extrema importância se fazer um dimensionamento adequado da seção dos cabos, de modo a reduzir as perdas ôhmicas. O menor comprimento possível dos cabos elétricos que conectam os módulos fotovoltaicos ao inversor e contatos elétricos de qualidade, são fatores que minimizam as perdas ôhmicas em sistemas CC de baixa tensão. [14]

Falhas causadas nos sistemas de geração FV podem ocorrer devido às ligações inadequadas entre os cabos ou deterioração, correntes de fuga em razão de defeitos na isolamento, curto-circuito, entre outros. Por esta razão, [14] afirma que é de extrema importância que se realize uma manutenção e verificação do cabeamento e ligações elétricas do sistema, de modo a evitar a criação de arcos e/ou tensão de defeito.

De acordo com [7], outros danos térmicos ou mecânicos também podem ser previstos, já que os cabos e conectores estão expostos às intempéries da natureza, como deterioração causada pelos raios ultravioletas e animais roedores. A sobretensão também é uma condição frequente em condutores mal dimensionados, requerendo atenção pois a tensão gerada pelos painéis é variável durante o dia. Com a ação do tempo os cabos e isoladores irão envelhecer, mais rapidamente devido aos raios solares e condições climáticas aos quais estão expostos, consequentemente apresentando falhas em sua isolamento.

Ainda segundo [7], atualmente, para evitar perdas ôhmicas, os módulos fotovoltaicos já vêm com cabos conectores acoplados com comprimento suficiente para que se faça a conexão com outro módulo ou arranjo. Alguns inversores verificam o estado de isolamento do sistema através de uma técnica de monitoramento automático, trazendo mais segurança para a geração PV.

Perdas por degradação dos módulos

Este tipo de perda é ocasionado devido à ação do tempo podendo ter causas diversas como delaminação, corrosão e descoloração. Os módulos fotovoltaicos compõem a parte mais cara do sistema, logo os fabricantes oferecem garantia de 5 a 10 anos para defeitos de fabricação, além de garantia quanto à sua potência nominal. Normalmente, o fabricante garante redução máxima de 10% nos primeiros 10 anos de operação e outro 10% para os próximos 10 ou 20 anos, o que representa uma redução de 0,7 a 1% ao ano na potência nominal do módulo. [11]

[7] afirma que a entrada de umidade nas camadas dos módulos FV, onde se encontram o material metalizado e o vidro, causa a degradação por corrosão, uma vez que o sódio presente no vidro reage com a umidade, diminuindo sua vida útil e seu bom funcionamento. Para se evitar esse tipo de perda é recomendado que se faça uma boa selagem das bordas dos painéis, de modo a evitar a entrada de água.

Na delaminação ocorre a separação ou perda de aderência entre as camadas dos módulos FV, criando uma interface óptica adicional aumentando a reflexibilidade, fazendo com que as células sejam atingidas por menos radiação, desta forma mudando as características do encapsulamento. Esse tipo de perda facilita a entrada de salinidade e umidade, sendo identificada facilmente de maneira visual, ocorrendo mais nas bordas do painel. [13]

O efeito da descoloração provocada pela radiação UV causa redução da potência gerada pelo sistema, uma vez que degradação no material adesivo entre o vidro e as células ou a degradação do EVA, causam escurecimento. Esse escurecimento reduz a transmissividade óptica do material, evitando que a luz solar atinja diretamente as células FV, reduzindo a eficiência do módulo em até 50%. [11]

Outras perdas

A orientação e a inclinação dos módulos são fatores muito importantes na projeção de um sistema fotovoltaico, visto que o rendimento do mesmo depende da irradiação direta e difusa local. Segundo [14] a irradiação direta atinge efetivamente a superfície, já a difusa é recebida indiretamente, onde existem perdas ao passar por obstáculos na atmosfera como nuvens. Logo, a orientação e inclinação dos módulos deve ser projetada de modo a se obter o aproveitamento máximo da irradiação solar incidente no local, a inclinação deve ser igual a latitude da região de instalação, seguindo sempre a orientação da linha do equador. Em casos onde as indicações não são seguidas, o sistema perde em eficiência, uma vez que não está tendo seu máximo rendimento.

