

REVISTA | CANAL

SOLAR

O proprietário do sistema FV pode ser responsabilizado por acidentes durante a instalação?

ARTIGOS TÉCNICOS

Obrigatoriedade do DPS no padrão de entrada com sistema FV

REPORTAGENS ESPECIAIS

Eletrificação de veículos no Brasil: oportunidade bate à porta

Alemanha: incentivos governamentais impulsionam a energia solar

Canal
Solar



Alta Potência Solis-250K-EHV para uma Nova Era de Baixo LCOE

Eficiência

- 14 MPPTs, eficiência máxima de 99,0%
- > 150% de relação CC/CA
- Densidade de rastreamento de alta potência 48MPPT/MW
- Compatível com 500W+ módulos bifaciais

Inteligente

- Função SVG noturna
- Monitorização inteligente de string, varredura de curva IV inteligente
- Atualização remota de firmware com operação simples

Seguro

- IP66
- Recuperação de PID integrada para melhor desempenho do módulo
- Design sem fusíveis, seguro e sem manutenção
- Componentes de marca reconhecidos globalmente para uma vida útil mais longa

Económico

- Comunicação por linha de energia (PLC) (opcional)
- Suporta conexão do tipo "Y" no lado CC
- Suporta acesso a fio de alumínio para reduzir custos



www.solisinverters.com



Lnhalocal : (+55)19 996133803 | O-email: sales@ginlong.com

ÍNDICE



07 Consumidor final pode ser responsabilizado por acidentes em obras de instalação fotovoltaica?



16 DPS é obrigatório no padrão de entrada com sistema fotovoltaico?



24 Payback energético dos módulos fotovoltaicos



32 Eletrificação de veículos no Brasil: oportunidade bate à porta



37 Medição da bifacialidade dos módulos fotovoltaicos



50 Resolução 1.055 da ANEEL cria zonas de exclusão para centrais geradoras



53 Eficiências EURO e CEC dos inversores solares



60 Governo alemão fomenta energia solar com programa de incentivos



Conhecimento é a nossa
Energia!

EDITOR DE CONTEÚDO

Ericka Araújo - MTb 88122/SP

DIAGRAMAÇÃO E ARTE

Wissam Haddad

REDAÇÃO

Rubens Morelli

Henrique Hein

Daniele Haller

MARKETING

Renata Zani

COLABORADORES DESTA EDIÇÃO

Geraldo Silveira, Geyciane Pinheiro,
Luiza Melcop, Mendelsson Neves,
Vanderleia Ferraz

BANCO DE IMAGENS

Freepik e Envato

REVISTA CANAL SOLAR 2022 - Nº 14

R. Paulo César Fidélis, 39

Campinas - SP

CEP 13087-727

www.canalsolar.com.br

(19) 3296-6103

redacao@canalsolar.com.br

marketing@canalsolar.com.br

A Revista Canal Solar é uma publicação bimestral do portal de notícias Canal Solar, voltada para o mercado fotovoltaico. Os artigos assinados são de responsabilidades de seus autores e não necessariamente refletem a opinião do Canal Solar. O conteúdo é protegido pela lei de direitos autorais, sendo proibida a sua reprodução parcial ou total sem expressa autorização.



Capacitação não é custo,

É INVESTIMENTO!

São 12 cursos para você atuar com excelência no mercado fotovoltaico.



cursos.canalsolar.com.br



**Canal
Solar**



CARTA AO LEITOR

BRUNO KIKUMOTO
Diretor do Canal Solar

De quem é a responsabilidade por acidentes nas instalações fotovoltaicas? O consumidor que comprou um sistema de energia solar pode ser responsabilizado por acidentes no seu telhado?

O **Canal Solar** conversou com advogados e apresenta nesta edição uma reportagem do jornalista Henrique Hein com algumas respostas para essas importantes questões.

Daniele Haller, nossa correspondente na Alemanha, aborda a questão dos incentivos dados à energia solar no país, com o intuito de cumprir metas ambientais, um exemplo que poderia ser seguido no Brasil, mostrando que o poder público pode estimular o uso de energias limpas em todas as camadas da sociedade.

A mobilidade elétrica já está batendo à porta e esse é um mercado cheio de oportunidades. Esse é o assunto abordado na reportagem especial produzida pelo jornalista Rubens Morelli, do CanalVE, que também apresentamos nesta edição.

Esta edição da Revista Canal Solar também está recheada de artigos. A advogada Luiza Melcop, especializada em assuntos regulatórios do setor elétrico, aborda a obrigação de observação da área de desenvolvimento de subestação nos projetos de centrais elétricas.

O engenheiro Geraldo Silveira, do Canal Solar, fala sobre a obrigatoriedade do uso de DPS nos padrões de entrada de energia dos consumidores. E ainda apresentamos para você artigos sobre a bifacialidade, o payback energético dos módulos fotovoltaicos e os ensaios de eficiência dos inversores.

Boa leitura e até a próxima edição!



Consumidor final pode ser responsabilizado por acidentes em obras de instalação fotovoltaica?



Henrique Hein
Jornalista do Canal Solar

A cada ano que passa, o mercado de energia solar cresce ainda mais no Brasil, com a chegada de novos investimentos e a criação de novas empresas, das quais muitas se propõem a realizar o serviço de instalação de painéis fotovoltaicos em telhados residenciais e comerciais.

Apesar do mercado atrativo, todo cuidado é pouco, já que tais empresas são obrigadas a implementar práticas de trabalho seguro e estarem de acordo com os requisitos de segurança.

Contudo, a grande pergunta que fica é: caso um trabalhador (CLT efetivo, terceirizado ou MEI) de uma em-

presa de instalação sofra um acidente (fatal ou não), de quem acaba sendo a responsabilidade? O consumidor final pode sofrer com sanções?

Para responder a essa questão, o Canal Solar conversou com os advogados trabalhistas Márcio Montibeller e Lilian Novakoski, ambos especializados em acidentes com instalações elétricas.

De acordo com eles, a culpabilidade em casos como esses é sempre das

Em acidentes de trabalhadores em instalações, empresas envolvidas responderão e o consumidor poderá assumir a responsabilidade se não houver idoneidade delas

empresas que realizam o serviço de instalação, com o consumidor final respondendo de forma subsidiária – ou seja, podendo ser penalizado caso as prestadoras do

serviço não assumam a responsabilidade pelo acidente, alegando problemas financeiros e que as impossibilitem de pagar um eventual processo judicial.

