

CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



Universidade Federal
de Campina Grande

DANILO PEQUENO



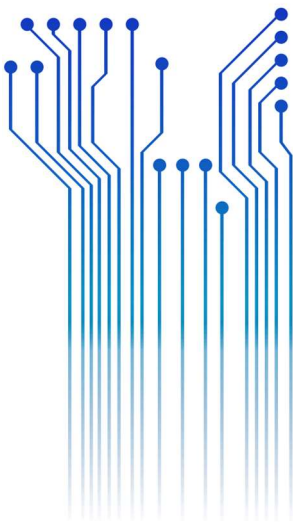
Centro de Engenharia
Elétrica e Informática

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO ESTADO DA
PARAÍBA: ESTUDO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DE PROJETOS EM OPERAÇÃO



Departamento de
Engenharia Elétrica



Campina Grande
2018

DANILO PEQUENO

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO ESTADO DA PARAÍBA:
ESTUDO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DE PROJETOS EM OPERAÇÃO

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade Federal de
Campina Grande como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do grau de
Bacharel em Ciências no Domínio da
Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Eletrotécnica

Professor Célio Anésio da Silva, D.Sc.
Orientador

Campina Grande
2018

DANILO PEQUENO

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO ESTADO DA PARAÍBA:
ESTUDO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DE PROJETOS EM OPERAÇÃO

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade Federal de
Campina Grande como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do grau de
Bacharel em Ciências no Domínio da
Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Eletrotécnica

Aprovado em 14/11/2018

Professor Benedito Antonio Luciano, D.Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Professor Célio Anésio da Silva, D.Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho à minha mãe, Rose, por ser minha referência dos bons valores e exemplo de determinação.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que me proporcionou a vida e tem me dado condições físicas e psicológicas para alcançar meus objetivos, estando Ele sempre presente nos momentos de maiores dificuldades.

Aos meus pais, Rose e Cleonaldo, que desde cedo batalharam para, dentro de suas possibilidades, oferecerem o melhor para os seus filhos. A eles, o meu mais sincero agradecimento por toda a paciência, dedicação e amor.

A Bruno, meu irmão, por todo apoio, sem o qual as dificuldades seriam ainda maiores. A Arthur, o caçula dos três, pela energia transmitida e pela alegria proporcionada ao brincarmos ao fim do dia.

Agradeço também a toda minha família, que com todo apoio e carinho contribuiu para que eu chegasse até aqui, em especial aos meus avôs José (*in memoriam*) e Severino e às minhas avós Gessy e Sônia, pessoas simples, porém de uma grandeza imensurável.

Agradeço aos professores e funcionários da UFCG, principalmente aos do Departamento de Engenharia Elétrica, por sempre estarem à disposição nestes anos de graduação. Agradeço ao professor Célio Anésio por aceitar orientar este trabalho, pelos conhecimentos transmitidos, pelas orientações e contribuições.

Agradeço às distribuidoras de energia elétrica do estado da Paraíba, Energisa Paraíba e Energisa Borborema, pelo compartilhamento das informações necessárias à realização deste estudo.

Finalmente, agradeço a todos que passaram pela minha vida e que contribuíram direta ou indiretamente para a construção de quem sou hoje. Todos vocês fazem parte desta obra e por isso lhes sou eternamente grato.

“Não havia resposta, exceto a resposta genérica que a vida sempre dá para as questões mais complicadas e insolúveis. Esta: É preciso viver conforme as necessidades de cada dia, noutras palavras, deixar-se levar [...] era preciso deixar-se levar pelo sonho da vida. ”

Liev Nikoláievich Tolstói.

RESUMO

A energia solar fotovoltaica apresenta-se como uma alternativa promissora para a popularização da geração distribuída no Brasil. Simultaneamente, cresce também o interesse pela redução de perdas e a eliminação de desperdícios de energia elétrica, noutras palavras, a preocupação com a eficiência energética. Neste contexto, foi realizado um estudo geral da eficiência energética dos sistemas distribuídos de geração fotovoltaica conectados às redes de distribuição do estado da Paraíba. O trabalho teve início a partir da coleta das informações necessárias à construção do panorama atual da geração solar distribuída neste estado, disponibilizadas pelas distribuidoras Energisa Paraíba e Energisa Borborema. Em seguida, realizou-se a organização e o processamento destes dados com a finalidade de elaborar o cenário de interesse deste estudo. Posteriormente, a fim de qualificar estes sistemas quanto à sua eficiência, foram calculados os parâmetros de desempenho definidos pela *International Electrotechnical Commission* (IEC).

Palavras-chave: Eficiência Energética, Geração Distribuída, Parâmetros de Desempenho, Sistemas Fotovoltaicos.

ABSTRACT

Photovoltaic solar energy presents itself as a promising alternative for the popularization of distributed generation in Brazil. At the same time, interest in reducing losses and eliminating energy waste, in other words, concern for energy efficiency is growing. In this context, a general study of the energy efficiency of distributed photovoltaic generation systems connected to the distribution networks of Paraíba state was carried out. The work began with the collection of information necessary for the construction of the current panorama of the solar generation distributed in this state, made available by the distributors Energisa Paraíba and Energisa Borborema. Then, the organization and the processing of these data were done in order to elaborate the scenario of interest of this study. Subsequently, in order to qualify these systems for their efficiency, the performance parameters defined by the International Electrotechnical Commission (IEC) were calculated.

Keywords: Energy Efficiency, Distributed Generation, Performance Parameters, Photovoltaic Systems.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Determinação das estações do ano em função da geometria Sol-Terra.	17
Figura 2 - Posição solar relativa (a) a uma superfície horizontal e (b) a uma superfície inclinada.	18
Figura 3 - Representação bidimensional da trajetória solar para a cidade de Campina Grande.	19
Figura 4 - (a) Representação tridimensional da trajetória solar para a cidade de Campina Grande. (b) Vista lateral da trajetória solar para a cidade de Campina Grande.	19
Figura 5 - Total diário da irradiação no plano inclinado na latitude - Média Anual.	21
Figura 6 - Total anual da irradiação no plano inclinado na latitude - Média anual.	21
Figura 7 - Diagrama de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.	22
Figura 8 - Célula, módulo e arranjo.	23
Figura 9 - Células solares de silício (a) monocristalino, (b) policristalino e (c) amorfo.	24
Figura 10 - Curva I-V típica de uma célula fotovoltaica de Si de 156 mm x 156 mm.	25
Figura 11 - Influência da (a) irradiância e da (b) temperatura nas características elétricas dos dispositivos fotovoltaicos.	26
Figura 12 - Inversor monofásico de 1,5 kW instalado na cidade de Campina Grande.	27
Figura 13 - (a) Formas de onda de tensão (V) e corrente (I) sobre um dispositivo semiconductor em comutação e condução. (b) Potência dissipada em um dispositivo semiconductor em comutação e condução.	29
Figura 14 - Curva de eficiência típica de um inversor CC-CA empregado em sistemas fotovoltaicos.	30
Figura 15 - Diagrama de Sankey para um sistema fotovoltaico genérico.	32
Figura 16 - Regionais do estado da Paraíba.	36
Figura 17 - Gráfico do número de unidades geradoras, por regional, conectadas mensalmente na Paraíba.	41
Figura 18 - Gráfico do crescimento do número de unidades geradoras conectadas na Paraíba.	42
Figura 19 - Gráfico da capacidade de geração (Wp) conectada mensalmente acumulada.	42
Figura 20 - Distribuição das unidades geradoras e da capacidade instalada no estado da Paraíba.	43
Figura 21 - (a) Distribuição das unidades geradoras e (b) distribuição da capacidade instalada por cidade.	44
Figura 22 - Distribuição das unidades geradoras por classe de consumo.	44
Figura 23 - Gráfico da capacidade instalada (kWp) em função do consumo médio mensal (kWh).	45
Figura 24 - Gráfico da geração média mensal (kWh) em termos de consumo médio mensal (kWh).	46
Figura 25 - Gráfico da geração média mensal (kWh) em função da capacidade instalada (kWp).	47
Figura 26 - Distribuição da (a) Produtividade final Y_F (kWh/kWp) e (b) Desempenho Global PR.	48
Figura 27 - Distribuição do Desempenho Global PR por regional.	49
Figura 28 - Gráfico do Desempenho Global PR em função da capacidade instalada (kWp).	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Cronograma de realização de atividades do TCC.....	16
Tabela 2 - Produtividade final média para diferentes regiões brasileiras.	38
Tabela 3 - Irradiação solar média anual para algumas cidades do estado da Paraíba.	39

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CCST	Centro de Ciência do Sistema Terrestre
EBO	Energisa Borborema
EPB	Energisa Paraíba
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
NBR	Norma Brasileira
NDU	Norma de Distribuição Unificada
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso
WEC	<i>World Energy Council</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

$^{\circ}$	grau
θ_z	ângulo zenital
α	altura solar
γ_s	ângulo azimutal do Sol
β	ângulo de inclinação
γ	ângulo azimutal de superfície
θ	ângulo de incidência
W/m^2	watt por metro quadrado
Wh/m^2	watt-hora por metro quadrado
Wh	watt-hora
E_G	energia elétrica gerada pelos módulos fotovoltaicos
$E_{c.c.}$	energia elétrica disponível na entrada do inversor
$E_{c.a.}$	energia elétrica fornecida na saída do inversor
E_R	energia entregue no ponto de conexão com a rede de distribuição
V	volt
c-Si	silício cristalino
m-Si	silício monocristalino
p-Si	silício policristalino
a-Si	silício amorfo
$^{\circ}C$	grau Celsius
CIS	disseleneto de cobre e índio
CdTe	telureto de cádmio
V_{OC}	tensão de circuito aberto
I_{SC}	corrente de curto circuito
P_{MP}	potência máxima
A	ampère
Wp	watt-pico
V_{MP}	tensão no ponto de máxima potência

I_{MP}	corrente elétrica no ponto de máxima potência
FF	fator de forma
η'_G	eficiência instantânea da célula fotovoltaica
η_G	eficiência média da célula fotovoltaica
A_G	área de geração
m^2	metro quadrado
G_{TOT}	irradiância total
H_{TOT}	irradiação total
kW	quilowatt
η'_I	eficiência instantânea do inversor
$P_{c.a.}$	potência de saída do inversor
$P_{c.c.}$	potência de entrada do inversor
η_I	eficiência média do inversor
Y_R	produtividade de referência
h	hora
G_{STC}	irradiância nas condições padrões de ensaio
Y_F	produtividade final
Wh/Wp	watt-hora por watt-pico
P_{NG}	potência nominal dos módulos fotovoltaicos
kWh/kWp	quilowatt-hora por quilowatt-pico
PR	desempenho global
kWh/m ²	quilowatt-hora por metro quadrado
E_{C0}	consumo médio anual antes da instalação do sistema gerador
E_{C1}	consumo médio anual depois da instalação do sistema gerador
E_{inj}	excedente de energia elétrica injetado na rede de distribuição
$E_{autoconsumo}$	energia elétrica consumida durante o período de geração
MW	megawatt

SUMÁRIO

1	Introdução.....	14
1.1	Objetivos.....	15
1.1.1	Geral.....	15
1.1.2	Específicos.....	15
1.2	Estrutura do Trabalho	16
1.3	Etapas e Cronograma	16
2	Revisão Bibliográfica	17
2.1	Recurso Solar	17
2.2	Sistemas Fotovoltaicos.....	22
2.2.1	Módulos Fotovoltaicos	23
2.2.2	Inversor.....	27
2.3	Eficiência Energética	30
2.4	Perdas em Sistemas Fotovoltaicos	31
2.4.1	Efeito do Aumento da Temperatura.....	32
2.4.2	Posicionamento.....	33
2.4.3	Sombreamento Parcial.....	33
2.4.4	Acúmulo de Partículas.....	33
2.4.5	Degradação das Células Fotovoltaicas	34
2.4.6	Descasamento de Parâmetros	34
2.4.7	Eficiência do Inversor.....	34
2.4.8	Limitação de Potência do Inversor	35
2.4.9	Instalações Elétricas	35
3	Método Adotado.....	36
4	Geração Distribuída de Energia Solar Fotovoltaica no Estado da Paraíba	41
5	Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos em Operação na Paraíba	46
6	Conclusões.....	50
	REFERÊNCIAS.....	51

1 INTRODUÇÃO

Em Economia, define-se o princípio da insaciabilidade humana como o desejo ilimitado de aquisição de bens ou serviços, isto é, o ser humano nunca se satisfaz plenamente. Neste sentido, uma vez que os recursos naturais são limitados, surge o problema da escassez, relacionado à disparidade entre os desejos humanos e os meios disponíveis para satisfazê-lo (MOCHÓN, 2006).

Na indústria da eletricidade o bem produzido é a energia elétrica, um produto impalpável utilizado de forma indireta, seja para produzir luz, movimento, calor ou qualquer outra transformação energética (ABRADEE, 2018). Então, assim como a sociedade, as necessidades energéticas do homem estão em constante evolução.

Segundo o relatório de recursos energéticos mundiais de 2016, elaborado pelo Conselho Mundial de Energia (WEC - *World Energy Council*), o setor elétrico passa por mudanças inesperadas desde 2005. No centro destas mudanças está o crescimento abrupto do mercado de energia renovável, em termos de investimento, capacidade e alta taxa de crescimento nos países em desenvolvimento (WEC, 2016).

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da Resolução Normativa nº 482/2012, publicada em 17 de abril de 2012, autorizou a micro e a minigeração de energia elétrica para o consumo próprio a partir de fontes renováveis e alternativas com sistema de geração conectado à rede elétrica (ANEEL, 2012).

A partir dos boletins de operação, disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), verifica-se que grande parte da demanda nacional de energia elétrica ocorre durante o horário comercial, decorrentes das necessidades de climatização de ambientes e da crescente participação dos setores de prestação de serviços e comércio nas atividades econômicas do país (ONS, 2018).

O perfil de demanda de eletricidade, coincidente com o período de maior disponibilidade do recurso solar, em conjunto com taxas de irradiação solar que figuram entre as melhores do mundo (SOLARGIS, 2018), faz com que fonte de energia solar fotovoltaica se destaque como alternativa de grande potencial para utilização na geração distribuída.

O conhecimento sobre o potencial do recurso solar incidente na superfície de captação é essencial, mas não suficiente para impulsionar o uso dessa fonte de energia. A variabilidade deste recurso tem impactos em aspectos técnicos de qualidade e de segurança do sistema elétrico (PEREIRA *et al.*, 2017). Além disso, o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos por uma metodologia adequada é essencial para a configuração de instalações eficientes, minimizando os riscos de superdimensionamento ou subutilização dos equipamentos, proporcionando o retorno dos investimentos e ganhos nos prazos projetados.