Outro fator que causa perdas nos SFCR é a quebra ou rachadura nas células FV, que podem vir com defeito de fábrica, sofrendo danos devido a dilatação ou contração, devido as temperaturas, por mau manuseio no ato da instalação e até mesmo chuva de granizo. Como já foi tratado anteriormente, defeitos nas células FV comprometem a geração de potência de todo o sistema, ocasionando o efeito *mismatch*. [14]

Os módulos fotovoltaicos são avaliados de acordo com as condições padrões de testes conhecidas como STC (do inglês *Standart Test Condition*), porém dificilmente os módulos estarão sob essas condições em campo. Os parâmetros dos módulos são determinados sob uma irradiação de 1000 W/m², temperatura de 25°C da célula fotovoltaica e espectro da radiação solar global sob condições de massa de ar 1,5 (conhecido como espectro AM 1,5G). Devido às condições reais de funcionamento muitas vezes ser diferentes das de teste, é de se esperar que a eficiência do sistema sofra um decaimento, apresentando perdas no seu desempenho. [15]

III. METODOLOGIA

A. Local estudado

O local escolhido para desenvolver o trabalho e analisar os dados da geração fotovoltaica foram a cidade de Mossoró e Areia Branca, ambas situadas no Rio Grande do Norte, separadas por aproximadamente 42 km. Como já citado anteriormente, essas duas cidades apresentam índices de incidência solar satisfatórios para o aproveitamento

fotovoltaico. A Fig. 8 mostra as duas cidades no mapa, a linha tracejada representa os limites do estado.

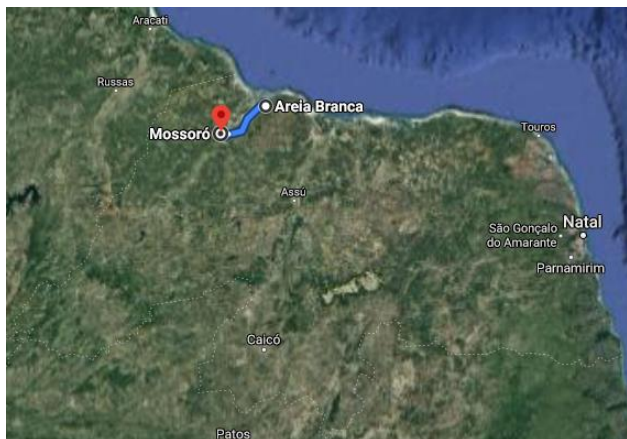


Fig. 8: Mossoró-RN e Areia Branca-RN situadas no mapa.
Fonte: Google Maps, 2020.

B. Organização dos dados

Para a análise da geração fotovoltaica foram escolhidos dois sistemas da empresa Intrastar, empresa localizada em Mossoró, há pouco menos de dois anos no mercado. Esses dois sistemas foram escolhidos por serem os dois sistemas com mais dados de geração da empresa em cada cidade. O SFCR da cidade de Areia Branca entrou em funcionamento em fevereiro de 2020, e as informações retiradas da plataforma de monitoramento do inversor contam de março até novembro de 2020. Já o SFCR de Mossoró, entrou em operação em agosto de 2019, porém os dados escolhidos para estudo constam de janeiro a novembro de 2020.

Na Tabela 1 estão os dados relacionados a potência instalada de cada sistema, a energia total gerada até o mês de novembro de 2020 e a cidade onde está situado cada sistema.

Tabela 1: Potência instalada e geração dos sistemas fotovoltaicos escolhidos.