Os advogados explicam que o consu-

midor em regra não será responsabilizado e nem ocorre de forma automática a responsabilização por débitos trabalhistas, porém, alguns cuidados podem evitar problemas futuros.

Segundo Lilian, deve-se ter atenção ao que os tribunais julgam ser de responsabilidade do dono da obra e quando este consumidor pode ser equiparado a tal.

“A responsabilidade trabalhista, de forma subsidiária, conforme entendimento do TST (Tribunal Superior do Trabalho), alcança o dono da obra (aquele que manda executar obra ou têm interesse econômico na realização de obra e contrata empresas, trabalhadores para execução) se ocorrer inadimplemento das obrigações trabalhistas por aquele que é contratado, sem idoneidade econômico-financeiro”, comentou.

Como exemplo, a advogada cita o caso de uma construtora que, ao realizar obra de um edifício residencial, contrata empresa para instalação de painéis fotovoltaicos: caso a empresa contratada não honre com suas obrigações trabalhistas, poderá esta construtora responder pelos débitos de forma subsidiária.

Desde o ano de 2017, o consumidor pode ser responsabilizado subsidiariamente caso a empresa contratada não tenha idoneidade econômica-financeira em decorrência de culpa in elegendendo (termo que remete a uma escolha ruim por quem contratou) nos termos da OJ-191 da SBDI-1 TST e IRR 190-53.2015.5.03.0090.

“O dono da obra pode responder nesse caso quando a empresa contratada por ele não consegue responder

pelo ocorrido. Ou seja, quando não tem patrimônio ou não cumpre com as suas obrigações diárias, como o pagamento de salário de seus funcionários, respondendo de forma subsidiária”, afirma Lilian.

Por esse motivo, a advogada explica que é importantíssimo que os brasileiros que quiserem instalar sistemas fotovoltaicos em suas propriedades pesquisem informações sobre as empresas que atuam no mercado antes de fechar qualquer contrato, além de exigir em contrato o tempo de obra, valores e responsabilidades de cada parte, a fim de se resguardar.

“Como a idoneidade de uma empresa é uma questão muito subjetiva, ela pode trazer dores de cabeça para o consumidor dono de obra. Por isso, recomenda-se a ele que busque informações importantes, como qual é a solidez da empresa e a forma que ela trabalha e contrata seus profissionais”, explicou.

Lilian explica ainda que o consumidor também deve exigir um contrato que contenha cláusulas que limitem as responsabilidades trabalhistas à empresa contratada.

“Com o contrato, guardando recibos ou comprovantes de pagamento, o consumidor vai comprovar a natureza da relação entre aquele que instala painéis e quais as obrigações de cada parte, sendo possível também, estipular retenção de parte do valor do contrato para ser pago ao final da obra, após adimplemento das obrigações contratuais”, destacou.

O consumidor deve ainda, garantir que os trabalhadores da empresa contratada tenham todos os registros

que comprovem o vínculo empregatício com estes trabalhadores, sejam eles CLT ou terceiros.

“O consumidor tem bastante proteção junto ao Código de Defesa do Consumidor perante os fornecedores que acabam causando danos a eles, mas ele precisa muitas vezes comprovar essa relação e saber se essa empresa vai conseguir dar suporte caso algo dê errado no momento da instalação”, afirmou.

Segundo a advogada, caso a Justiça entenda que o consumidor e empresa que realiza prestação de serviços podem ser responsabilizados, e as penas envolvem punições financeiras, como pagamento de indenização ao técnico acidentado ou, até mesmo, pensão vitalícia à família ou vítima, em caso de morte se houver culpa no acidente e no grau de culpabilidade de cada agente.

E se a culpa for da empresa?

Márcio destaca, por sua vez, que caso o processo siga o seu caminho “natural” e as empresas instaladoras sejam responsabilizadas pelo acidente ou pela morte do trabalhador, a pena aplicada pode ser ainda maior, com os diretores das empresas respondendo na esfera criminal por homicídio doloso, quando se tem ou assume o risco de matar.

“Haverá uma investigação para verificar se o trabalhador possuía qualificação pelas NRs vigentes e se recebeu os EPIs (Equipamentos de Proteção Individual) da empresa. Se não tinha treinamento e proteção adequada, os diretores podem responder por homi-

cídio em uma de suas três modalidades: negligência, imperícia ou imprudência”, afirmou.

Os advogados ouvidos pelo Canal Solar ressaltaram ainda que caso o acidente envolva uma terceirizada contratada pela empresa que vendeu o sistema para o consumidor final, a responsabilidade civil será de ambas as empresas, como se fossem “cúmplices” uma da outra.

A única exceção à regra ocorre quando se comprova que todo o suporte necessário (EPIs e treinamentos de segurança) tenha sido oferecido junto ao instalador acidentado.

Nesse caso, se o técnico responsável pela instalação se envolver em um acidente por negligência própria e não por falta de aviso de seus empregadores, as companhias são inocentadas de qualquer responsabilidade.

Como exemplo, Márcio cita um caso atendido por ele de uma empresa que estava responsável por construir uma das linhas do metrô em São Paulo.

“Essa empresa contratou uma terceirizada para fazer as instalações elétricas dos maquinários. Um dos profissionais usou a furadeira no local errado, colocou a mão num fio com 3.000 V e morreu eletrocutado na hora”, comentou.

O advogado relembra que, na época, o delegado responsável pela investigação dizia a ele que iria incriminar todos os diretores da empresa por homicídio doloso. No entanto, os próprios trabalhadores da obra tinham fotografado o operário usando todos os equipamentos de segurança no dia do acidente.

DERRUBA PREÇO

LEVE NO PESO
LEVE NO **PREÇO**
TIGER NEO 470W



**COM PREÇO
IMBATÍVEL**



aldo | SOLAR

“Junto a essa foto, entregamos toda a documentação que comprova que a culpa foi exclusivamente do profissional e que, na verdade, ele quis ganhar tempo na obra puxando um fio que não era para ser manuseado do jeito que ele estava fazendo”, concluiu Márcio.

Como uma empresa pode se resguardar?