É neste contexto de popularização da geração solar distribuída e crescente preocupação com a eficiência energética que este Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) está inserido, partindo do panorama atual da exploração de energia solar fotovoltaica no estado da Paraíba para estudos da eficiência energética de sistemas em operação.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 GERAL

O objetivo geral deste trabalho monográfico de conclusão de curso é apresentar um panorama atual da geração solar fotovoltaica do estado da Paraíba e realizar estudo de qualificação dos projetos em operação, quanto à sua eficiência, a partir dos dados fornecidos pelas distribuidoras de energia elétrica deste estado.

1.1.2 ESPECÍFICOS

1. Realizar revisão bibliográfica, objetivando estabelecer um estudo sistemático sobre projetos de geração distribuída, a partir de energia solar fotovoltaica, e eficiência energética;
2. Apresentar um panorama geral da exploração solar fotovoltaica no estado da Paraíba;
3. Realizar estudo de qualificação dos sistemas em operação, a partir do cálculo dos parâmetros de desempenho definidos pela *International Electrotechnical Commission* (IEC).

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este documento está dividido em seis Capítulos, dos quais este primeiro é dedicado à introdução. No Capítulo 2 apresenta-se uma revisão bibliográfica com toda a fundamentação teórica necessária ao entendimento deste trabalho. Em seguida, no Capítulo 3, discorre-se sobre o método adotado para a realização deste estudo, por meio da apresentação dos parâmetros de interesse. No Capítulo 4, descreve-se o panorama atual da exploração do uso de energia solar distribuída para geração de energia elétrica, no estado da Paraíba. Os resultados da qualificação dos sistemas em operação são apresentados no Capítulo 5. Finalmente, no Capítulo 6 as conclusões são apresentadas.

1.3 ETAPAS E CRONOGRAMA

As atividades do TCC, subsidiadas pelas informações disponibilizadas pelas distribuidoras, consistirá na efetivação dos passos descritos a seguir:

1. Revisão bibliográfica sobre geração distribuída, eficiência energética e sistemas de geração solar fotovoltaicos;
2. Coleta de dados dos clientes das concessionárias, Energisa Paraíba (EPB) e Energisa Borborema (EBO), que implantaram sistemas fotovoltaicos;
3. Análise dos dados coletados para construção de um panorama geral no estado da Paraíba;
4. Realização de estudo de qualificação dos projetos em operação;
5. Preparação, elaboração e apresentação do trabalho desenvolvido.

Tabela 1 - Cronograma de realização de atividades do TCC.

Etapas	Julho				Agosto					Setembro				Outubro					Novembro				
	1	2	3	4	1	2	3	4	5	1	2	3	4	1	2	3	4	5	1	2	3	4	
1	■	■	■	■	■	■																	
2	■	■	■	■	■	■	■	■															
3							■	■	■	■	■	■	■	■	■								
4										■	■	■	■	■	■	■	■						
5																	■	■	■	■	■	■	■

Fonte: AUTORIA PRÓPRIA, 2018.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste Capítulo apresenta-se a fundamentação teórica necessária para o desenvolvimento deste trabalho.

2.1 RECURSO SOLAR

O Sol é uma estrela de tamanho médio que, por meio de reações de fusão nuclear de átomos de Hidrogênio para formar Hélio, se configura como a principal fonte de energia para a manutenção da vida no planeta Terra. Energia esta que alimenta todos os processos térmicos, dinâmicos e químicos, naturais ou artificialmente desenvolvidos por meio de tecnologias produzidas pela sociedade (PINHO; GALDINO, 2014).

Tanto a duração do dia como a quantidade de energia solar incidente em um ponto qualquer da superfície terrestre apresentam variabilidade temporal dependente do ciclo anual e do ciclo diário. O ciclo anual é consequência da inclinação em $23,45^\circ$ do eixo axial da Terra com relação ao plano orbital do planeta em torno do Sol. Esta inclinação em conjunto com o movimento de translação, com duração de 365,25 dias, origina as estações do ano (PEREIRA *et al.*, 2017), conforme pode-se observar na Figura 1.

Figura 1 - Determinação das estações do ano em função da geometria Sol-Terra.



Fonte: PEREIRA *et al.*, 2017.

Além do movimento de translação orbital, o movimento de rotação da Terra em torno do seu eixo está relacionado ao ciclo diário da variabilidade da radiação solar incidente na atmosfera, que faz com que o Sol descreva uma trajetória com inclinação

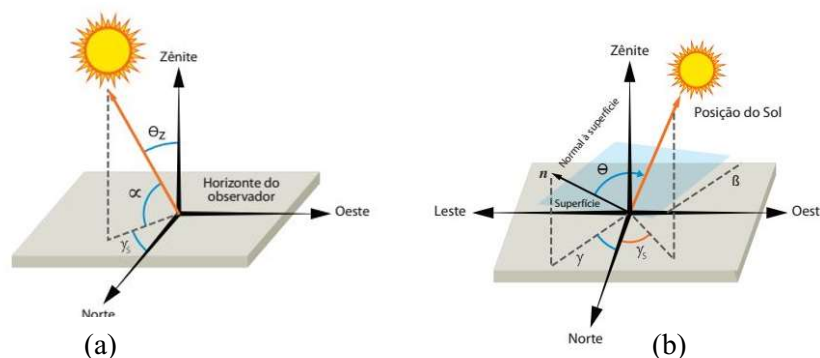
diferente em cada dia do ano. Para a correta descrição da posição solar, conforme pode-se observar na Figura 2 (a), faz-se uso de conceitos importantes definidos geometricamente, de acordo com a Norma Brasileira (NBR) 10899 (Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia) da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), como os ângulos notáveis a seguir:

- Ângulo zenital (θ_z): ângulo formado pelas semirretas definidas pela direção do Sol e a vertical no ponto de observação;
- Elevação ou altura solar (α): ângulo compreendido entre as semirretas definidas pela direção do Sol e pela sua projeção no plano horizontal;
- Ângulo azimutal do Sol (γ_s): ângulo entre o norte geográfico e a projeção da direção solar no plano horizontal.

Quando se trata de superfícies inclinadas em relação ao plano horizontal, conforme Figura 2 (b), alguns ângulos a mais devem ser considerados para um melhor estudo da posição solar:

- Ângulo de inclinação (β): ângulo de menor declive entre o plano da superfície e o plano horizontal;
- Ângulo azimutal de superfície (γ): ângulo entre o norte geográfico e a projeção da reta normal à superfície no plano horizontal;
- Ângulo de incidência (θ): ângulo formado entre o raio solar incidente e a reta normal à superfície.

Figura 2 - Posição solar relativa (a) a uma superfície horizontal e (b) a uma superfície inclinada.

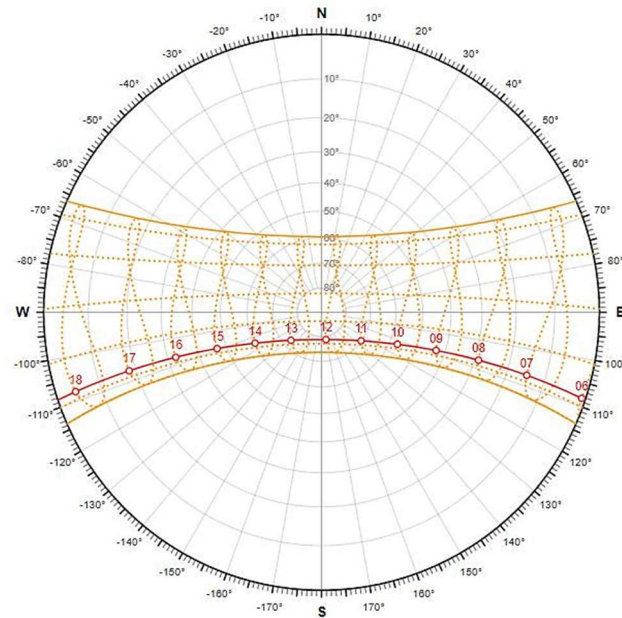


Fonte: FLANDOLI, 2017.

A partir da correta determinação da posição solar, definida para uma data e hora do ano, relativa a uma conhecida posição na Terra, é possível estabelecer a trajetória que o Sol descreve durante o período de um ano. A Figura 3 é uma representação bidimensional da trajetória solar, linhas tracejadas, descrita para a cidade de Campina

Grande, Paraíba. Em vermelho, tem-se a trajetória solar para o dia 14 de novembro de 2018, com as posições solares indicadas em função da hora do dia.

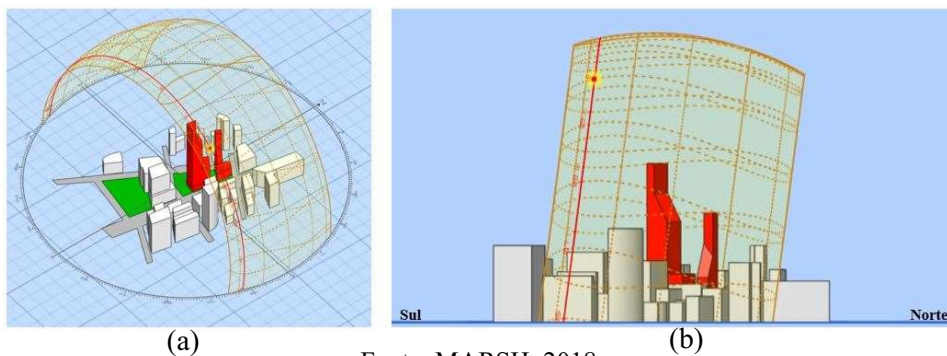
Figura 3 - Representação bidimensional da trajetória solar para a cidade de Campina Grande.



Fonte: MARSH, 2018.

Para melhor compreensão, pode-se observar na Figura 4 (a) uma representação tridimensional da mesma trajetória apresentada anteriormente. Na Figura 4 (b) pode-se perceber que os raios solares não incidem perpendicularmente ao plano horizontal. O correto conhecimento da trajetória solar permite orientar os módulos fotovoltaicos de modo que a incidência dos raios solares seja perpendicular ao plano da superfície de captação. Logo, para que se tenha o máximo aproveitamento do recurso solar, a superfície de captação deve possuir ângulo de inclinação correspondente à latitude do local e sempre orientado para a linha do Equador (RÜTHER, 2004).

Figura 4 - (a) Representação tridimensional da trajetória solar para a cidade de Campina Grande. (b) Vista lateral da trajetória solar para a cidade de Campina Grande.



Fonte: MARSH, 2018.

Outros conceitos fundamentais para relacionar o recurso solar à geração de energia fotovoltaica são radiação, irradiância e irradiação. Radiação solar refere-se à energia radiante emitida pelo Sol sob a forma de radiação eletromagnética em várias frequências de onda. Irradiância é a grandeza relacionada à taxa de radiação solar incidente em uma unidade de área e é expressa em W/m^2 , também denominada de densidade superficial de potência da radiação solar (PEREIRA *et al.*, 2017).

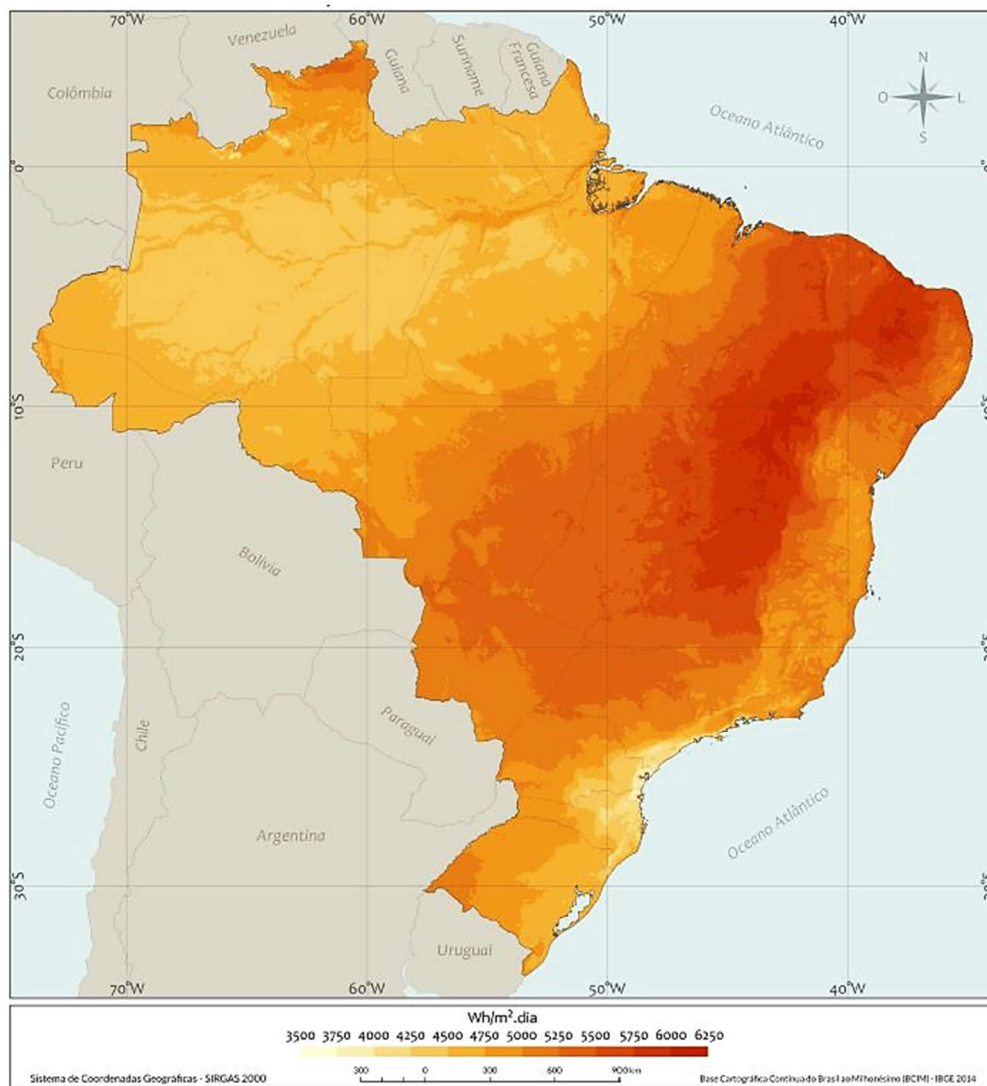
A irradiância solar incidente em uma superfície é composta por três componentes: direta, difusa e refletida (albedo). A irradiância solar direta corresponde à parcela que não sofreu os processos radioativos de absorção e espalhamento que ocorrem na atmosfera. Por sua vez, a componente difusa é formada pela radiação proveniente de todas as demais direções que são decorrentes dos processos de espalhamento pelos gases e particulados presentes na atmosfera. Finalmente, a irradiância refletida corresponde à parcela da irradiância que foi refletida pelo solo ou por outros elementos que compõem o ambiente (ABNT, 2013).