CLIENTE	POTÊNCIA INSTALADA (kWp)	Energia total (kWh)	Localização
1	7,40	23.000,00	Mossoró-RN
2	8,16	9.570,00	Areia Branca-RN

Fonte: Autoria própria, 2020

O sistema do Cliente 1 está instalado sobre o telhado, possibilitando pouca ventilação dos módulos FV. Já o do Cliente 2 está instalado na região litorânea de Areia Branca, onde os módulos estão mais expostos à salinização. A Fig. 9 mostra as duas instalações, sendo a da direita, sobre o telhado, a do Cliente 1, a da esquerda, na região litorânea, a do Cliente 2.



Fig. 9: Sistemas Fotovoltaicos em Mossoró-RN e Areia Branca-RN.
Fonte: Intrastar, 2020.

O sistema FV do Cliente 1 conta com 20 módulos da marca *Canadian Solar*, com potência de 370W. Já a instalação do Cliente 2 é composta por 24 módulos da mesma marca, porém com potência de 340W. Os inversores de ambas as instalações são da marca *Renovigi*, com potência de 7,5kW para o Cliente 1 e 8,0kW para o do Cliente 2.

Como já discorrido anteriormente, o sombreamento parcial é um dos principais fatores de perda na geração fotovoltaica, portanto será falado brevemente sobre as características do céu de Mossoró e de Areia Branca, de modo a mostrar os meses com maior viabilidade de geração fotovoltaica nessas duas cidades e posteriormente fazer um comparativo entre geração e meses mais nublados e com precipitação.

De acordo com relatórios de [16], a cidade de Mossoró apresenta céu menos encoberto em um período de quase 5 meses do ano, com início em 30 de maio e fim em 24 de outubro. O dia menos encoberto do ano, em que o céu permanece sem nuvens, quase sem nuvens e ou parcialmente encoberto durante 77% do tempo e encoberto ou quase encoberto durante 23% do tempo, ocorre em 4 de agosto. Já a época mais encoberta ocorre em pouco mais de 7 meses, com início em 24 de outubro e término em 30 de maio, onde o dia mais encoberto é 18 de abril. É importante observar que o gráfico mostra duas barras de porcentagem, sendo a da esquerda, que vai de 0 a 100%, a porcentagem que representa melhores condições em relação ao céu limpo e a da direita, que varia de 100 a 0%, diz respeito às condições menos favoráveis, como céu encoberto. Essas informações podem ser visualizadas na Fig. 10.

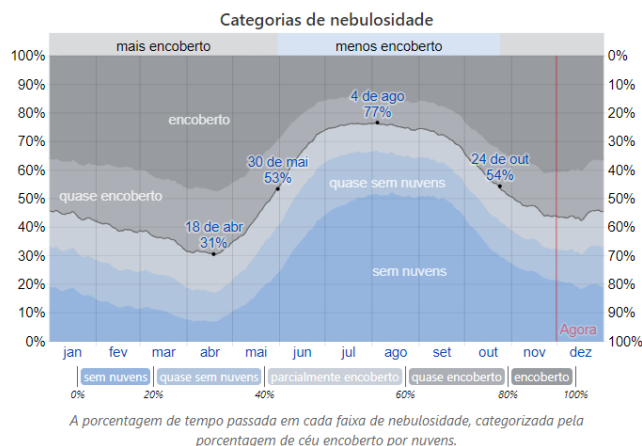


Fig. 10: Porcentagem média do céu encoberto por nuvens em Mossoró-RN.
Fonte: [16].

Quando se trata da precipitação, ainda segundo [16], Mossoró possui estação com maior precipitação entre os meses de janeiro e maio, onde o dia com maior chance, 58%, é 26 de março. Apesar de a época de maior precipitação ocorrer entre janeiro e maio, o período chuvoso da cidade ocorre entre 18 dezembro e 19 de julho, sendo abril o mês mais chuvoso. Já a estação seca ocorre de 26 de maio a 28 de janeiro, ocorrendo o período sem chuva entre os meses de julho e dezembro, onde o mínimo ocorre em outubro. A Fig. 11 mostra esses dados.