Segundo Lilian, há formas de uma empresa evitar que acidentes aconteçam e que seus profissionais causem problemas jurídicos e financeiros. A principal delas é não mandar para campo os profissionais que não tenham qualificação pelas NRs vigentes.

O correto é contratar profissionais que tenham as certificações ou oferecer a especialização por meio de treinamento. “Eles precisam ter recebido treinamento adequado para poder trabalhar e as empresas também precisam oferecer os EPIs a eles. Além disso, é preciso obrigar o funcionário a usar os EPIs”, disse a advogada.

Para isso, os funcionários devem assinar um documento que atesta que receberam todos os equipamentos da empresa sempre que forem trabalhar em alguma instalação.

Advertências e suspensões do trabalhador que se mostrar resistente ao uso correto dos equipamentos de segurança também são medidas que devem ser tomadas pelas empresas.

“As empresas devem ficar muito atentas ao uso de EPIs, porque se for constatado que houve negligência, além de responder por eventuais indenizações, a empresa pode, por exem-

plo, ser obrigada a ressarcir a União com relação aos custos que tenha de pagamento de benefícios do INSS”.

Quais são os acidentes mais comuns em uma instalação fotovoltaica?

De acordo com Carlos Alberto Fernandes, engenheiro eletricista com mais de 30 anos de experiência no setor de segurança do trabalho, e Vitor Barraviera, engenheiro eletricista e de segurança do trabalho do Canal Solar, três tipos de acidentes são os que mais acontecem e os que mais precisam de um cuidado redobrado por parte dos instaladores.

Segundo eles, todas as causas abaixo poderiam ser facilmente solucionadas se houvesse – por parte das empresas – um treinamento adequado para os instaladores de duas normas básicas de segurança.

A primeira delas é a **NR 10**, que estabelece os requisitos e condições mínimas para garantir a segurança e a saúde dos trabalhadores que, direta ou indiretamente, interajam em instalações elétricas.

A outra norma é a **NR 35**, que estabelece os requisitos mínimos e as medidas de proteção para o trabalho em altura, envolvendo o planejamento, a organização e a execução, de forma a garantir a segurança dos trabalhadores envolvidos nesta atividade.

Confira abaixo quais são os tipos de acidentes fatais que mais acontecem em instalações de sistemas fotovoltaicos em telhados, sejam elas de residências, estabelecimentos comerciais e afins.

Queda de telhados

O primeiro perigo que pode ocasionar acidentes com mortes em instalações de energia solar é a queda de profissionais de um telhado, segundo os engenheiros entrevistados.

Barraviera destaca que a primeira medida a ser tomada é o uso de equipamentos de segurança para subir no telhado. “O acesso ao telhado pode ser feito pela escada-marinheiro e sempre fazendo uso dos equipamentos de segurança, como o capacete e as luvas de proteção”, comentou.

Além disso, a utilização do cinturão de segurança com talabarte e trava-quadras para acessar e trabalhar em cima do telhado também é obrigatória. “A utilização desse equipamento, inclusive, consta na NR 35 para trabalhos em altura”, comentou.



Profissional utiliza a linha de vida enquanto caminha por cima de uma passarela em telhado. Foto: MIL Soluções/Reprodução

Já Fernandes destaca que, após o profissional conseguir acessar o telhado em segurança, é preciso ter não só todos os equipamentos de proteção como também uma linha de vida e se conectar a ela. A instalação de uma área de circulação (passarela) para andar por toda a extensão do telhado também é importante.

“Essa medida de segurança é fundamental, pois caso o profissional esteja andando pelo telhado e escorregar ou uma telha quebrar, ele vai ficar preso nessa linha por meio de um cinto de segurança, evitando assim o impacto de seu corpo com o solo”, afirmou.

SOLUÇÕES COM ARMAZENAMENTO DA PHB SOLAR

Inversor híbrido compacto



Bateria de lítio PHB LynX



Inversor híbrido / off-grid mono 220 V

Número de strings / MPPT: 2 / 2

Baixo ruído e sem ventilador

Monitoramento remoto

Grau de proteção: IP65

Tensão 51,2 Vcc

Energia útil: 4,86 kWh

Paralelismo: até 6 baterias

Design moderno

Grau de proteção: IP65

Inversor que integra em um único produto a operação on-grid e off-grid, operando com módulos fotovoltaicos, baterias e rede elétrica.

SEJA NOSSO PARCEIRO, REALIZE O CADASTRO EM NOSSA PLATAFORMA

www.plataformaphbsolar.com.br

SIGA-NOS NAS REDES SOCIAIS E FIQUE POR DENTRO DAS NOVIDADES



@PHBSOLAR



YOUTUBE.COM/PHBSOLARBR



phb[®]
Solar

Choque elétrico e arco-elétrico

Além dos demais EPIs já listados nesta reportagem, o uso de bota de segurança NR-10, roupas anti-chamas, luvas de proteção e óculos de segurança é fundamental para evitar que um trabalhador sofra uma descarga elétrica enquanto realiza o serviço de instalação dos painéis fotovoltaicos.

“Quando um profissional não é bem orientado e não tem conhecimento técnico, a chance de um acidente grave ocorrer é altíssima, porque se ele estiver instalando e conectar um painel solar um no outro já poderá estar sujeito a uma grande tensão elétrica. E, se ele não tomar cuidado nas conexões e desconectar uma única linha de módulos (que são conectados em série) existe o risco de tomar um choque elétrico de corrente contínua”, comentou Fernandez.

Barraviera vai ainda mais além e afirma que existe não somente o risco do choque elétrico durante a instalação ou durante a manutenção do sistema fotovoltaico, mas existe ainda o risco de exposição do trabalhador ao arco elétrico.

Isso pode ocorrer se o trabalhador tentar inadvertidamente desfazer uma conexão elétrica de corrente contínua enquanto o sistema fotovoltaico estiver em funcionamento.



Para evitar a ocorrência de arcos elétricos, deve-se verificar a ausência total de corrente elétrica nos circuitos que serão seccionados. Foto: Canal Solar

Por esse motivo, ele afirma que, antes de fazer uma instalação, o ideal é que o profissional contratado tenha ao menos um curso de formação em eletrotécnica em seu currículo, além das certificações da NR 10.