A radiação solar também pode ser quantificada em termos de densidade superficial de energia [Wh/m^2], ou irradiação, correspondendo à integral da irradiância no tempo. É definida também como a energia radiante incidente em uma unidade de área e acumulada em uma unidade de tempo (PEREIRA *et al.*, 2017).

O conhecimento prévio da irradiância solar incidente numa determinada região do planeta permite estimar a quantidade de energia elétrica que pode ser convertida por um sistema fotovoltaico fixo instalado nesta região. Assim, esta análise prévia é essencial para o estudo da viabilidade financeira do investimento, bem como para estudos de eficiência do sistema implementado. Na Figura 5, obtida do Atlas Brasileiro de Energia Solar, pode-se observar a média anual do total diário da irradiação sobre um plano inclinado com ângulo de inclinação igual à latitude do local. Verifica-se que, no Brasil, as regiões Nordeste e Centro-Oeste se destacam pelo seu alto potencial de geração.

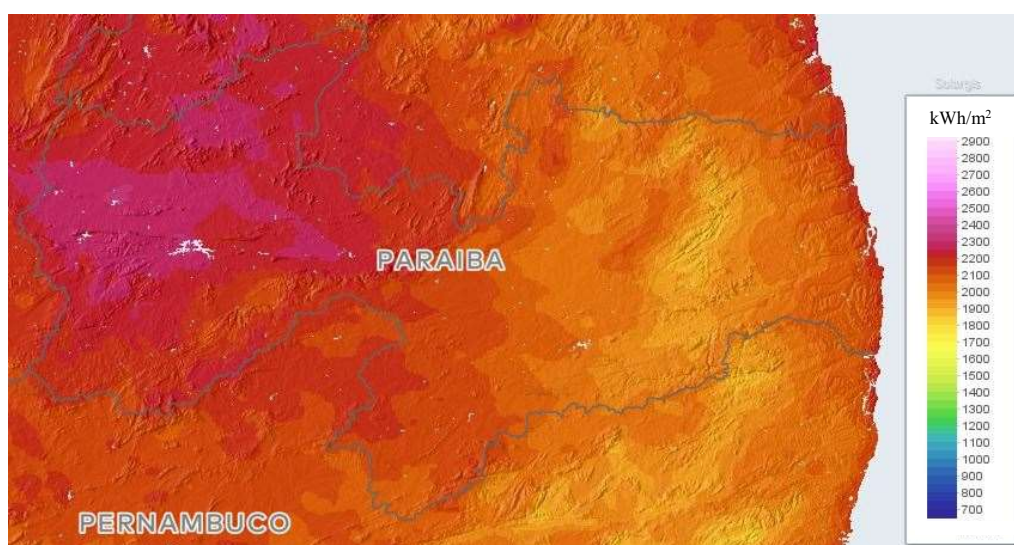
Na Figura 6, retirada do Atlas Solar Global, destaca-se o potencial do estado da Paraíba, região de estudo deste trabalho. No mapa é apresentado o total anual da irradiação sobre um plano inclinado com ângulo de inclinação igual à latitude do local, deste modo os valores representados são expressos em escala anual e não diário, como na Figura 5. Observa-se que o estado da Paraíba possui alto potencial para instalação de sistemas fotovoltaicos e que este potencial é crescente no sentido do interior do estado, à exceção das cidades litorâneas que apresentam índices de irradiação superiores à região central do estado.

Figura 5 - Total diário da irradiação no plano inclinado na latitude - Média Anual.



Fonte: PEREIRA *et al.*, 2017.

Figura 6 - Total anual da irradiação no plano inclinado na latitude - Média anual.



Fonte: SOLARGIS, 2018.

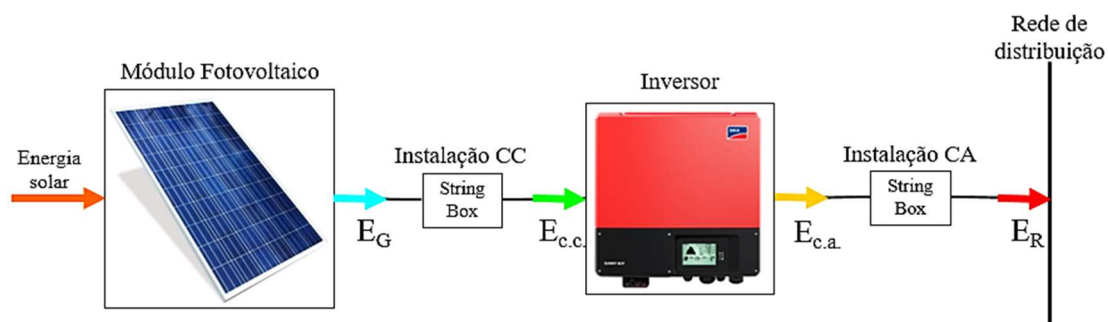
2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas de geração solar fotovoltaicos são classificados em dois grupos: sistemas isolados ou *Off-Grid* e sistemas conectados à rede ou *On-Grid*. Nos sistemas isolados não há conexão com a rede de distribuição das concessionárias e, normalmente, faz-se uso de bancos de baterias para armazenamento do excedente gerado. Para aumentar a confiabilidade, estes sistemas também podem fazer uso de geradores para evitar falta de energia quando da ocorrência de problemas com os módulos fotovoltaicos.

Os sistemas conectados à rede elétrica, foco deste trabalho, injetam o excedente da produção diretamente na rede de distribuição, não necessitando o emprego de baterias nem de controladores de carga. Devido a este acesso, estes sistemas devem obrigatoriamente satisfazer todos os critérios de qualidade de energia elétrica e segurança das instalações, definidas tanto nos módulos 3 e 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) como na norma de distribuição da distribuidora local, regulamentada no estado da Paraíba pela Norma de Distribuição Unificada (NDU) 013.

Na Figura 7 é apresentado um diagrama simplificado de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Neste diagrama E_G [Wh] é a energia elétrica em corrente contínua (CC) gerada pelos módulos fotovoltaicos, $E_{c.c.}$ [Wh] é a energia elétrica em CC disponível na entrada do inversor, $E_{c.a.}$ [Wh] é a energia em corrente alternada (CA) fornecida na saída do inversor e E_R [Wh] é a energia entregue no ponto de conexão com a rede de distribuição.

Figura 7 - Diagrama de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.



Fonte: AUTORIA PRÓPRIA, 2018.

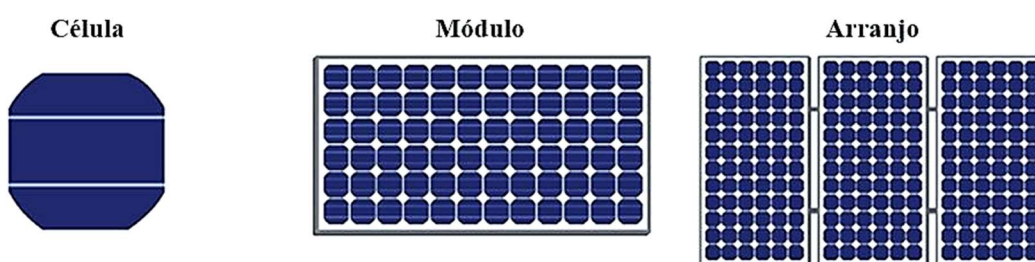
O correto dimensionamento de um sistema fotovoltaico e, conseqüentemente, a otimização do recurso solar disponível envolve o conhecimento da funcionalidade de cada componente. Nas subseções a seguir são apresentados os dois componentes

essenciais para a configuração de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica que, como mencionado anteriormente, são os sistemas alvo deste estudo.

2.2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Em qualquer instalação solar fotovoltaica o módulo fotovoltaico, formado por células capazes de converter a radiação solar incidente em energia elétrica, é o componente básico do sistema gerador. Por possuírem individualmente uma tensão muito baixa, máximo de 0,8 V, essas células são conectadas para produzirem tensão e corrente suficientes para a utilização prática de energia elétrica, formando os módulos fotovoltaicos que são vendidos comercialmente. Na Figura 8 pode-se observar as representações gráficas da célula, módulo e arranjo fotovoltaico, de acordo com a terminologia definida na NBR 10899 (ABNT, 2013).

Figura 8 - Célula, módulo e arranjo.



Fonte: FLÓRIDA SOLAR ENERGY CENTER, 2018.

A conversão de energia solar em energia elétrica só é possível devido ao efeito fotovoltaico. Observado inicialmente em 1839 pelo físico francês Edmond Becquerel, este efeito consiste no surgimento de uma diferença de potencial nos extremos de um semicondutor, quando da absorção de luz visível. De modo geral, o processo de conversão requer um material que, por meio da absorção de energia solar, eleve os elétrons a um estado mais elevado de energia, fluindo estes elétrons energizados para um circuito externo (MAYFIELD, 2010).

Em termos de aplicações terrestres, dentre os diversos semicondutores utilizados para a produção de células solares fotovoltaicas, o silício cristalino (c-Si) é o que mais se destaca. Com uma cota de mercado global de aproximadamente 90%, considerado a tecnologia fotovoltaica mais importante da atualidade, o c-Si se consolidou por sua extrema robustez e confiabilidade, podendo ser empregado na fabricação das células

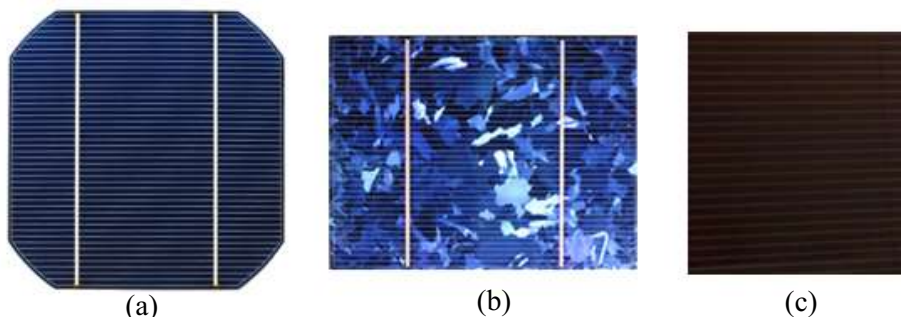
solares como silício monocristalino (m-Si) ou silício policristalino (p-Si) (BATTAGLIA; CUEVAS; WOLF, 2016).

O m-Si é obtido a partir de um banho de silício fundido de alta pureza em reatores sob atmosfera controlada e temperatura da ordem de 1400°C. O consumo energético intenso neste processo faz com que o tempo necessário para que o módulo gere energia equivalente à utilizada em sua fabricação seja superior a dois anos, dependendo dos níveis de radiação solar do local onde os módulos forem instalados. A grande vantagem da célula de m-Si é a sua eficiência, podendo chegar a 18% para os módulos comerciais (RÜTHER, 2004).

O p-Si, apesar de apresentar uma eficiência de conversão de até 16%, possui menor custo de produção, uma vez que a perfeição cristalina é menor que no caso do m-Si, tornando mais simples o seu processo de produção. Geralmente, os módulos produzidos a partir de ambas tecnologias possuem garantia de rendimento mínimo de até 25 anos (PINHO; GALDINO, 2014).

Outra variante das células solares são as fabricadas a partir de películas finas, em especial as que utilizam silício amorfo (a-Si) em sua composição. Utilizadas desde meados da década de 70, estas células apresentam uma resposta espectral mais voltada para a região azul do espectro eletromagnético, o que as torna bastante eficientes sob iluminação artificial. As células comerciais possuem eficiência máxima de 10%, porém detêm a vantagem de serem flexíveis, inquebráveis e leves, podendo ser empregadas em superfícies curvas, ampliando a versatilidade do mercado fotovoltaico. Outras células solares de películas finas também podem ser produzidas a partir de disseleneto de cobre e índio (CIS) e telureto de cádmio (CdTe) (RÜTHER, 2004). Na Figura 9 podem-se observar células solares de m-Si, p-Si e a-Si.

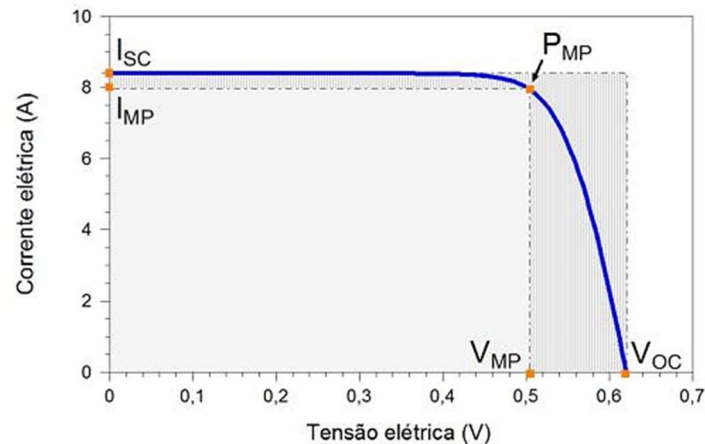
Figura 9 - Células solares de silício (a) monocristalino, (b) policristalino e (c) amorfo.



Fonte: VELLEMAN, 2018.

As características elétricas dos módulos fotovoltaicos são obtidas a partir da curva de corrente elétrica em função da diferença de potencial, também denominada de curva I-V, conforme pode-se observar na Figura 10.

Figura 10 - Curva I-V típica de uma célula fotovoltaica de Si de 156 mm x 156 mm.



Fonte: PINHO; GALDINO, 2018.