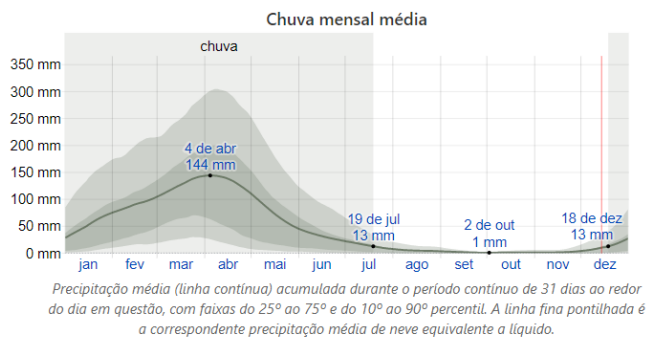


Fig. 11: Chuva mensal média em Mossoró-RN.
Fonte: [16].

A cidade de Areia Branca apresenta características climáticas praticamente iguais às de Mossoró, e posteriormente será realizado um estudo comparativo entre os meses com maiores índices de nebulosidade/ precipitação e geração de cada cidade.

Como a geração dos sistemas solares fotovoltaicos depende da irradiação solar incidente sobre a região de instalação, é importante que se tenha conhecimento da incidência solar do local. Os dados de irradiação direta média solar de Areia Branca e Mossoró, mais especificamente nos locais onde os sistemas se encontram, foram obtidos através da plataforma da LABREN (Laboratório de Modelagem e Estudo de Recursos Renováveis de Energia). A Fig. 12 contém o gráfico da irradiação média direta sobre o local de instalação do sistema do Cliente 1, em Mossoró-RN.

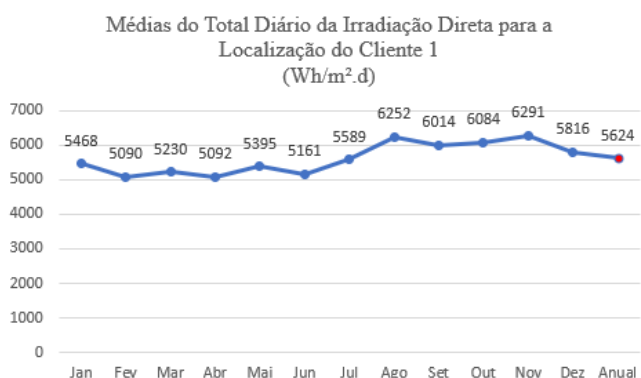


Fig. 12: Média da irradiação direta – Cliente 1.
Fonte: Autoria própria, 2020.

Observando o gráfico da Fig.12, percebe-se que o mês onde há menor índice de irradiação é o mês de fevereiro seguido pelo mês de abril. Já os meses onde há maior índice são agosto e novembro. Com isso, espera-se que em meses de menor irradiação a geração seja menor e em meses onde a

irradiação apresenta melhores rendimentos, a geração também apresenta bons índices de desempenho, lembrando que nem sempre altos valores da irradiação são bons para o sistema.

Os mesmos dados foram obtidos para a localização do sistema do Cliente 2, em Areia Branca-RN, e estão expostos no gráfico da Fig. 13.

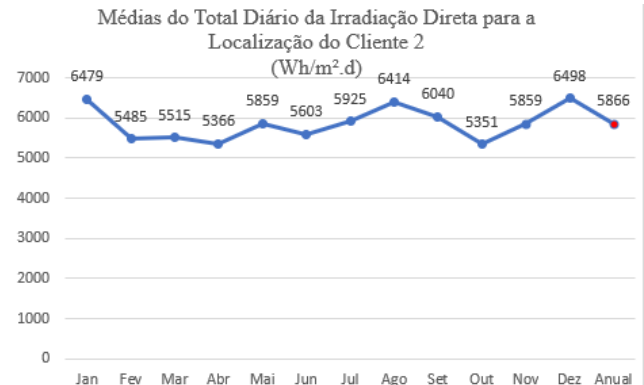


Fig. 13: Média da irradiação direta – Cliente 2.
Fonte: Autoria própria, 2020.