“O grande perigo da energia elétrica é o fato de não conseguirmos enxergá-la. A mínima falha em um disjuntor já é o suficiente para causar um acidente, imagina então instalar um sistema complexo como o fotovoltaico. Imagina o estrago que pode acontecer. Por esse motivo, o uso de óculos, calçados, roupa anti-chamas, capacete e demais EPIs é inegociável”, ponderou.

Ações de imperícia, imprudência e negligência

Trata-se de acidentes eventuais e que podem acontecer no dia a dia de qualquer instalação, como a queda de uma ferramenta do telhado que venha a atingir um profissional que esteja segurando uma escada no solo, por exemplo. “São acidentes que só acontecem por descuido ou até mesmo por falta de treinamento”, afirma Fernandez.

Barraviera cita, por exemplo, que uma das ações mais comuns em pequenas instalações é o içamento inadequado de equipamentos do solo para o telhado.

“É comum ver profissionais utilizando cordas vencidas ou inapropriadas para levar os módulos para cima do telhado, no lugar da corda de alpinista, que é apropriada para amarração e elevação de cargas”, revelou.

O engenheiro do Canal Solar também disse ser comum observar trabalhadores realizando o serviço de instalação sem o uso de EPIs, principalmente o capacete. “Eu mesmo já presenciei acidentes, onde houve a queda de objetos, como ferramentas, em cima da cabeça dos auxiliares de obra”, destacou.



Capacitação de profissionais é a melhor forma de prevenir acidentes. Foto: Geraldo Camargo/Unicamp



DPS é obrigatório no padrão de entrada com sistema fotovoltaico?



Geraldo Silveira

Professor e engenheiro
eletricista do Canal Solar

Os dispositivos de proteção contra surto, conhecidos por sua sigla **DPS**, são utilizados para proteger os equipamentos e as instalações de surtos de tensão transitórios provenientes, principalmente, de descargas atmosféricas e manobras na rede elétrica.

Estes equipamentos são utilizados com frequência nos quadros de distribuição de circuitos de instalações residenciais, comerciais e industriais.

Também são utilizados nas instalações de usinas fotovoltaicas, tanto no lado de corrente contínua (CC) quanto no lado de corrente alternada (CA).

Porém, há muitas dúvidas se, em

UCs (Unidades Consumidoras) que possuem usina fotovoltaica instalada, o DPS é exigido no padrão de entrada, ou seja, se há a necessidade de serem instalados no interior da caixa de medição e/ou proteção do padrão.

Para respondermos a essa pergunta vamos recorrer às normativas vigentes no país e as normas técnicas das distribuidoras de energia elétrica.

Primeiramente, consultando o módulo 3 do Prodist, que trata da conexão ao sistema de distribuição de energia elétrica, verificamos que a utilização da proteção de sobretensão é um requisito mínimo previsto

no ponto de conexão da usina, porém não detalha se esse equipamento deve ser instalado no

padrão de entrada.

Portanto, não há uma obrigação de instalação desses dispositivos no interior de padrões com sistemas fotovol-

**Há muitas dúvidas se o
DPS é exigido no padrão
de entrada**

taicos conectados.

Uma pergunta que fica é: em padrões de entrada no geral, mesmo os que não possuem sistemas fotovoltaicos conectados, é obrigatória a instalação desse dispositivo?

E a pergunta mais importante: a concessionária pode exigir a instalação do DPS no padrão de entrada para aprovar a conexão do gerador fotovoltaico?

Para responder a essa pergunta, partimos para a análise da norma ABNT NBR 5410 e podemos ver como ela aborda a questão da localização do DPS.

Mas antes é primordial que tenhamos dois conceitos bem definidos, que serão essenciais no entendimento deste texto. Devemos saber a diferença entre **ponto de entrada e ponto de entrega**.

A NBR 5410 define o **ponto de entrada** como “o ponto em que a linha externa penetra a edificação”, conforme apresenta a definição da 5410 na Figura 1, ou seja, podemos considerar esse ponto como o local onde a rede adentra o edifício, logo após passar pelo padrão de entrada.

Já o **ponto de entrega** é o ponto onde a rede da concessionária se conecta ao ramal de entrada do cliente, normalmente localizado nas fronteiras do padrão de entrada, conforme este trecho da NBR 5410.

3.4.3 ponto de entrega: Ponto de conexão do sistema elétrico da empresa distribuidora de eletricidade com a instalação elétrica da(s) unidade(s) consumidora(s) e que delimita as responsabilidades da distribuidora, definidas pela autoridade reguladora.

3.4.4 ponto de entrada (numa edificação): Ponto em que uma linha externa penetra na edificação.

Figura 1 – Definição de ponto de entrega e ponto de entrada. Fonte: NBR 5410

Para esclarecer as diferenças entre esses dois termos, a Figura 2 apresenta uma ilustração onde a região circulada em vermelho define o ponto de entrega, onde o ramal da concessionária se conecta ao ramal de entrada do cliente, e a área circulada em azul apresenta o ponto de entrada na edificação do cliente, que é o ponto onde a rede adentra a edificação.