Os parâmetros elétricos que caracterizam as células ou módulos fotovoltaicos são explicados a seguir:

- Tensão de circuito aberto (V_{OC}): é máxima tensão [V] que uma célula fotovoltaica pode produzir e corresponde à tensão entre os terminais de uma célula quando não há circulação de corrente elétrica;
- Corrente de curto-circuito (I_{SC}): corresponde a máxima corrente [A] obtida e é medida na célula fotovoltaica quando a tensão elétrica em seus terminais é nula;
- Ponto de máxima potência (P_{MP}): potência máxima [Wp] ou de pico da célula fotovoltaica, Determinada pelo produto da tensão (V_{MP}) [V] e corrente (I_{MP}) [A], ambas no ponto de máxima potência;
- Fator de forma (FF): razão entre a máxima potência da célula e o produto da corrente de curto-circuito com a tensão de circuito aberto, isto é, corresponde à razão entre as áreas dos retângulos destacados na Figura 10.
- Eficiência: parâmetro que define a efetividade do processo de conversão de energia solar em energia elétrica, expressa em termos de potência (η'_G) conforme a Equação (1), correspondendo à eficiência instantânea [adimensional], ou em termos de energia (η_G), relacionada à eficiência média [adimensional], conforme a Equação (2) (ALMEIDA, 2012).

$$\eta'_G = \frac{P_{MP}}{A_G \cdot G_{TOT}}, \quad (1)$$

sendo A_G [m^2] é a área de geração da célula e G_{TOT} [W/m^2] é a irradiância solar total incidente.

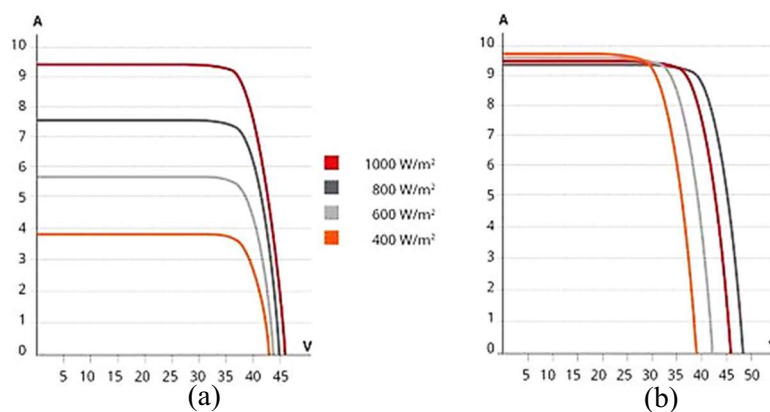
$$\eta_G = \frac{E_G}{A_G \cdot H_{TOT}}, \quad (2)$$

sendo H_{TOT} [Wh/m^2] é a irradiação solar incidente e E_G [Wh] é a energia elétrica gerada pela célula.

Segundo VILLALVA e GAZOLI (2012), a corrente elétrica fornecida por um módulo fotovoltaico depende diretamente da intensidade da radiação solar incidente sobre suas células. Com uma irradiância de $1000\text{W}/\text{m}^2$, o módulo é capaz de fornecer a corrente máxima especificada em seu catálogo, conforme pode-se observar na Figura 11 (a), obtida de um catálogo de fabricante. Para baixas irradiâncias, a corrente fornecida pelo módulo é muito pequena e sua capacidade de conversão é severamente reduzida.

Ainda de acordo com VILLALVA e GAZOLI (2012), o aumento da irradiância incidente e/ou da temperatura ambiente produz um aumento da temperatura de operação da célula que, conseqüentemente, reduz a sua eficiência, conforme pode-se observar na Figura 11 (b). Verifica-se que a perda em eficiência ocorre por meio da diminuição da tensão, de forma aproximadamente linear, que não é compensada pela pequena elevação de corrente, quando do aumento da temperatura de operação da célula.

Figura 11 - Influência da (a) irradiância e da (b) temperatura nas características elétricas dos dispositivos fotovoltaicos.



Fonte: CANADIAN SOLAR, 2018.

2.2.2 INVERSOR

Os módulos fotovoltaicos realizam a conversão de energia solar em energia elétrica na forma CC. Assim, torna-se necessário a utilização de um inversor, Figura 12, ou conversor CC-CA, para que se obtenha energia elétrica na forma de corrente alternada CA com as características necessárias para satisfazer as condições impostas pela rede elétrica de distribuição e possibilitar assim a interconexão à rede (RÜTHER, 2004).

Figura 12 - Inversor monofásico de 1,5 kW instalado na cidade de Campina Grande.



Fonte: AUTORIA PRÓPRIA, 2018.

O inversor é o componente responsável pela conexão do sistema fotovoltaico à rede de distribuição. Esta conexão pode se dar de maneira direta, como no caso de grandes centrais geradoras nas quais a energia gerada é injetada diretamente no sistema elétrico, ou via rede doméstica, onde a energia elétrica gerada é consumida pela própria edificação, sendo injetado na rede apenas o excedente.

Visando o cumprimento dos requisitos de operação e segurança, os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição só podem ser comercializados após ensaios que atestem o atendimento à NBR 16149 (Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição), NBR 16150 (Procedimento de Ensaio de Conformidade) e IEC 62116 (Procedimento de ensaio anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica) e 16274 (Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação) (GALDINO; ALMEIDA, 2015).

A compreensão da eficiência do inversor só é possível após o entendimento do seu princípio de funcionamento. O inversor é um equipamento eletrônico projetado para

realizar a conversão de energia elétrica na forma de corrente contínua em energia elétrica na forma de corrente alternada. Seu funcionamento é baseado na eletrônica de potência que, segundo RASHID (1999), pode ser definida como a aplicação da eletrônica de estado sólido para o controle e conversão da energia elétrica.

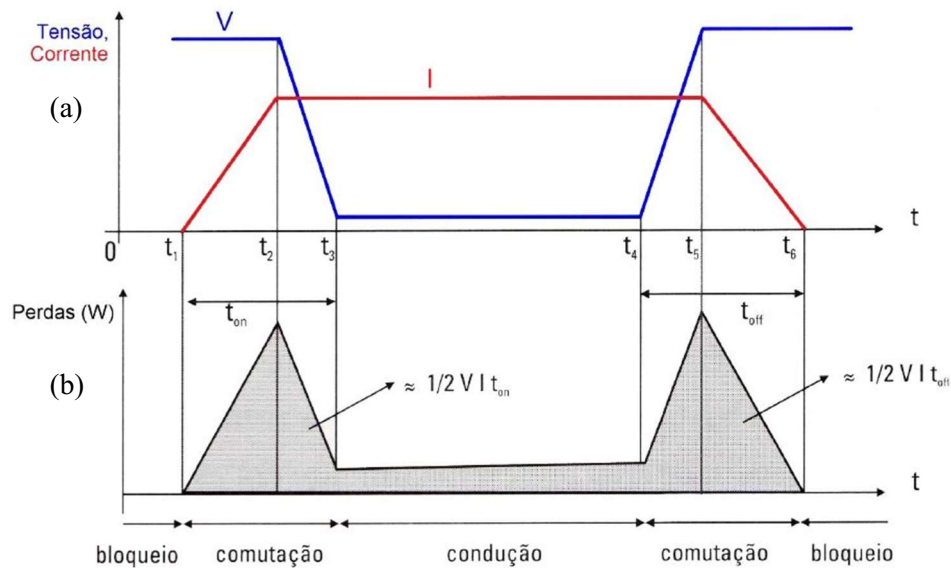
A saída de tensão CA é obtida por meio do chaveamento de uma entrada de tensão CC, de modo que a tensão de saída possua amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas a serem alimentadas (PINHO; GALDINHO, 2014). As formas de onda da tensão de saída de inversores ideais deveriam ser senoidais, entretanto, as formas de inversores práticos são não senoidais e contêm certos harmônicos. Com a disponibilidade de dispositivos semicondutores de potência de alta velocidade, o conteúdo destes harmônicos da tensão de saída pode ser minimizado significativamente pelas técnicas de chaveamento (RASHID, 1999).

Os inversores são construídos com o auxílio de dispositivos semicondutores de potência, que constituem chaves eletrônicas controláveis, podendo operar em estado de condução ou de bloqueio por meio de um sinal de controle. As perdas associadas ao estado de condução e durante a comutação são os principais fatores que determinam a eficiência do inversor. Tais perdas para um dispositivo semicondutor genérico podem ser observadas na Figura 13 (a) e são explicadas a seguir (PINHO; GALDINHO, 2014):

- Bloqueio: para os períodos $t < t_1$ e $t > t_6$, nos quais a chave está bloqueada e submetida a um determinado nível de tensão, a corrente de fuga é desprezível e, portanto, não há perdas no semicondutor;
- Comutação: no instante $t = t_1$ o dispositivo recebe o comando para entrar em condução, de modo que a corrente cresce até se estabilizar em seu valor máximo em $t = t_2$, instante este que a tensão começa a cair até atingir seu valor mínimo em $t = t_3$. Durante a comutação, ocorrem perdas resultantes da tensão e da corrente sobre o dispositivo. No instante $t = t_4$ a chave recebe o comando para entrar no estado de bloqueio, ocorrendo a sequência inversa dos eventos;
- Condução: no período de condução, $t_3 < t < t_4$ também ocorrem perdas, agora resultantes da tensão residual sobre a chave.

A energia total dissipada no semicondutor durante o ciclo descrito corresponde à área hachurada na Figura 13 (b).

Figura 13 - (a) Formas de onda de tensão (V) e corrente (I) sobre um dispositivo semiconductor em comutação e condução. (b) Potência dissipada em um dispositivo semiconductor em comutação e condução.



Fonte: PINHO; GALDINO, 2014.

Uma vez compreendida a principal origem das perdas no processo de conversão CC-CA, pode-se definir a eficiência instantânea do inversor (η'_I) [adimensional] por meio da relação entre a sua potência de saída ($P_{c.a.}$) e a potência de entrada ($P_{c.c.}$) entregue pelos módulos fotovoltaicos (VILLALVA; GAZOLI, 2012), calculada conforme a Equação (3).

$$\eta'_I = \frac{P_{c.a.}}{P_{c.c.}} \quad (3)$$

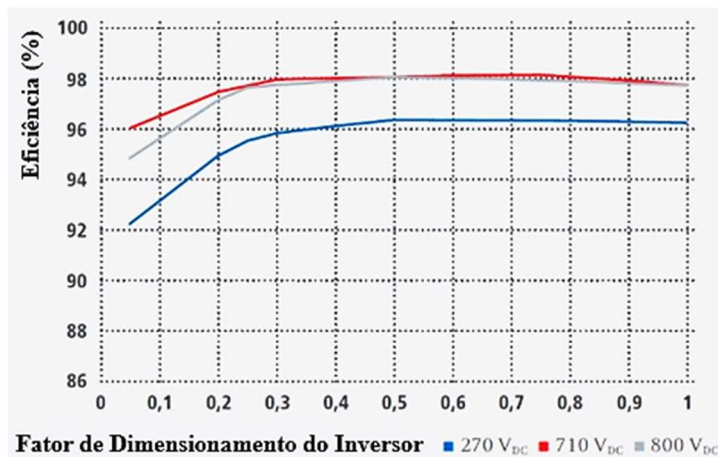
Assim como para as células fotovoltaicas, a eficiência do inversor também pode ser expressa em termos de energia, conforme Equação (4), relacionado a energia em CA ($E_{c.a.}$) fornecida na saída do inversor e a energia em CC ($E_{c.c.}$) entregue pelos módulos (ALMEIDA, 2012).

$$\eta_I = \frac{E_{c.a.}}{E_{c.c.}} \quad (4)$$

Pode-se observar, na Figura 14, as curvas de eficiência instantânea de um inversor comercializado para aplicação em sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição. Nota-se que a curva de eficiência é exclusiva para a tensão CC de entrada e que, para uma mesma curva, a eficiência depende da razão entre a potência de saída e a

potência nominal do inversor, denominada de Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) ou carregamento.

Figura 14 - Curva de eficiência típica de um inversor CC-CA empregado em sistemas fotovoltaicos.



Fonte: FRONIUS, 2018.

Tanto a tensão CC de entrada do inversor como a razão entre a potência entregue à carga CA e a potência nominal do equipamento, definida durante o dimensionamento do projeto, são importantes para a eficiência do sistema fotovoltaico como um todo. Justifica-se essa afirmação pois, segundo RÜTHER (2004), um diferencial de 1% na eficiência do inversor pode resultar em 10% a mais em energia gerada ao longo de um ano.

2.3 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Segundo HORDERSKI (2004), o termo eficiência descreve a capacidade de equipamentos que operam em ciclos ou processos produzirem os resultados esperados. No campo da física, este conceito limita-se aos processos em que há conversão de energia nos quais as formas inicial e final são visíveis ou perceptíveis. Já para a Agência Internacional de Energia (IEA - *International Energy Agency*, 2007), a eficiência energética é a obtenção de serviços energéticos, como produção, transporte e calor, por unidade de energia utilizada, como gás natural, carvão ou eletricidade.

Adota-se neste trabalho a definição geral, que resume ambos os conceitos anteriores, empregada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em sua Nota Técnica

14/10, que trata da avaliação da eficiência energética na indústria e nas residências no horizonte decenal (2010-2019), segundo a qual:

Eficiência energética é a relação entre a quantidade de energia final utilizada e de um bem produzido ou serviço realizado.

Dentro do conceito apresentado, eficiência associa-se à quantidade efetiva de energia utilizada e não à quantidade mínima teoricamente necessária para realização de um serviço, conceito que, ainda segundo a EPE (2010), se aproxima do potencial de eficiência. Ressalta-se que este conceito é aplicável não só à manufatura, em que há um bem físico cujo conteúdo energético é delimitável, mas também para serviços, nos quais o conteúdo energético pode ser claramente não definido, apesar de que neste caso seja mais pertinente considerar a energia requerida na prestação do serviço.