Nota-se na Fig.13, que o comportamento da irradiação na cidade de Areia Branca, segue curvas parecidas com as da irradiação em Mossoró, apresentando índices mais elevados, com média anual de 5866 kWh/m².d. Os meses que apresentam menor desempenho da irradiação são abril e outubro, já os meses com índices mais elevados são agosto e dezembro.

Como já mencionado, a produtividade de um sistema fotovoltaico é essencial para a determinação do seu desempenho, este índice é determinado através da energia gerada em kWh pela potência instalada do sistema.

IV. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Nesta seção será feita uma análise a partir dos dados obtidos, com o intuito de avaliar os dois sistemas FV objetos de estudo, através do comportamento da geração em relação a irradiação solar e a outras possíveis perdas. Como não foi possível fazer uma vistoria presencial, foram utilizados os recursos disponíveis no momento.

Para que se pudesse realizar um estudo acerca desses dois sistemas, os dados de geração de cada SFCR foram retirados das plataformas de monitoramento dos seus inversores, de modo que se pudesse observar a geração real e comparar com a geração prevista em projeto. Para o Cliente 1 foi obtido o gráfico da Fig. 14, onde tem-se a geração prevista em azul e a geração real em laranja.

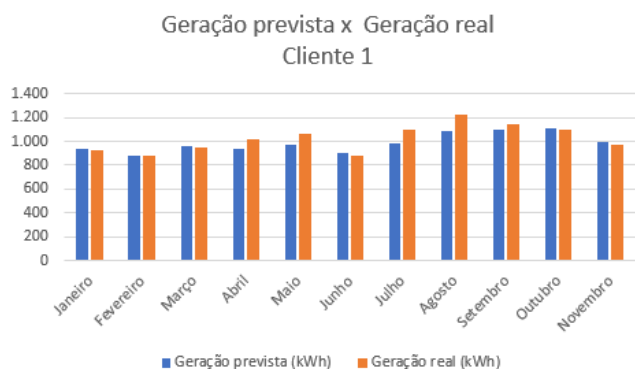


Fig. 14: Geração prevista x Geração real – Cliente 1.
Fonte: Autoria própria, 2020.

Observando o gráfico da Fig. 14, pode-se perceber que a energia gerada nos meses de janeiro, março, junho, outubro e novembro, foi menor do que a energia prevista em projeto, houve geração inferior a prevista em aproximadamente 45% dos meses, porém a variação foi bem pequena. Nota-se que nos meses onde há menor probabilidade de precipitação, em torno de julho a novembro, houve superação da geração prevista em 3 destes meses. Abril e maio apresentaram bom desempenho, visto que a irradiação direta média nesses meses apresenta valores menor que a média anual.

O mesmo gráfico também foi elaborado para o Cliente 2, com seus meses de geração reduzidos, que entrou em funcionamento na plataforma de monitoramento no dia 29 de fevereiro de 2020. A Fig. 15 representa o gráfico comparativo para as gerações.

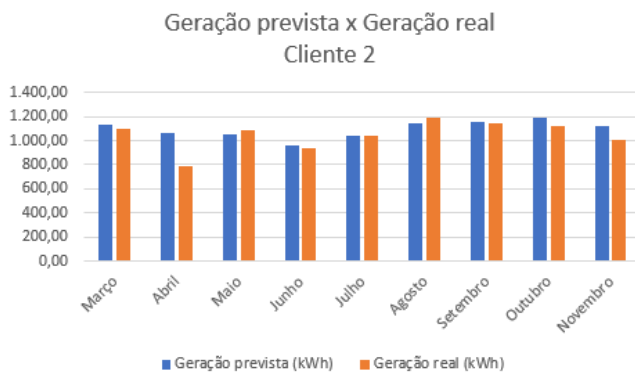


Fig. 15: Geração prevista x Geração real – Cliente 2.
Fonte: Autoria própria, 2020.