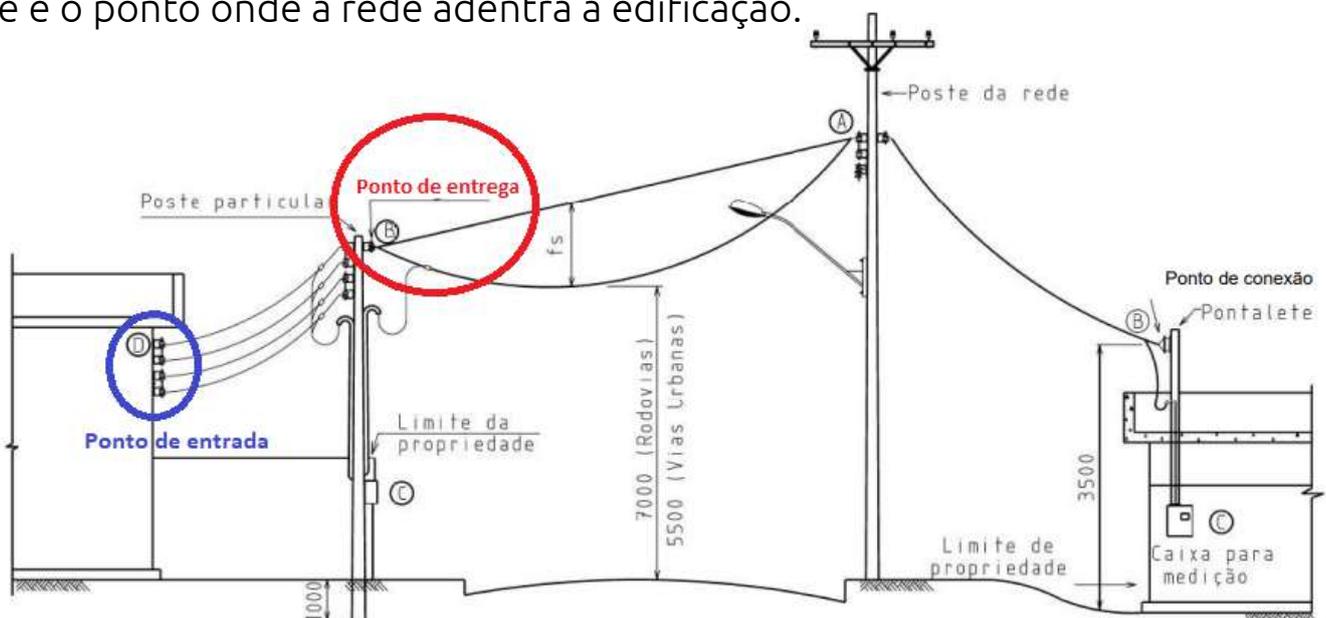


Figura 2 - Definição de ponto de entrega e ponto de entrada. Imagem adaptada ND 5.1 Cemig

Com os conceitos definidos, analisamos agora o que orienta a ABNT NBR 5410 a respeito da localização do DPS.

Em seu item 6.3.5.2.1 a), conforme apresenta a Figura 3, a instalação do DPS deve ser junto ao ponto de entrada ou no quadro de distribuição principal quando o objetivo for proteger contra sobretensões de descargas atmosféricas transmitidas pela linha externa de alimentação e também sobretensões de manobra.

6.3.5.2.1 Uso e localização dos DPSs

Nos casos em que for necessário o uso de DPS, como previsto em 5.4.2.1.1, e nos casos em que esse uso for especificado, independentemente das considerações de 5.4.2.1.1, a disposição dos DPS deve respeitar os seguintes critérios:

- a) quando o objetivo for a proteção contra sobretensões de origem atmosférica transmitidas pela linha externa de alimentação, bem como a proteção contra sobretensões de manobra, os DPS devem ser instalados junto ao ponto de entrada da linha na edificação ou no quadro de distribuição principal, localizado o mais próximo possível do ponto de entrada; ou
- b) quando o objetivo for a proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, os DPS devem ser instalados no ponto de entrada da linha na edificação.

Figura 3 - Trecho da norma 5410 que fala sobre a localização do DPS. Fonte: ABNT NBR 5410

A ilustração da Figura 4 explicita o que foi dito no parágrafo anterior. Nela podemos observar que a parede pela qual a rede entra na edificação pode ser considerada o ponto de entrada. É ali ou em suas proximidades que deve ser instalado o DPS.

Há ainda a alternativa de se instalar o DPS no quadro principal localizado o mais próximo possível desse ponto de entrada, conforme orienta o item 6.3.5.2.1 a) da 5410. Geralmente, chamamos esse quadro principal de QGBT (Quadro Geral de Baixa Tensão).

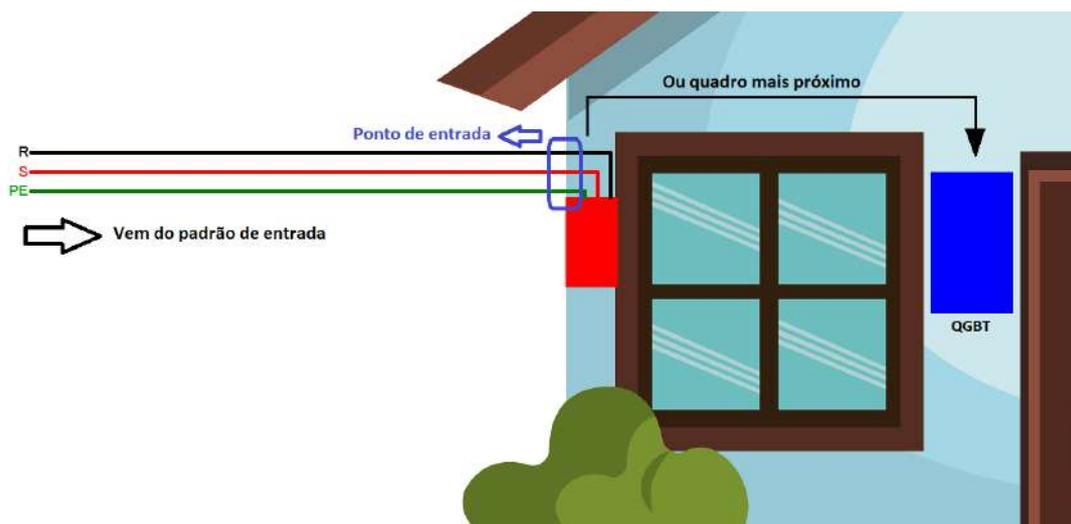


Figura 4 – Local da instalação do DPS conforme NBR 5410 6.3.5.2.1 a)

Para os casos em que se deseja proteger o sistema contra descargas atmosféricas diretas, o DPS deve ser instalado no ponto de entrada, conforme indica o item 6.3.5.2.1 b), da Figura 3.

A Figura 5 ilustra essa segunda situação e mostra que nestes casos de descarga direta o dispositivo deve ser instalado obrigatoriamente no ponto de entrada da

rede na edificação.

Caso deseje-se colocar esse DPS dentro do QGBT, este deve estar localizado no ponto onde a rede adentra a edificação.