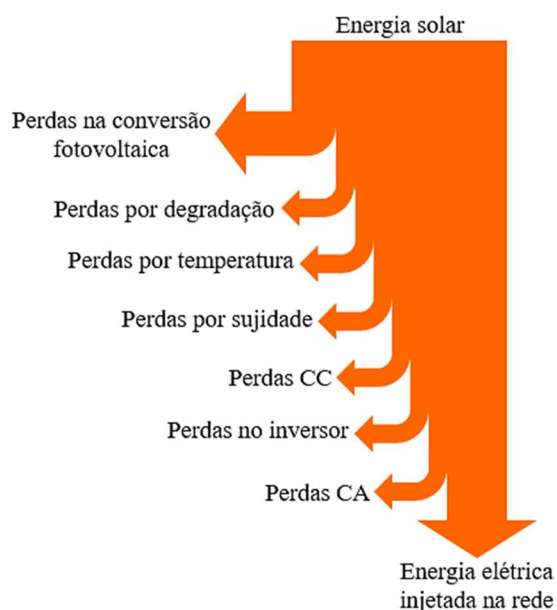
No âmbito dos sistemas fotovoltaicos, o bem produzido é a própria energia elétrica, convertida a partir da energia solar incidente. Quando a medição da energia elétrica se dá na saída dos módulos fotovoltaicos, o termo eficiência energética refere-se à capacidade de conversão destes módulos. Analogamente, ao empregar o mesmo conceito para o inversor, a energia elétrica continua sendo o bem produzido, agora na forma de CA, enquanto que a energia utilizada para isto corresponde agora à energia elétrica de saída dos módulos fotovoltaicos, na forma de CC. Neste caso, trata-se da eficiência de conversão CC-CA do inversor. Deste modo, a eficiência energética de todo o sistema fotovoltaico instalado pode ser entendida como a relação entre a energia elétrica CA fornecida no ponto de conexão com a rede e a energia solar incidente nos módulos.

2.4 PERDAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

De acordo com VIANA *et al.* (2012), promover a eficiência energética é utilizar o conhecimento no campo energético de forma aplicada, por meio do emprego dos conceitos da engenharia, da economia e da administração aos sistemas energéticos. Neste sentido, estudos de eficiência energética em sistemas de geração solar fotovoltaica só são possíveis mediante conhecimento da disponibilidade do recurso solar e dos componentes do sistema gerador, conforme apresentado nas subseções anteriores, além da compreensão dos fatores que afetam a eficiência de cada um destes componentes e, conseqüentemente, o sistema como um todo.

Visto que eficiência energética também pode ser entendida como a ação conjunta da redução de perdas e da eliminação de desperdícios (CRISOSTOMO, 2018), a compreensão da origem dessas perdas em sistemas fotovoltaicos, da geração ao ponto de conexão com a rede, é fundamental para o desenvolvimento de sistemas mais eficientes. Na Figura 15 pode-se visualizar o diagrama de Sankey para um sistema fotovoltaico genérico, neste diagrama estão relacionadas as principais fontes de perdas nestes sistemas, conforme explicado a seguir.

Figura 15 - Diagrama de Sankey para um sistema fotovoltaico genérico.



Fonte: AUTORIA PRÓPRIA, 2018.

2.4.1 EFEITO DO AUMENTO DA TEMPERATURA

Conforme descrito anteriormente, o aumento da temperatura de operação das células fotovoltaicas implica em uma redução da tensão e aumento, praticamente insignificante, da corrente gerada. Este efeito é normalmente mais acentuado no verão e, normalmente, agravado em sistemas integrados à edificação, nos quais há redução na ventilação. O coeficiente que relaciona a redução de potência com o aumento da temperatura é definido por cada fabricante, porém como regra geral a potência de geração dos módulos fotovoltaicos sofre redução entre 0,3% e 0,4% a cada aumento de 1°C na temperatura (AYOMPE *et al.*, 2010).

2.4.2 POSICIONAMENTO

Outra fonte de perdas também já descrita está relacionada com o posicionamento dos módulos solares, visto que o posicionamento correto reduz a quantidade de irradiação sobre os módulos, diminuindo a quantidade de energia solar disponível para conversão.

A razão entre a radiação direta e a radiação difusa locais, assim como a fração do albedo característico do ambiente que circunda a instalação, são parâmetros que impactam no rendimento do sistema gerador. Como regra geral, a inclinação com relação à horizontal para a máxima incidência solar em regime anual corresponde à latitude local, enquanto que a orientação ideal é a de uma superfície voltada para o norte geográfico para instalações no hemisfério sul e sul geográfico para instalações no hemisfério norte (RÜTHER, 2004).

2.4.3 SOMBREAMENTO PARCIAL

Como já descrito, os módulos fotovoltaicos estão sujeitos a sombreamento, que podem ser causados tanto por fontes previsíveis, como árvores e construções, assim como imprevisíveis, como folhas caídas. Este fenômeno é mais comum no início do dia ou no final da tarde, pois a baixa altura solar facilita que construções próximas ao sistema o sombreiem. As perdas relacionadas ao sombreamento ocorrem, pois, células fotovoltaicas sombreadas limitam a corrente gerada e tendem a se transformarem em cargas, nas quais ocorre dissipação de potência na forma de calor, ocasionando perdas e pontos quentes (ALMEIDA, 2012).

2.4.4 ACÚMULO DE PARTÍCULAS

Essa fonte de perdas está relacionada com o sombreamento pois, o acúmulo de partículas sobre a superfície dos módulos reduz a quantidade de irradiação disponível. Este efeito, que geralmente ocorre de maneira homogênea, tende a ser menos agressivo do que o sombreamento parcial, sendo mais comum nos grandes centros urbanos, devido à poluição. De acordo com KIMBER *et al.* (2006), as perdas relacionadas ao acúmulo de partículas podem variar de 2% a 25%.

O acúmulo de resíduos, ao longo do tempo, como os provenientes de dejetos de aves, pode ocasionar manchas nas placas solares e eventuais corrosões nos painéis, reduzindo a vida útil desses dispositivos de captação da radiação solar.

2.4.5 DEGRADAÇÃO DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Com a degradação das células fotovoltaicas são geradas perdas inevitáveis, pois com o passar do tempo estas células se desgastam, reduzindo a potência dos módulos. De acordo com PINHO e GALDINO (2014), essa redução de potência varia entre 0,5% e 1,0% ao ano para módulos fotovoltaicos de c-Si.

2.4.6 DESCASAMENTO DE PARÂMETROS

As perdas por descasamento de parâmetros ocorrem devido à dispersão das características elétricas dos módulos dentro da faixa de tolerância dos fabricantes ou por efeito da degradação e da iluminação desigual sobre os mesmos. Esta dispersão origina-se das diferenças das próprias células pois diferentes células podem ter parâmetros característicos diferentes, mesmo provenientes de uma mesma linha de produção. Segundo ALMEIDA (2012), este tipo de perda agrava-se com o tempo, devido à degradação.

2.4.7 EFICIÊNCIA DO INVERSOR

Conforme apresentado, a eficiência do inversor está relacionada ao FDI, de modo que inversores considerados eficientes podem apresentar baixo rendimento quando operam com frações reduzidas da sua potência nominal. Logo, em dias com pouca disponibilidade de recurso solar, a potência em CC fornecida pelos módulos é reduzida, fazendo com que o inversor opere na faixa de baixo rendimento. Assim, qualquer um dos efeitos incidentes sobre os módulos afeta a potência entregue ao inversor e por sua vez a sua eficiência.

2.4.8 LIMITAÇÃO DE POTÊNCIA DO INVERSOR

As perdas por limitação de potência do inversor também estão relacionadas ao FDI. Os inversores podem operar com a capacidade de geração dos módulos superior à sua potência nominal, diminuindo as perdas relativas à baixa irradiância. Ou seja, uma maior capacidade instalada dos módulos aumenta a potência fornecida ao inversor, conseqüentemente o FDI, fazendo com que o inversor opere em uma região de maior eficiência caso a capacidade instalada fosse menor, para uma mesma irradiância. Todavia, em condições de elevada irradiância o inversor limita a potência de entrada, impedindo o aproveitamento de toda a energia que os módulos poderiam fornecer. Portanto, deve-se encontrar o balanço adequado entre a perda por limitação e o ganho de produtividade (ALMEIDA, 2012).

2.4.9 INSTALAÇÕES ELÉTRICAS

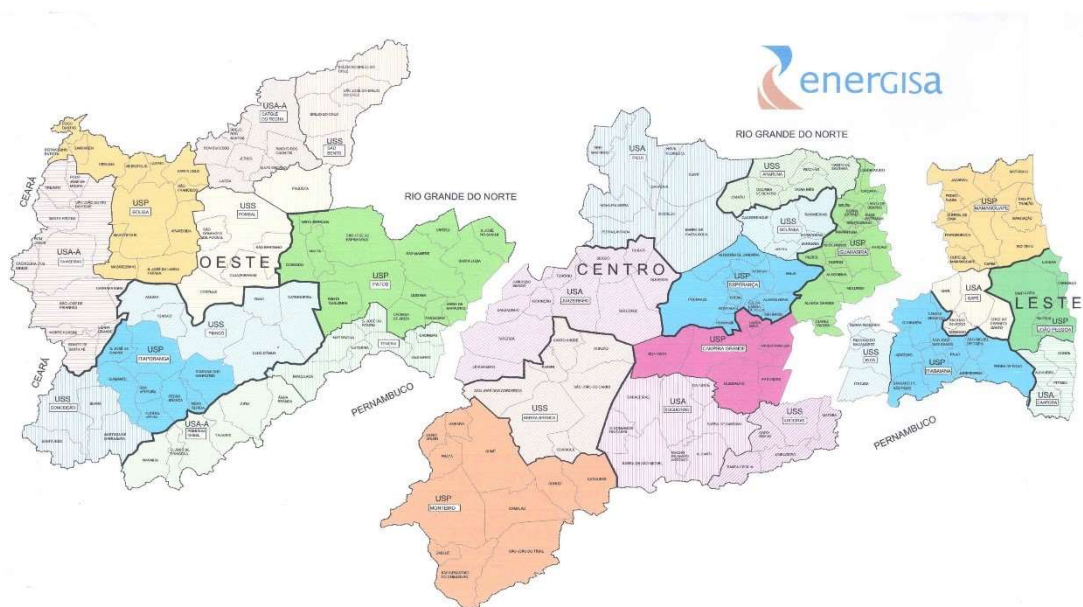
As perdas nas instalações elétricas podem ser divididas em perdas na instalação em CC e perdas na instalação em CA. Geralmente, os trajetos da instalação em CC são mais longos e possuem mais conexões, chaves e dispositivos de proteção, tornando as perdas por efeito Joule mais significativas do que na instalação elétrica em CA. Para a redução destas perdas deve-se fazer o correto dimensionamento dos condutores (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

3 MÉTODO ADOTADO

Neste Capítulo apresenta-se a metodologia adotada para tratamento dos dados fornecidos pelas distribuidoras de energia elétrica, EPB e EBO, atuantes no estado da Paraíba. Estes dados, necessários à realização deste estudo, foram coletados durante os meses de julho e agosto de 2018 e contemplam, dentre outras informações, a cidade de instalação do sistema e a data de conexão à rede, a potência nominal instalada e as leituras dos medidores bidirecionais, relativas tanto à energia consumida da distribuidora como ao excedente da geração, injetado na rede de distribuição.

Devido à disposição geográfica do estado, faz-se necessário que o mesmo seja dividido em três regionais: Leste, Centro e Oeste, conforme pode-se observar na Figura 16. A regional Leste abrange toda a região próxima do litoral, a regional Centro compreende o Agreste e o Cariri, enquanto a regional Oeste contempla basicamente o Sertão.

Figura 16 - Regionais do estado da Paraíba.



Fonte: APRESENTAÇÃO REGIONAL ENERGISA, 2017.

Devido à disponibilidade dos dados fornecidos pelas distribuidoras, ressalta-se que neste estudo foram considerados apenas sistemas fotovoltaicos distribuídos. Assim, as informações coletadas foram organizadas e processadas com vistas à elaboração do

cenário, até julho de 2018, da geração solar distribuída na Paraíba, conforme apresentado no Capítulo 6. Para a construção deste cenário foram considerados todos sistemas distribuídos conectados à rede de distribuição até julho de 2018.

Posteriormente, para análise do desempenho foram considerados apenas os sistemas conectados à rede de distribuição até julho de 2017. Este critério é justificado para que se disponha de dados das unidades geradoras referentes a um período anual, de julho de 2017 a julho de 2018, contemplando um ciclo completo da trajetória solar. Além disso, como a demanda energética de uma unidade consumidora possui dependência com relação ao mês, a obtenção de uma média confiável para o consumo deve contemplar um período de doze meses.

Em conformidade com o descrito na seção 2.4, o desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de distribuição é sensível a diversos fatores relacionados às particularidades dos componentes, à configuração adotada, às condições meteorológicas, à correta instalação e manutenção do sistema e às condições da própria rede elétrica. Estas perdas contribuem para a redução da eficiência dos componentes do sistema, afetam diretamente a produção de energia e, conseqüentemente, os parâmetros de desempenho.

Devido à heterogeneidade dos sistemas fotovoltaicos, que se diversificam tanto pelas especificações técnicas dos componentes como pelas condições meteorológicas locais, faz-se necessário a existência de métricas que permitam comparar sistemas independentemente de sua configuração, tecnologia e localização geográfica.

Ressalta-se que a interpretação adequada desses parâmetros, definidos na IEC 61724 (1998), permite a realização de um diagnóstico do sistema, contribuindo para a detecção de problemas operacionais, além de permitir a validação de modelos para estimativas de desempenho durante a fase de projeto (ALMEIDA, 2012).

A produtividade de referência representa (Y_R) [h] representa a quantidade de irradiação total no plano dos módulos fotovoltaicos por unidade de irradiância de referência. Este parâmetro também é denominado de horas de sol pleno e é dado pela Equação (5) (IEC, 1998).

$$Y_R = \frac{H_{TOT}}{G_{STC}}, \quad (5)$$

sendo G_{STC} [W/m^2] corresponde à irradiância nas condições padrões de ensaio, definida como $1000W/m^2$ a $25^\circ C$.

A produtividade final (Y_F) [Wh/Wp] é definida como a relação entre a quantidade de energia em CA, fornecida na saída do inversor, por unidade de potência nominal dos módulos e calculada conforme a Equação (6). Este parâmetro pode ser entendido também como o número de horas equivalentes que os módulos deveriam operar com sua potência nominal para produzir uma quantidade de energia igual a E_R (IEC, 1998).

$$Y_F = \frac{E_R}{P_{NG}}, \quad (6)$$

sendo E_R [W] é a energia fornecida no ponto de conexão do sistema com a rede e P_{NG} [Wp] corresponde à potência nominal dos módulos.

A produtividade final permite a comparação de sistemas fotovoltaicos de diferentes capacidades instaladas, pois normaliza a produção de energia em relação à potência nominal dos módulos. De acordo com JAHN e NASSE (2003), este parâmetro possui forte dependência do tipo de montagem, da inclinação e orientação dos módulos, além da disponibilidade do recurso solar. Porém, apresenta pequena variação anual e é característica de uma determinada região geográfica.