De acordo com a Fig.15, no caso do Cliente 2 os meses onde houve geração prevista menor que a gerada foram março, abril, junho, julho, setembro, outubro e novembro. Logo, a energia gerada em torno de 78% dos meses foi menor do que o esperado, evidenciando que o sistema apresentou perdas no seu desempenho na maioria dos meses. No mês de abril, onde a taxa de geração foi bem menor do que a prevista, 790,1 kWh, houve um desligamento do sistema FV pelo sistema de proteção, por causas que não foram descobertas, já que o sistema estava em funcionamento a pouco mais de um mês. Esse desligamento acarretou em 7 dias sem geração, consequentemente o desempenho geral do mês foi afetado.

Como exposto anteriormente, a geração do Cliente 2 foi menor que a esperada em 7 dos 9 meses analisados. De acordo com o relatório desenvolvidos por [15], presente na Fig. 11, os meses com maior probabilidade de precipitação

são de janeiro a junho, o que explica a queda na geração. Dos meses onde há menos nebulosidade, notou-se um ganho de geração no mês de agosto. No mês de abril, mês que apresenta maior quantidade de nuvens, houve a menor produção de energia.

Realizando uma relação entre a irradiação solar e a energia gerada pelo sistema FV do Cliente 1, o gráfico da Fig. 16 foi obtido.

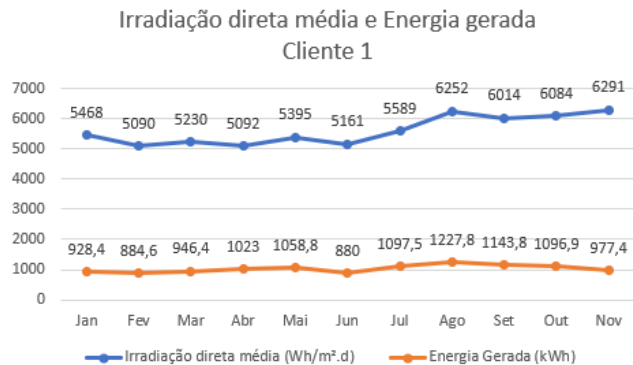


Fig. 16: Irradiação direta média x Energia gerada – Cliente 1.
Fonte: Autoria própria, 2020.

Analisando o gráfico da Fig. 16, percebe-se que a geração segue a curva da irradiação solar direta incidente sobre a localização de instalação, com exceção dos meses de abril, outubro e novembro. Porém, as diferenças nas médias de geração desses meses são bem pequenas. As características quase idênticas dessas duas curvas demonstram o fato de que a geração fotovoltaica está associada diretamente à radiação solar, apresentando melhor desempenho nos meses de maior radiação. Outro fato interessante é que no mês onde a irradiação solar foi a maior entre todos os meses analisados, no mês de novembro, houve uma queda na geração, possivelmente devido ao aumento da temperatura dos módulos.

Fazendo a mesma relação, entre irradiação solar direta média e energia gerada, o gráfico da Fig. 17 foi elaborado para o sistema FV do Cliente 2, evidenciando as características de cada um.