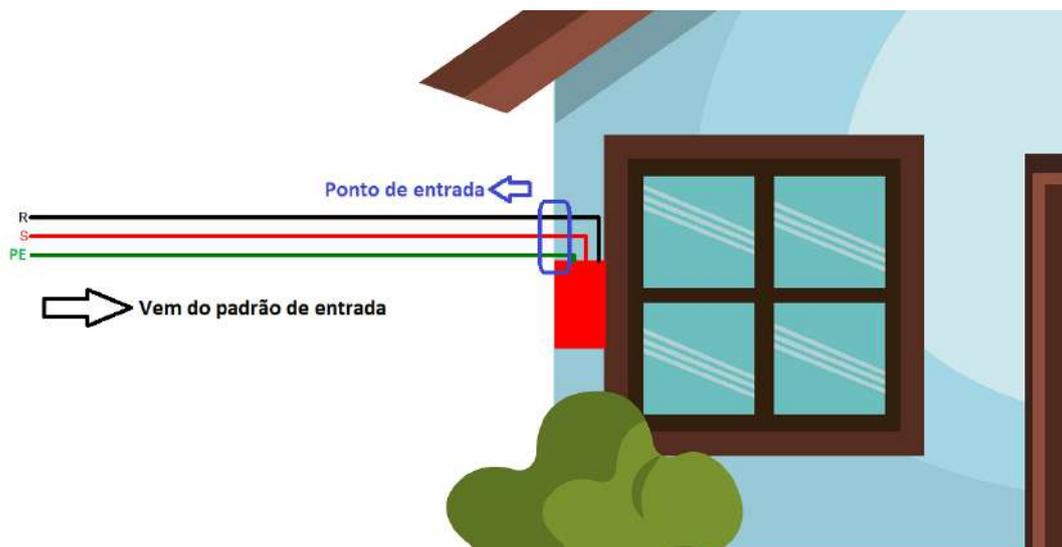


Figura 5 – Local da instalação do DPS conforme NBR 5410 6.3.5.2.1 b)

Já a norma ABNT NBR 5419, que trata sobre a proteção contra descargas atmosféricas, orienta que seja feita a análise de risco para saber se há a necessidade da utilização de um SPDA (Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas).

Caso haja essa necessidade, a norma indica o uso do DPS na entrada da linha da estrutura, na fronteira que divide a parte externa com a interna da edificação, conforme apresenta a Figura 6.

Se o QGBT estiver nessa fronteira, o DPS pode ser alocado dentro dele, caso contrário, assim como apresentado na Figura 5, o DPS deve ser alocado em uma caixa apropriada nessa fronteira.

C.2.2 Seleção considerando a localização e a corrente da descarga atmosférica

Os DPS devem suportar a corrente da descarga atmosférica esperada nos pontos onde estão instalados, conforme a ABNT NBR 5419-1:2015, Anexo E. A utilização de DPS depende de suas capacidades classificadas na IEC 61643-1 para redes elétricas de energia e na IEC 61643-21 para sistemas de telecomunicações.

Os DPS podem ser selecionados conforme suas localizações de instalação, como se segue:

- Na entrada da linha na estrutura (na fronteira da ZPR 1, ou seja, no quadro de distribuição principal QDP):

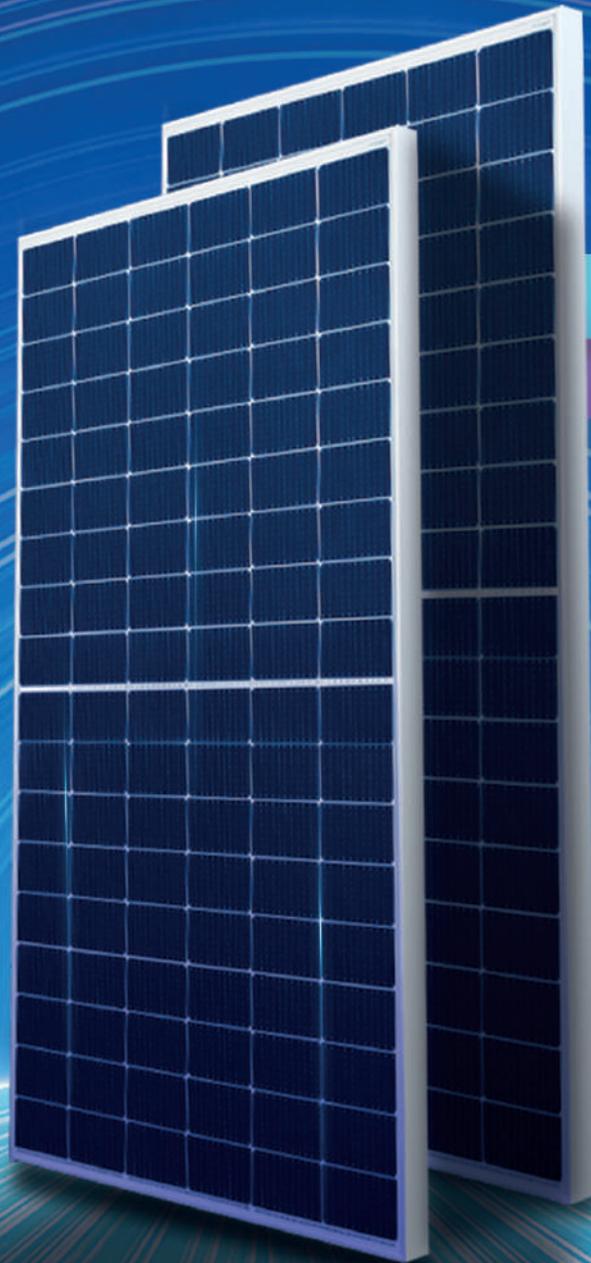
Figura 6 - Trecho da norma 5419-4 que fala sobre a localização do DPS. Fonte: NBR 5419-4

Caso não haja a necessidade da utilização de SPDA, a utilização do DPS seguirá os critérios estabelecidos na 5410, que já foram citados em parágrafos anteriores.

A utilização ou não do SPDA será definida após seguir os passos indicados na ABNT NBR 5419-2, quando se faz a análise de risco da edificação. A Figura 7 apresenta o trecho retirado da NBR 5410-3, que confirma o que foi relatado neste parágrafo.

JA SOLAR

DEEP BLUE



P-Type

N-Type

6.2.3 Equipotencialização para elementos condutores externos

NOTA Quando houver a necessidade de uma equipotencialização sem que um SPDA seja necessário, recomenda-se que o BEP ou o BEL, oriundos da instalação elétrica de baixa tensão, sejam usados para esse fim. A ABNT NBR 5419-2 fornece informação sobre a necessidade da instalação de um SPDA.