Na Tabela 2 estão relacionadas as produtividades finais médias mensais para diferentes regiões brasileiras. Estas médias permitem avaliar o desempenho de um sistema fotovoltaico, uma vez que valores muito abaixo da média podem indicar problemas ou falhas de projeto, assim como valores elevados indicam um sistema bem dimensionado e conectado à uma rede elétrica de qualidade (ALMEIDA, 2012).

Tabela 2 - Produtividade final média para diferentes regiões brasileiras.

Região	Y_F (kWh/kWp)
Centro-Oeste	1460
Nordeste	1580
Norte	1500
Sudeste	1300
Sul	1250

Fonte: QUAGLIA, 2010.

O desempenho global (PR), ou fator de qualidade, é uma medida da qualidade de um sistema fotovoltaico independentemente da localização e da capacidade instalada, pois normaliza a produtividade em relação à irradiação. Este parâmetro, expresso em

porcentagem e calculado conforme a Equação (7), descreve a relação entre os resultados energéticos reais e teóricos do sistema em estudo. Assim, representa a proporção de energia elétrica em CA após a dedução de todas as perdas de energia (IEC, 1998).

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R}. \quad (7)$$

Conforme descrito no Capítulo 4, o cálculo dos parâmetros de desempenho envolve, dentre outras variáveis, o conhecimento da irradiação solar total (H_{TOT}) incidente no local da instalação, da potência nominal do sistema (P_{NG}) e da energia entregue à rede de distribuição (E_R).

A irradiação solar total (H_{TOT}) no local de instalação do sistema pode ser obtida por meio do banco de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar, produzido pelo Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Na Tabela 3 pode-se observar os valores de irradiação solar média anual no plano inclinado para as cidades da Paraíba que concentram a maior parte dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Tabela 3 - Irradiação solar média anual para algumas cidades do estado da Paraíba.

Cidade	Irradiação média anual (kWh/m²)
Campina Grande	2050
João Pessoa	2150
Patos	2250
Sousa	2250

Fonte: PEREIRA *et al.*, 2017.

O medidor bidirecional, instalado na unidade geradora, contabiliza apenas o excedente injetado na rede, assim, a determinação correta de E_R depende também do autoconsumo, que representa o consumo da unidade geradora durante o período de geração. Esta atenção é necessária uma vez que se considerado que o valor registrado pelo medidor corresponde à E_R , os sistemas das unidades geradoras que possuem elevado autoconsumo apresentarão desempenho inferior ao seu desempenho real.

Do ponto de vista das distribuidoras, a redução percebida no consumo, entre o consumo médio anual antes da instalação do sistema fotovoltaico e o consumo médio anual depois da instalação, corresponde justamente à parcela de energia que a

distribuidora deixou de fornecer devido à geração distribuída. Assim, pode-se estimar o autoconsumo médio anual por meio desta diferença, conforme Equação (8).

$$E_{autoconsumo} = E_{C0} - E_{C1}, \quad (8)$$

sendo E_{C0} [Wh] representa o consumo médio anual registrado antes da instalação do sistema gerador e E_{C1} [Wh] corresponde ao consumo médio anual registrado depois da instalação do sistema.

A energia elétrica em CA entregue pelo sistema no ponto de conexão pode então ser calculada conforme a Equação (9).

$$E_R = E_{inj} + E_{autoconsumo}, \quad (9)$$

sendo E_{inj} [Wh] corresponde ao excedente de energia elétrica injetado na rede de distribuição registrado pelo medidor e $E_{autoconsumo}$ [Wh] é a parcela da energia em CA fornecida pelo sistema relativa ao autoconsumo.

O cenário elaborado é descrito no Capítulo 4, enquanto que os resultados do estudo de desempenho são apresentados no Capítulo 5.

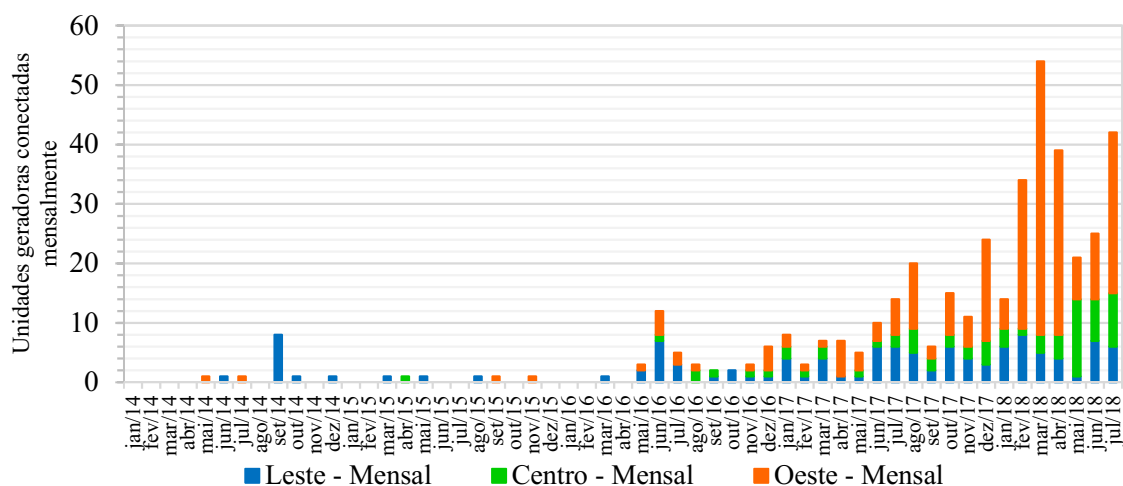
4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA SOLAR

FOTOVOLTAICA NO ESTADO DA PARAÍBA

Nesta seção descreve-se o panorama atual da geração distribuída de energia solar fotovoltaica no estado da Paraíba para sistemas conectados à rede elétrica de distribuição, construído a partir de dados fornecidos pelas distribuidoras atuantes neste estado.

O primeiro sistema fotovoltaico distribuído do estado foi colocado em operação em maio de 2014 na cidade de Patos, regional Oeste. Desde então, é possível perceber na Figura 17 um crescimento no número de unidades geradoras conectadas mensalmente à rede. Verifica-se que a regional Oeste é a que possui maior parcela neste crescimento, seguida pela regional Leste e pela regional Centro. Esta compreende sistemas conectados tanto à EBO como EPB que estejam situados na área geográfica definida como Centro.

Figura 17 - Gráfico do número de unidades geradoras, por regional, conectadas mensalmente na Paraíba.

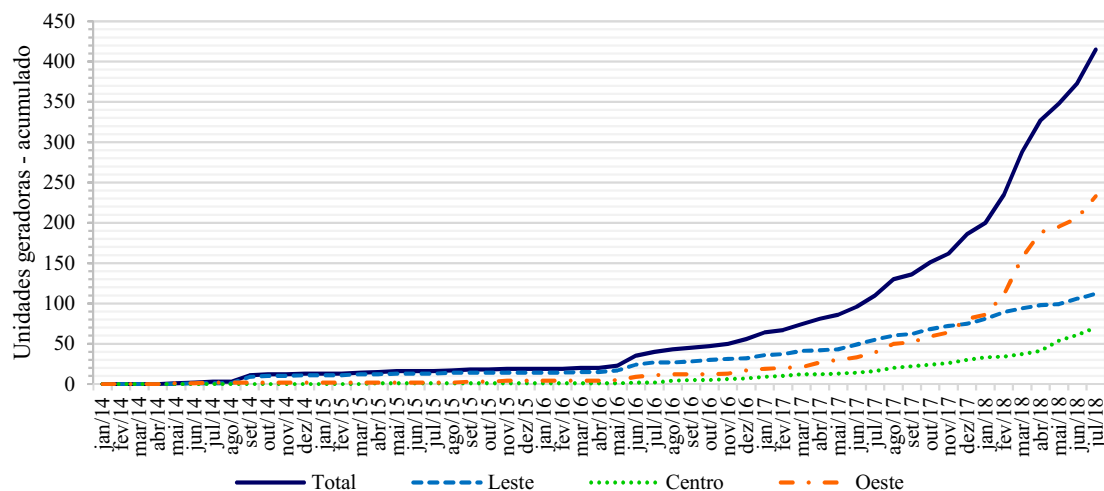


Fonte: AUTORIA PRÓPRIA, 2018.

Na Figura 18 apresenta-se o acumulado do número de unidades geradoras em operação. Nota-se que estas unidades se concentravam predominantemente na Regional Leste no período de agosto de 2014 a maio de 2016, quando a regional Oeste passou a ter um ritmo de crescimento mais acelerado do que o das outras regionais. Se comparados os meses de julho de 2018 a julho de 2017, verifica-se um aumento de, aproximadamente, 277% do número de unidades geradoras em operação. Para este mesmo período, as

regionais Leste, Centro e Oeste tiveram respectivamente um crescimento de 104%, 281% e 497% ao ano.

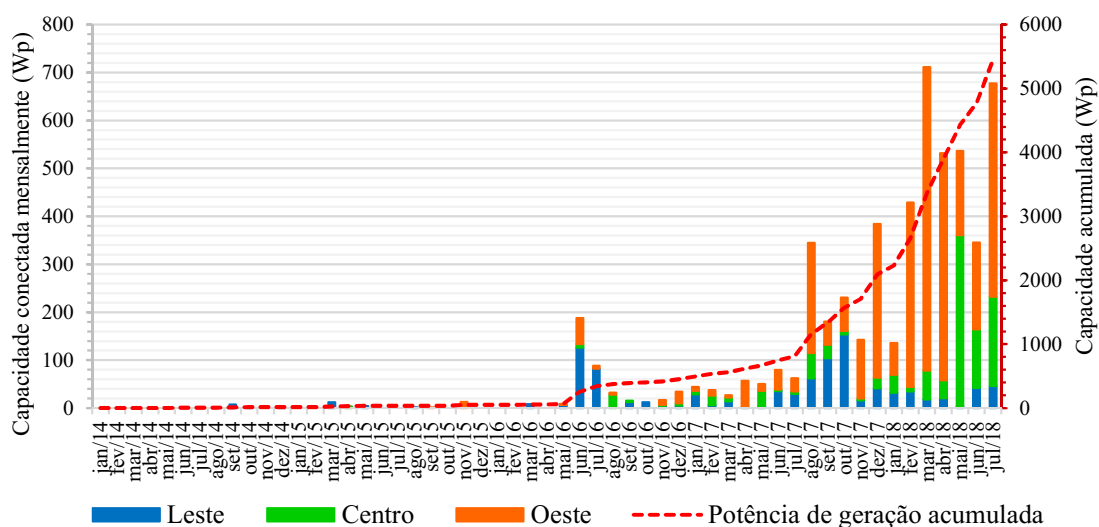
Figura 18 - Gráfico do crescimento do número de unidades geradoras conectadas na Paraíba.



Fonte: AUTORIA PRÓPRIA, 2018.

A mesma análise é feita para a capacidade instalada de geração, conforme pode-se observar na Figura 19. Novamente, a regional Oeste apresenta a maior parcela do crescimento mensal da potência de geração colocada em operação. Nota-se, também, que o crescimento da capacidade acumulada só começou a se tornar expressivo entre maio e junho de 2016, sofrendo nova atenuação por quase um ano até retomar seu crescimento acentuado em abril de 2017. De julho de 2017 a julho de 2018, a capacidade total cresceu de 811 Wp para 5,45 kWp, o equivalente a um aumento de 572%.

Figura 19 - Gráfico da capacidade de geração (Wp) conectada mensalmente acumulada.

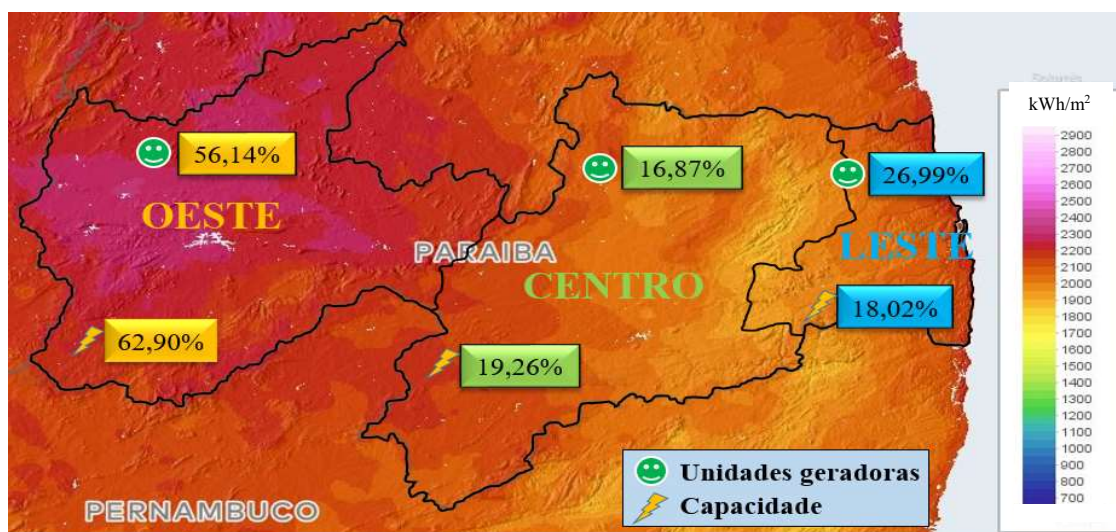


Fonte: AUTORIA PRÓPRIA, 2018.

Até julho de 2018 a Paraíba possuía 415 unidades distribuídas de geração solar fotovoltaica, com uma capacidade instalada total de 5,45 kWp e distribuídas nas três regionais do estado conforme Figura 20. Observa-se que a regional Oeste detém mais da metade das unidades geradoras instaladas em todo o estado. Essa concentração é ainda maior com relação à capacidade de geração, indicando que esta região cresce não apenas mais rapidamente em número de sistemas em operação, mas também em projetos com maior capacidade instalada.

A regionais Centro e Leste encontram-se em segundo e terceiro lugar em termos de unidades geradoras, com 16,87% e 26,99%, respectivamente. Com relação à capacidade instalada, essas posições invertem-se uma vez que a regional Centro possui 19,26% da capacidade no estado contra 18,02% da regional Leste. Destaca-se que a distribuição da capacidade de geração distribuída de energia solar fotovoltaica na Paraíba acompanha o crescimento dos índices de irradiação solar neste estado, conforme observa-se na Figura 20.

Figura 20 - Distribuição das unidades geradoras e da capacidade instalada no estado da Paraíba.