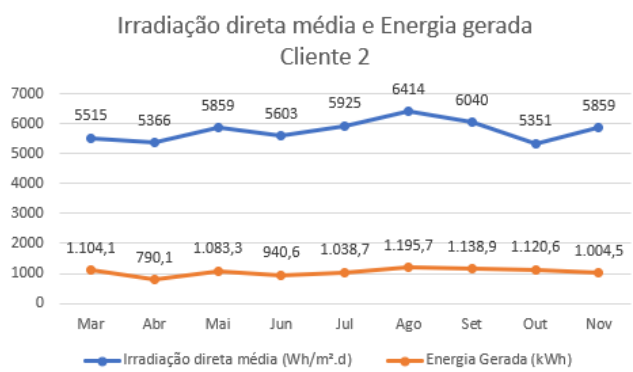


Fig. 17: Irradiação direta média x Energia gerada – Cliente 2.
Fonte: Autoria própria, 2020.

Através da análise do gráfico mostrado na Fig.17, pode-se observar que a curva de geração segue as características da curva de irradiação solar, havendo queda e elevação dos pontos nos mesmos meses, com exceção do mês de novembro. Nos meses onde a irradiação exprime melhor desempenho a geração também foi maior, e nos meses onde

os índices de radiação são menores a geração segue a curva, apresentando declínio.

Os locais de instalação dos SFCR também são fatores que contribuem para o rendimento do sistema. O sistema do Cliente 1 está sobre o telhado, sobre trilhos, onde há pouca ventilação sobre os módulos, nesse tipo de instalação pode haver um ganho de 32°C em relação à temperatura ambiente. Já o sistema do Cliente 2, está instalado em espaço livre, onde pode haver um acréscimo de 22°C na temperatura ambiente. Os dados de acréscimo de temperatura estão expostos na Fig. 7, na seção II deste trabalho. Apesar de o sistema do Cliente 2 estar situado em um local onde as temperaturas dos módulos, teoricamente, é menor, ele expressou mais meses onde a geração real foi menor que a prevista.

Os índices de produtividades acompanham as curvas dos gráficos de geração de cada sistema, visto que são determinados pela razão entre a energia gerada e a potência instalada. O Cliente 1 expressou melhor desempenho em seu sistema, mostrando mais meses em que a geração real supera a prevista. Os meses onde houve menor geração em ambos os sistemas podem ser explicados pelas perdas intrínsecas aos SFCR, tratadas durante todo o trabalho.

V. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com base nos estudos realizados e através dos dados obtidos na pesquisa, foi possível realizar um comparativo entre os índices de radiação dos locais de instalação dos dois sistemas e a geração real e prevista. Como esperado, as cidades de Mossoró e Areia Branca comprovaram seu elevado potencial para a geração fotovoltaica.

O desempenho do SFCR do Cliente 1 foi bastante satisfatório, dos 11 meses analisados, 6 ultrapassaram a geração prevista, sendo o mês de agosto o que demonstrou melhor desempenho, pouco mais de 13% acima do previsto. Já entre os meses onde a energia gerada foi menor, a maior taxa de perda na eficiência foi em torno de 3%.

Para o Cliente 2 os resultados foram menos satisfatórios, visto que houve perda entre a geração prevista e a real em 7 dos 9 meses analisados. A maior taxa de perda entre a geração real e prevista foi de pouco mais de 25%, no mês de abril, mês em que houve desligamento do sistema. Já entre os 2 meses onde houve ganho de energia real em relação a prevista, o maior valor foi de 4%.

Apesar de terem potência instalada parecidas, as duas instalações mostram características bem diferentes entre si, onde o sistema do Cliente 1 apresentou melhor desempenho que o sistema do Cliente 2, fato que pode ser explicado em virtudes das perdas nos sistemas, que estão situados em cidades diferentes, com condições distintas, visto que uma está localizada no semi-árido e outra em região litorânea. Mas ambos os SFCR demonstraram sua eficiência para o atendimento de seus proprietários, com valores de geração satisfatórios.

Para realização de trabalhos futuros, recomenda-se uma inspeção visual, para identificação de fatores que possam afetar o desempenho do sistema, como sombreamento e sujidade sobre os módulos. E o uso de instrumentos de medição, como termovisor, para a obtenção de informações relacionadas à temperatura dos painéis fotovoltaicos.