Figura 7 – Trecho da norma ABNT 5419-3. Fonte: NBR 5419-3

Até então, não foi esclarecida a necessidade da utilização do DPS no padrão de entrada e a nossa pergunta segue sem resposta.

Então, partimos para a análise das normas das distribuidoras, pois como os padrões de entradas são vistoriados e conectados ao sistema de distribuição por essas empresas, a análise da necessidade ou não dessa utilização vai ser norteadas por suas normas.

É obrigatório essa utilização ou não?

A resposta final **depende da distribuidora**. Algumas distribuidoras atualizaram suas normas de distribuição e passaram a exigir o uso do DPS em todos os padrões novos que forem construídos e conectados em sua rede.

Já a maioria delas não possui em suas normativas a obrigatoriedade de instalação deste dispositivo e é o que observamos quando analisamos a grande maioria dos padrões de entrada.

Para exemplificar estas situações vamos começar analisando uma distribuidora que não obriga a utilização do DPS no padrão de entrada e, portanto, não é comum a sua utilização.

A Cemig, principal distribuidora do estado de Minas Gerais, deixa a cargo do consumidor a utilização do DPS e ainda deixa claro que, caso o consumidor opte por sua instalação, o DPS deverá ser colocado em suas instalações elétricas internas, necessariamente fora da caixa de medição e proteção do padrão.

Portanto, **não se pode instalar o DPS dentro do padrão de entrada**. A Figura 8 abaixo, retirada da ND 5.1 da Cemig, que trata do fornecimento de energia elétrica em tensão secundária em redes aéreas, define o que foi relatado.

6.3 Proteção contra sobretensões

Os critérios para instalação de pára-raios de baixa tensão pela Cemig, visando a proteção contra sobretensões de unidades consumidoras localizadas em áreas urbanas e rurais com níveis cerâmicos mais elevados, estão detalhados na ND-3.1 e ND-3.2.

Independentemente da instalação desta proteção, o consumidor pode instalar, a seu critério, varistores em suas instalações elétricas internas (após a medição e necessariamente após/fora da caixa de medição e/ou medição e proteção), observando-se as prescrições das NBR 5410 e 5419.

Figura 8 – Norma de utilização de DPS na Cemig. Fonte: ND 5.1 da Cemig

Por outro lado, a CPFL, em norma equivalente para a rede de distribuição secundária (GED 13), diferentemente da Cemig, **obriga a instalação de DPS no padrão de entrada em novas instalações**, como apresenta o trecho da norma

destacado na Figura 9.

É comum ainda ver vários padrões já instalados do seu sistema sem a presença de DPS, porém todos os pedidos de novas ligações de unidades consumidoras devem instalar o dispositivo. É comum ocorrer essas mudanças quando as distribuidoras atualizam as suas normativas.

6.12.2 Dispositivos de Proteção Contra Surto de Tensão e Descarga Atmosférica – DPS

As solicitações de novas ligações têm a obrigatoriedade de instalação do DPS nos padrões de entrada de energia para todas as Distribuidoras do grupo CPFL Energia.

É obrigatória a instalação do DPS no padrão de entrada do consumidor, de acordo com as prescrições da ABNT NBR 5410. Este procedimento visa à supressão das sobretensões causadas, por exemplo, por fenômenos atmosféricos, sobretensões de manobra, evitando, assim, os eventuais danos que podem ser causados aos equipamentos elétricos e eletrônicos, assim como a preservação da segurança das pessoas residentes na edificação.

Figura 9 – Norma de utilização de DPS na CPFL. Fonte: GED 13 CPFL

Ainda no mesmo item destacado na Figura 9, a GED 13 relata que é obrigatória sua instalação no padrão de entrada de acordo com a norma NBR 5410. Nesse ponto, entende-se isso como uma divergência de interpretação que a concessionária faz da 5410 e a que fazemos neste artigo.

Essa divergência pode ser explicada por meio dos conceitos apresentados nos primeiros parágrafos deste texto. Porém, a própria NBR 5410, no item 1.7, já prevê que as normas das distribuidoras devem ser consideradas, conforme aponta a Figura 10 abaixo.

O nosso foco é entregar qualidade! Contamos com um atendimento diferenciado e a melhor plataforma do Brasil, sem esquecer o nosso compromisso social que faz da Esfera a melhor distribuidora de equipamentos de energia solar.

Logos displayed: CanadianSolar, Deye, GROWATT, Honor Solar, risen, solis.

WhatsApp: (19) 3995-0159
Telefone: (19) 99855-3989

Instagram: @esferadistribuidora
LinkedIn: @esferasolar

ESFERA SOLAR | ENERGIA SOLIDÁRIA

ESFERADISTRIBUIDORA.COM.BR
PLATAFORMA.ESFERADISTRIBUIDORA.COM.BR

1.7 As instalações elétricas cobertas por esta Norma estão sujeitas também, naquilo que for pertinente, às normas para fornecimento de energia estabelecidas pelas autoridades reguladoras e pelas empresas distribuidoras de eletricidade.

Figura 10 – Trecho da 5410 que menciona as normas das distribuidoras. Fonte: NBR 5410

Portanto, finalmente, **deve-se seguir às normativas que as distribuidoras fornecem**, até porque elas vão vistoriar o padrão de entrada e irão autorizar a sua conexão na rede de distribuição de baixa tensão.

Além disso, podemos dizer que nos casos em que a distribuidora obriga a instalação do DPS nos padrões novos (pegando o exemplo da CPFL), ela não vai exigir a instalação do DPS quando a conexão do sistema fotovoltaico for solicitada em um padrão já existente.

Em complemento, a CPFL disponibiliza como deve ser o esquema de ligação do DPS dentro dos padrões de entrada de suas unidades consumidoras monofásicas, bifásicas e trifásicas, como pode ser visto na Figura 11.

Para encerrar nosso artigo, fizemos uma breve consulta às normas de outras distribuidoras e encontramos apenas a Celesc exigindo a instalação de DPS em seus padrões de entrada.

Outras distribuidoras consultadas não possuem essa exigência, como: Copel, EDP São Paulo, Energisa, Neoenergia (Coelba), Equatorial (Alagoas, Amapá, Maranhão, Pará, Piauí e Rio Grande do Sul), Enel (Ceará e Rio de Janeiro).