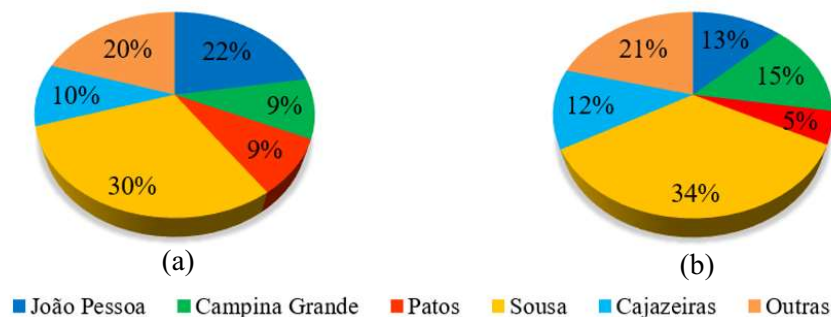


Fonte: ADAPTADO DE SOLARGIS, 2018.

Com o intuito de analisar a distribuição por cidade, foram construídos os gráficos apresentados na Figura 21. No gráfico da Figura 21 (a), que se refere à disposição dos sistemas em operação, percebe-se que a cidade de Sousa, localizada na regional Oeste, concentra quase um terço de todas as unidades geradoras do estado. Enquanto que a capital, João Pessoa, possui 22% destas instalações. Nota-se, também, que 80% destas unidades estão concentradas em cinco municípios, em um estado com um total de 223. Dentre estas cinco cidades, três estão na regional Oeste.

No gráfico da Figura 21 (b), que aborda a disposição da capacidade instalada, percebe-se que a cidade de Sousa expande a sua participação para 34% e Campina Grande passa de 9% para 15%, enquanto Patos diminui de 9% para 5%. A exemplo do observado anteriormente, os cinco municípios destacados no gráfico compartilham 79% da capacidade de geração de todo o estado.

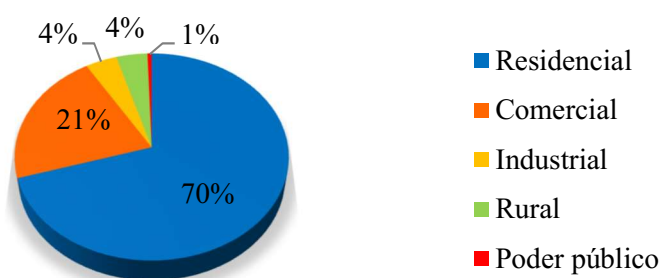
Figura 21 - (a) Distribuição das unidades geradoras e (b) distribuição da capacidade instalada por cidade.



Fonte: AUTORIA PRÓPRIA, 2018.

Visando a complementação do cenário elaborado, analisou-se também a disposição dos sistemas distribuídos atualmente em operação de acordo com a classe de consumo. Esta distribuição é apresentada graficamente na Figura 22, na qual percebe-se que a classe residencial é responsável por 70% dos sistemas operantes. Em seguida, tem-se o setor comercial com uma participação de 21%, além dos setores industrial e rural, cada um com 4% das unidades geradoras. Finalmente, o poder público é proprietário de apenas 1% dos sistemas fotovoltaicos distribuídos do estado.

Figura 22 - Distribuição das unidades geradoras por classe de consumo.



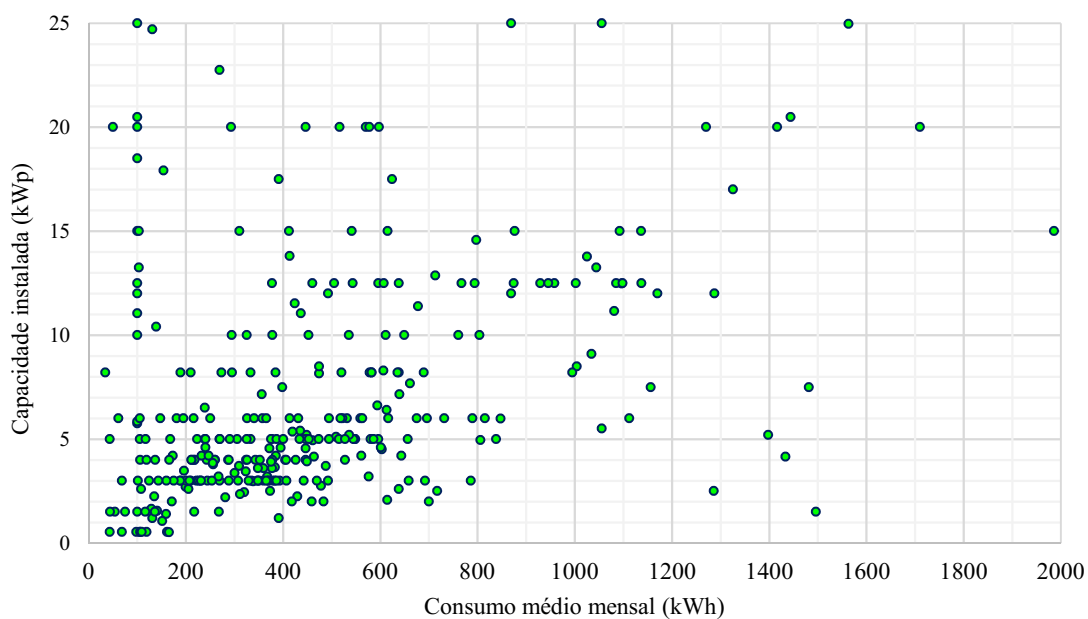
Fonte: AUTORIA PRÓPRIA, 2018.

A ANEEL classifica os sistemas geradores distribuídos em microgeração e minigeração. De acordo com a resolução normativa 687, de 24 de novembro de 2015 (ANEEL, 2015), o primeiro grupo engloba todas as centrais geradoras com potência

instalada menor ou igual a 75 kW, enquanto que a segunda classificação compreende as unidades de geração com potência superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW. No estado da Paraíba, 98,79% das instalações se enquadram na categoria de microgeração, enquanto que apenas 1,21% são consideradas unidades de minigeração.

Com o propósito de esboçar a relação entre a capacidade instalada e o consumo energético dos clientes optantes por sistemas de geração fotovoltaica, construiu-se o gráfico apresentado na Figura 23. Trata-se de um diagrama de dispersão cuja proposta é compreender como os sistemas fotovoltaicos em operação na Paraíba estão dimensionados para atendimento da demanda energética das unidades onde estão instalados. Neste gráfico, que relaciona a capacidade instalada e o consumo médio mensal, percebe-se uma maior concentração de sistemas de até 5 kWp dimensionados para atendimento de um consumo médio de até 600 kWh por mês, correspondendo à 42% de todos os sistemas operantes do estado.

Figura 23 - Gráfico da capacidade instalada (kWp) em função do consumo médio mensal (kWh).

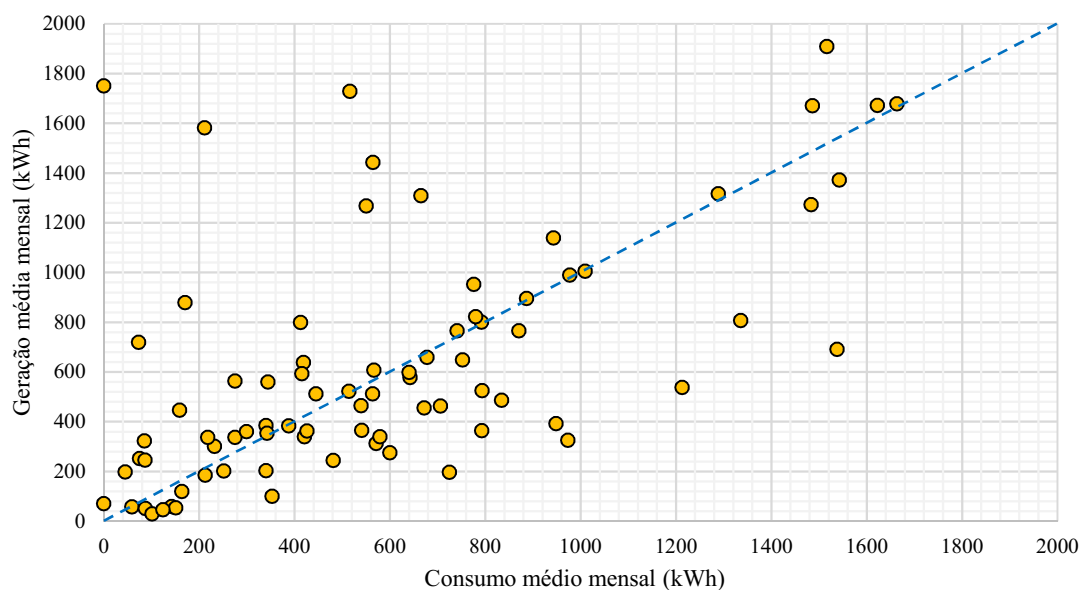


Fonte: AUTORIA PRÓPRIA, 2018.

5 DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DISTRIBUÍDOS EM OPERAÇÃO NA PARAÍBA

O estudo de qualificação de sistemas fotovoltaicos distribuídos com base em sua eficiência energética deve, essencialmente, englobar a energia elétrica gerada e a capacidade de geração instalada. Assim, no gráfico da Figura 24 estão relacionados a geração média mensal e o consumo médio mensal de cada unidade geradora. Esta análise permite compreender se os sistemas geradores estão sendo capazes de suprir toda a carga das instalações onde operam, assim como inferir informações sobre a dependência destas unidades geradoras em relação ao fornecimento de energia elétrica da distribuidora.

Figura 24 - Gráfico da geração média mensal (kWh) em termos de consumo médio mensal (kWh).



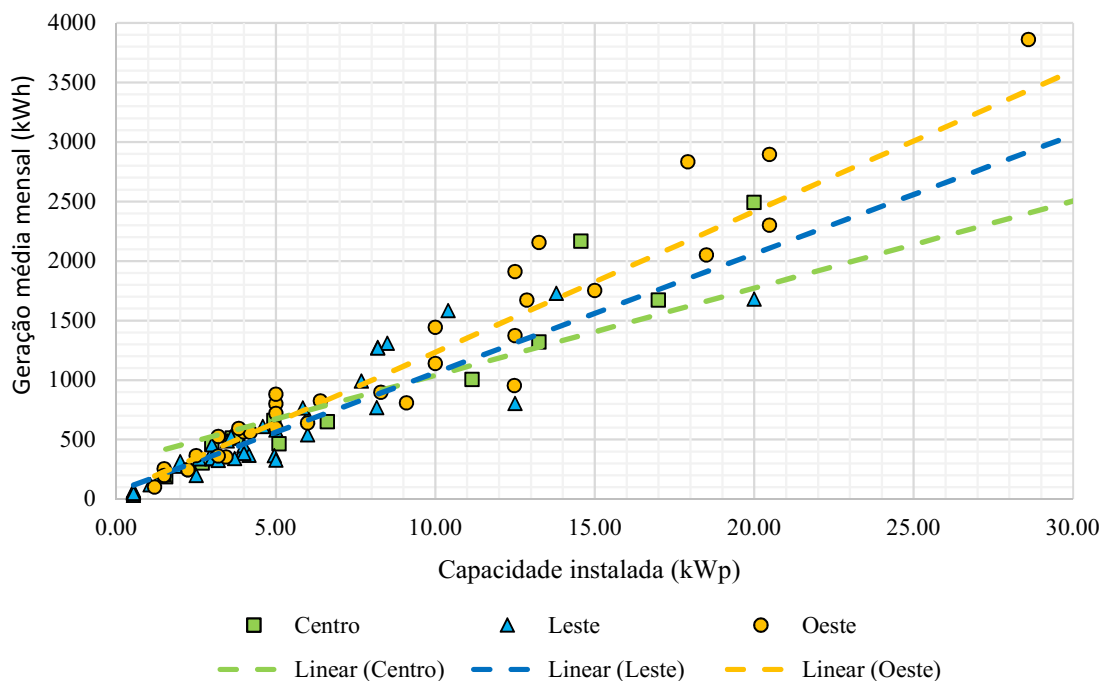
Fonte: AUTORIA PRÓPRIA, 2018.

A reta tracejada em azul divide o gráfico, em duas áreas. Abaixo da reta se concentram todos os sistemas cuja geração média mensal é inferior à demanda de sua unidade consumidora, sendo necessário a aquisição de energia elétrica fornecida pela distribuidora para suprimento do seu consumo médio mensal. Na região acima da reta, encontram-se os sistemas cuja geração ultrapassa a demanda. Todavia, esses sistemas dependem da rede de distribuição da concessionária, pois injetam o excedente gerado

durante o dia e consomem energia da distribuidora durante a noite, na forma de créditos, uma vez que não há geração solar no período noturno.

A relação entre a geração média mensal e a capacidade instalada pode ser observada no gráfico da Figura 25, que relaciona estas duas grandezas de interesse em um diagrama de dispersão. As linhas tracejadas representam as tendências lineares de geração para cada regional, uma vez que a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos depende linearmente da potência instalada, associada à área de captação, e da irradiação solar local. Como esperado, a regional Oeste possui, de modo geral, maior tendência de geração, isto é, maior potencial produtivo justificado pelos elevados índices de irradiação.

Figura 25 - Gráfico da geração média mensal (kWh) em função da capacidade instalada (kWp).



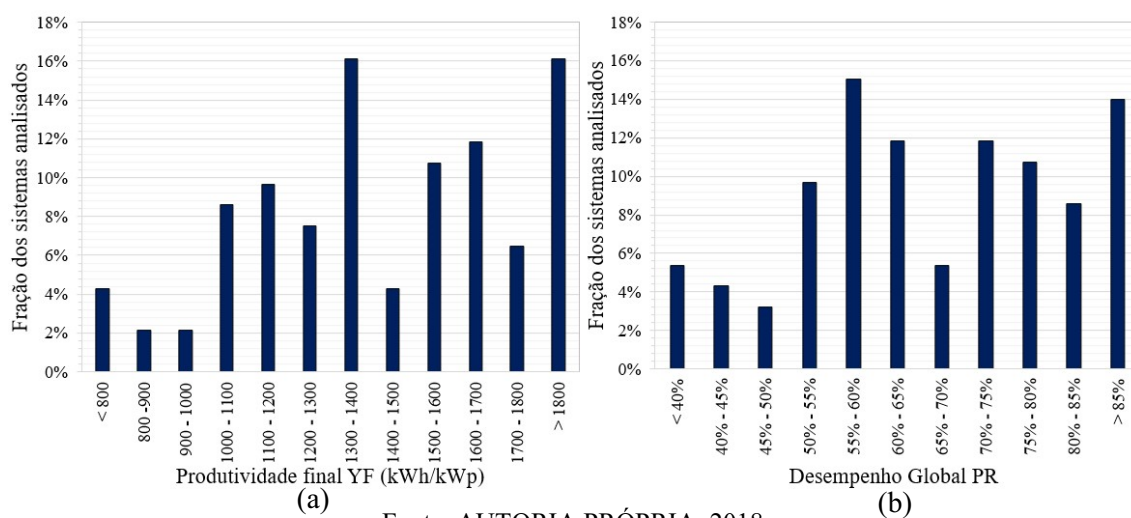
Fonte: AUTORIA PRÓPRIA, 2018.