REFERÊNCIAS

- [1] BLOOMBERGNEF. **Solar and Wind Reach 67% of New Power Capacity Added Globally in 2019, while Fossil Fuels Slide to 25%**. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/solar-and-wind-reach-67-of-new-power-capacity-added-globally-in-2019-while-fossil-fuels-slide-to-25/>. Acesso em: 25 nov. 2020. J. Clerk Maxwell, A Treatise on Electricity and Magnetism, 3rd ed., vol. 2. Oxford: Clarendon, 1892, pp.68–73.
- [2] MIRANDA, Arthur Biagio Canedo Montesano. **ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE**. 2014. 98 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014
- [3] CAMARGO, Lucas Tamanini. **Projeto de Sistemas Fotovoltaicos conectados à Rede Elétrica**. 2017. 98 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Londrina, Londrina, 2017.
- [4] ABSOLAR, Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Infográfico ABSOLAR**. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html>. Acesso em: 25 nov. 2020.
- [5] CRESEB, Centro de Referência Para Energia Solar e Eólica. **ATLAS SOLARIMÉTRICO BRASILEIRO**. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetri_co_do_Brasil_2000.pdf. Acesso em: 27 nov. 2020.
- [6] ENEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Geração Distribuída**. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjYtVjYtN2E5MzBkN2ZlMzVklwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYtYtNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 26 nov. 2020.
- [7] RAUJO, Ana Júlia Nunes de; RANK, Narah Iuata; BUENO, Talita Bezerra de Araújo. **ANÁLISE DOS FATORES DE PERDAS NOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA EM CURITIBA**. 2016. 85 f. TCC - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Teológica Federal do Paraná, Curitiba, 2016.
- [8] SOUZA, Daniel Vitorino de. **ANÁLISE DO SOMBREAMENTO ENTRE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018, Gramado. **ANÁLISE DO SOMBREAMENTO ENTRE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS**. [S.l.]: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018. p. 1-6.
- [9] PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. CRESEB. 2014.
- [10] SIMIONI, Tássio. **O IMPACTO DA TEMPERATURA PARA O APROVEITAMENTO DO POTENCIAL SOLAR FOTOVOLTAICO DO BRASIL**. 2017. 222 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.
- [11] NASCIMENTO, Lucas Rafael do. **A AVALIAÇÃO DE LONGO PRAZO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO INTEGRADO À EDIFICAÇÃO URBANA E CONECTADO À REDE ELÉTRICA PÚBLICA**. 2013. 95 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.
- [12] DANTAS, Juliana Cristina. **Análise de Perdas por Mismatch em Sistemas Fotovoltaicos**. 2020. 9 f. TCC - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Mossoró, 2020.
- [13] SILVA, Pedro Henrique Tronco; FLORIAN, Fabiana; PESTANA, Fernando Augusto Baptistini. **ESTUDO DE PERDAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**. -, Araraquara, v. -, n. -, p. 1-21, dez. 2018
- [14] RUTHER, Ricardo. **EDIFÍCIOS SOLARES FOTOVOLTAICOS: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. Florianópolis: Labsolar, 2004.
- [15] NEVES, Guilherme; VILELA, Waldeir; PEREIRA, Enio; BERNI, Luiz Angelo. **INFLUÊNCIA DO ESPECTRO SOLAR EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SOB CÉU LIMPO, CÉU PARCIALMENTE NUBLADO E CÉU NUBLADO**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018,

Gramado. **Anais [...]**. Gramado: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018. p. 1-8.

- [16] SPARK, Wheater. **Condições meteorológicas médias de Mossoró**. Disponível em: <https://pt.weatherspark.com/y/31215/Clima->

[caracter%C3%ADstico-em-Mossor%C3%B3-Brasil-durante-o-ano#Sections-Clouds](#). Acesso em: 27 nov. 2020.