Nota-se também que os sistemas atualmente em operação no Leste possuem uma tendência de geração maior do que os sistemas do Centro para a mesma capacidade instalada, uma vez que praticamente todos os sistemas do Leste se concentram na cidade litorânea de João Pessoa, que em geral possui índice de irradiação solar maior do que as cidades do Centro. Curiosamente, observa-se também que existem, em todas as regiões, sistemas que apresentam geração média mensal inferior a outros sistemas na mesma região e com capacidades instaladas superiores. Isto é, sistemas localizados na mesma regional, mas com desempenhos inversamente proporcionais às suas capacidades instaladas, indicando uma possível subutilização desta capacidade.

No gráfico da Figura 26 (a) apresenta-se a distribuição da produtividade final Y_F entre os 93 sistemas analisados. Nota-se que a parcela dos projetos situados na faixa de produtividade entre 1300 kWh/kWp e 1500 kWh/kWp é equivalente à parcela com Y_F superior à 1800 kWh/kWp, que corresponde à aproximadamente 16% de todos os sistemas considerados. Juntos, estes intervalos compreendem quase um terço de todos estes sistemas. As faixas de menores Y_F são as que englobam as menores frações dos sistemas, de modo que aproximadamente 8% destes possuem produtividade final inferior à 1000 kWh/kWp. A produtividade final média calculada foi de 1475 kWh/kWp, índice 6,65% inferior à média para a região Nordeste, que é de 1580 kWh/kWp, conforme apresentado anteriormente.

Semelhantemente, no gráfico da Figura 26 (b) apresenta-se a distribuição do desempenho global. Nota-se, igualmente, que a menor fração dos sistemas analisados possui os menores índices de PR, de modo que aproximadamente 12,50% destes sistemas possuem PR inferior a 50%. A maior fração dos sistemas em estudo, 15%, possui índice de PR compreendido entre 55% e 60%, seguida por 14%, que possuem PR superior a 85%. Diferentemente da distribuição da produtividade final, verifica-se que o desempenho global apresenta uma distribuição menos heterogênea para sistemas com PR superior a 70%. O desempenho global médio calculado foi de 68,79%, o que significa que, em média, estes sistemas conseguem fornecer aproximadamente 69% da parcela de energia solar fotovoltaica que realmente pode ser convertida em energia elétrica na forma de CA.

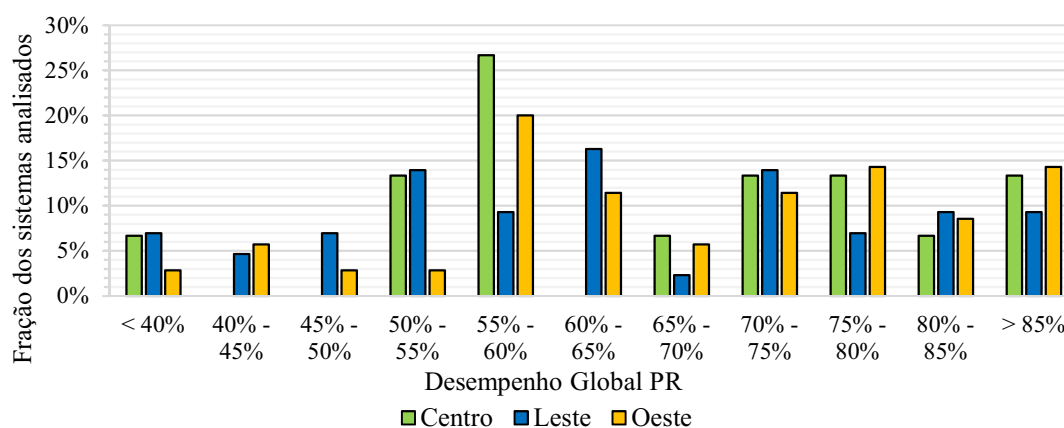
Figura 26 - Distribuição da (a) Produtividade final Y_F (kWh/kWp) e (b) Desempenho Global PR.



Fonte: AUTORIA PRÓPRIA, 2018.

No gráfico da Figura 27 pode-se observar a distribuição do desempenho global por regional. Verifica-se que cada regional possui distribuição similar à distribuição geral. Para as regionais Centro e Oeste, o intervalo de PR compreendido entre 55% e 60%, engloba a maior fração dos sistemas em operação, 27% e 20%, respectivamente. Já para regional Leste, 16% dos seus sistemas possuem PR entre 60% e 65%. O desempenho global médio é de 66,25% para o Centro, 63,57% para o Leste e 67,97%.

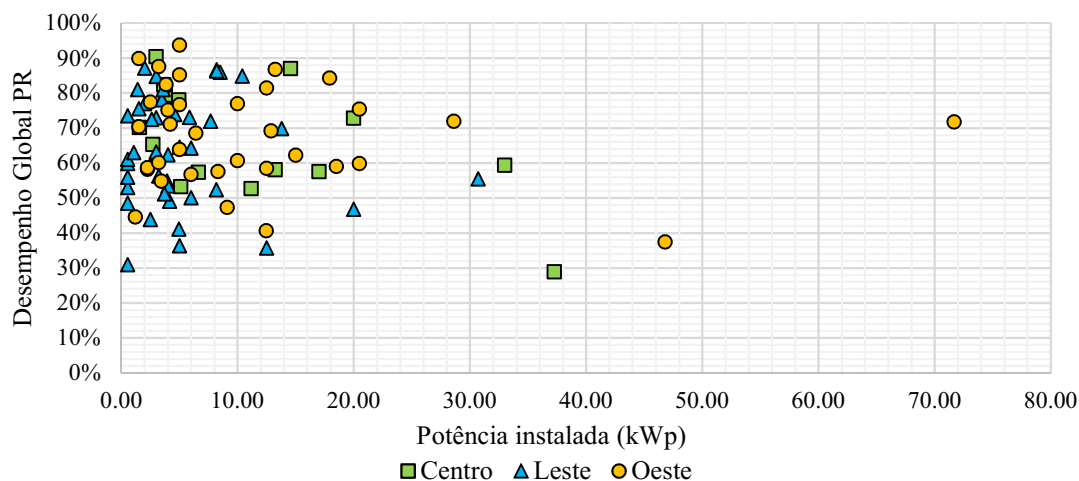
Figura 27 - Distribuição do Desempenho Global PR por regional.



Fonte: AUTORIA PRÓPRIA, 2018.

Por fim, objetivando analisar a relação entre o índice PR e a capacidade instalada, construiu-se o gráfico apresentado na Figura 28. Nota-se que tanto sistemas de grande capacidade como sistemas menos robustos, possuem índice PR variável. Indicando que a capacidade não influencia este índice, desde que cada sistema esteja corretamente dimensionado para a redução das perdas.

Figura 28 - Gráfico do Desempenho Global PR em função da capacidade instalada (kWp).



Fonte: AUTORIA PRÓPRIA, 2018.

6 CONCLUSÕES

Neste trabalho de conclusão de curso fez-se um estudo relativo à identificação do panorama atual da geração solar distribuída no estado da Paraíba, a partir de informações compartilhadas pelas distribuidoras de energia elétrica. De acordo com o cenário construído, percebe-se um crescente interesse do consumidor em gerar a sua própria energia. Identificou-se também que, a predominância destes sistemas coincide com a regiões de maior potencial solar, o que contribui para a redução do período de retorno do capital investido.

Após a elaboração deste cenário, realizou-se o estudo da eficiência energética dos projetos em operação há pelo menos um ano, por meio da qualificação a partir dos parâmetros de desempenho definidos pela IEC. A partir deste estudo, é possível diagnosticar, de modo geral, como se encontram estes sistemas com relação ao aproveitamento do potencial solar local.

As atividades foram executadas conforme o cronograma proposto, com o atendimento a todos os prazos pré-estabelecidos. Além disso, as disciplinas de Instalações Elétricas, Sistemas Elétricos, Materiais Elétricos e Eletrônica de Potência foram fundamentais para compreensão dos conceitos associados aos sistemas fotovoltaicos, sistemas de distribuição e eficiência energética.

Destaca-se que os resultados evidenciam a situação geral dos sistemas atuais e que embora possam indicar problemas de dimensionamento ou operação, não são suficientes para identificar estes problemas. Assim, faz-se necessário a realização de uma auditoria energética para constatar as devidas perdas e desperdícios e, então, propor a melhor solução para o sistema específico.

Os resultados apresentados poderão servir de base para trabalhos futuros que objetivem analisar a evolução da geração solar fotovoltaica na Paraíba, bem como avaliar as alterações dos parâmetros de desempenho ao longo do tempo, que podem melhorar para projetos novos, por meio de melhores técnicas de dimensionamento, ou diminuir no caso de fatores como falta de manutenção de projetos já existentes. Com relação a novas técnicas de dimensionamento, os resultados poderão servir de subsídio para desenvolver modelos para estimação da geração que, se validados, poderão ser utilizados como técnica de dimensionamento adequada a cada regional do estado.

REFERÊNCIAS

- ABNT. Norma Brasileira 10899: Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia. Rio de Janeiro, 2013.
- ABRADEE. Visão Geral do Setor. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Acesso em: 17 de setembro de 2018.
- ALMEIDA, M. P. *Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede*. Dissertação de Mestrado em Energia – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.
- ANEEL. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>. Acesso em: 17 de setembro de 2018.
- ANEEL. Resolução Normativa nº687, de 24 de novembro de 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 06 de outubro de 2018.
- AYOMPE, L. M. *et al. Measured performance of a 1.72kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland. Energy Conversion and Management*, 2010.
- BATTAGLIA, C.; CUEVAS, A.; WOLF, S. *High-efficiency crystalline silicon solar cells: status and perspectives. Royal Society of Chemistry*, Londres, 12 fev. 2016. *Energy & Environmental Science*, p. 1552.
- CANADIAN SOLAR. MAXPOWER CS6U-325P. Disponível em: <<https://www.canadiansolar.com/solar-panels/maxpower.html>>. Acesso em: 03 de outubro de 2018.
- CRISOSTOMO, B. L. L. *Eficiência Energética em uma Indústria de Louças Sanitárias: Estudo de Caso*. Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2018.
- EPE. Nota Técnica 14/10: Avaliação da Eficiência Energética na Indústria e nas Residências no horizonte decenal (2010-2019). Rio de Janeiro, 2010.
- FLANDOLI, F. Conceitos Básicos de Energia Solar. Disponível em: <<http://www.eletricistaconsciente.com.br/pontue/fasciculos/1-introducao-e-conceitos-basicos-de-energia-fotovoltaica/>>. Acesso em 30 de setembro de 2018.
- FLORIDA SOLAR ENERGY CENTER. *Cells, Modules & Arrays*. Disponível em: <http://www.fsec.ucf.edu/en/consumer/solar_electricity/basics/cells_modules_arrays.htm>. Acesso em 02 de outubro de 2018.
- FRONIUS. *Technical Data Fronius Primo*. Disponível em: <<http://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos>>. Acesso em 03 de outubro de 2018.
- GALDINO; M. A.; ALMEIDA, M. P. *Workshop USP/Abinee de Instalações Elétricas de Sistemas Fotovoltaicos: A qualificação profissional e formação de mão de obra para atendimento da demanda de instalações de geração distribuída com sistemas fotovoltaicos*, 1., 2015, São Paulo.
- HORDESKI, M. *Dictionary of Energy Efficiency Technologies*. 1. ed. Lilburn: The Fairmont Press, 2004.

- IEA. *Mind the Gap: Quantifying Principal-Agent Problems in Energy Efficiency*. Paris, 2007.
- IEC. IEC 61724: *Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis*. Geneva, 1998.
- JAHN, U.; NASSE, W. *Performance Analysis and Reliability of Grid-Connected PV Systems in IEA Countries. 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*. Osaka: Maio, 2003.
- KIMBER, A. *et al. The Effect of Soiling on Large Grid-Connected Photovoltaic Systems in California and the Southwest Region of the United States*. IEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy, Waikoloa, 2006.
- MARSH, A. *Sun Path*. Disponível em <<http://andrewmarsh.com/software/>>. Acesso em: 02 de outubro de 2018.
- MAYFIELD, R. *Photovoltaic Design & Installation*. 1. ed. Indianapolis: Wiley Publishing, 2010.
- MOCHÓN, F. *Principios de Economía*. 3. ed. Madrid: McGRAW-HILL, 2006.
- ONS. Boletins da Operação. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/boletins-da-operacao>>. Acesso em: 17 de setembro de 2018.
- PEREIRA, E. *et al. Atlas Brasileiro de Energia Solar*. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: CEPEL, 2014.
- QUAGLIA, R. *Incentivo à Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos: cenários para o setor elétrico brasileiro*. Dissertação de Mestrado em Energia – Universidade Federal do ABC, Santo André, 2010.
- RASHID, M. H. *Eletrônica de Potência: Circuitos, Dispositivos e Aplicações*. 1. ed. São Paulo: Makron Books, 1999.
- RÜTHER, R. *Edifícios Solares Fotovoltaicos*. 1. ed. Florianópolis: UFSC/LABSOLAR, 2004.
- SOLARGIS. *Global Solar Atlas*. Disponível em: <<http://globalsolaratlas.info/>>. Acesso em 17 de setembro de 2018.
- VELLEMAN. *Amorphous Silicon Solar Panel*. Disponível em: <<https://www.velleman.eu/products>>. Acesso em: 02 de outubro de 2018.
- VIANA, A. N. C. *et al. Eficiência Energética: Fundamentos e aplicações*. 1. ed. Campinas: FUPAI, 2012.
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. *Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações*. São Paulo: Érica, 2012.
- WEC. *World Energy Resources 2016*. Londres, 2016. Disponível em: <<https://www.worldenergy.org/publications/2016/world-energy-resources-2016/>>. Acesso em: 17 de setembro de 2018.