Nos sites da Enel Goiás e São Paulo não foram encontradas as normas de fornecimento de tensão secundária na data de elaboração deste artigo, 5/1/2023.

Algumas dessas distribuidoras citadas apenas recomendam a instalação do DPS na parte interna das edificações, conforme já visto anteriormente nos itens da NBR 5410.

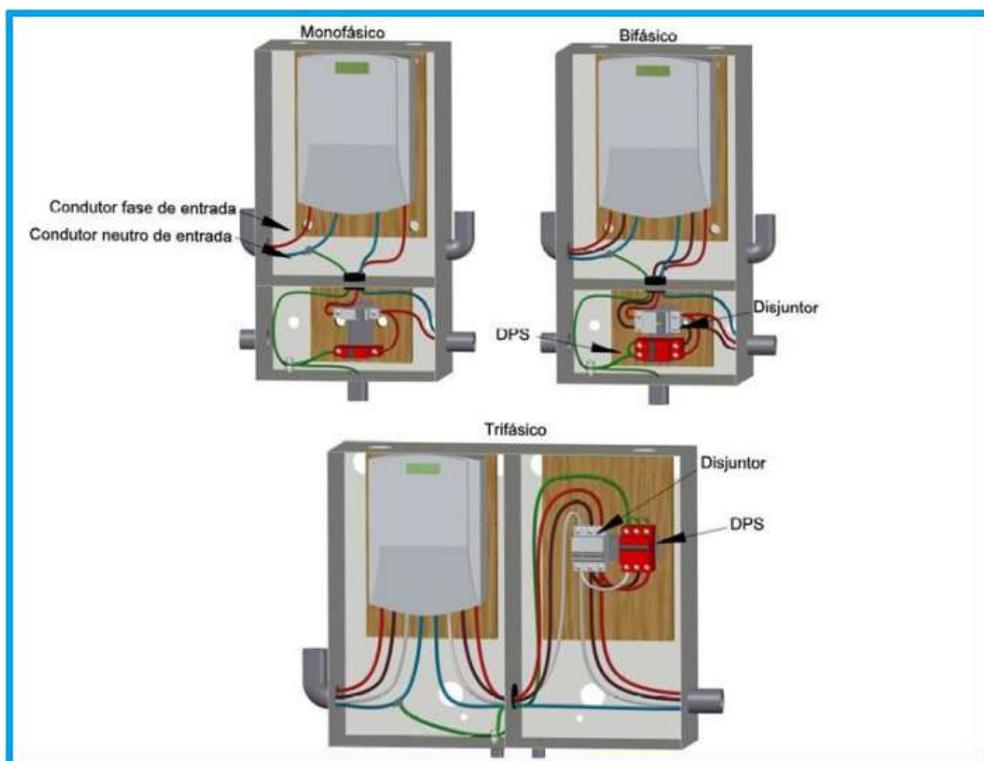


Figura 11 – Esquema de ligação de DPS. Fonte: GED 13 CPFL



Payback energético dos módulos fotovoltaicos



Vanderleia Ferraz

Gerente de Produto
América Latina na Risen
Energy

Não é de hoje que ouvimos a expressão **payback** quando falamos de energia solar. Essa grandeza, em geral, é usada para estimar o tempo de retorno financeiro do investimento realizado em uma planta solar.

Esse **payback** é, em essência, uma forma de estimar a atratividade financeira do projeto. Quanto menor o **payback**, melhor é o retorno.

Entretanto, um conceito pouco discutido, mas de extrema relevância, principalmente quando se fala em sustentabilidade, é o **payback energético** ou **payback de energia**.

Quando se fala em **payback de energia** refere-se a quanto tempo de geração do módulo fotovoltaico é necessário para gerar a quantidade de

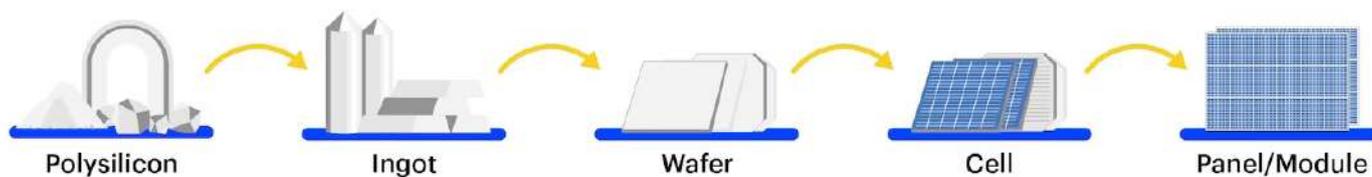
energia consumida na sua fabricação, incluindo todas as etapas da cadeia de produção.

A produção de um módulo fotovoltaico passa por várias etapas, desde a transformação do quartzo de silício em poli-silício, até a formação de lingotes, wafers, células e finalmente a montagem do módulo.

Esses processos pelos quais passam os materiais até a montagem do módulo são altamente consumidores de energia, principalmente porque muitos envolvem o processamento em altas temperaturas. Porém, não é só a produção do módulo que implica no consumo de energia.

A etapa de extração do quartzo de silício, o transporte dos materiais até a fábrica, o transporte dos módulos desde a fábrica até os locais de montagem das usinas, a operação e manutenção da usina e, por fim, a reciclagem e des-

tino final dos equipamentos, são todos processos que causam consumo de energia e, por sua vez, possuem uma pegada de emissão de carbono.



Fonte: IEA (International Energy Agency). Special Report on Solar PV Global Supply Chain, 2022

A produção do polissilício, base para a fabricação de lingotes, seja poli ou monocristalino, representa 40% do consumo de energia para produção do módulo devido às altas temperaturas do processamento e derretimento do quartzo de silício, de acordo com a IEA (International Energy Agency).



Fonte: Risen Energy

Da mesma forma, a produção da célula tradicional cristalina também requer alta temperatura, o que causa um consumo intenso de energia.

Entretanto, nas últimas duas décadas a evolução da tecnologia dos materiais trouxe uma significativa redução no consumo de energia para produção dos módulos e emissão de carbono e, como consequência, o tempo de payback de energia caiu de 10 anos para alguns meses.

Segundo o instituto Fraunhofer (2022), houve redução em mais de 6 vezes o uso de poli silício na fabricação das células cristalinas entre 2004 e 2020, como consequência do aumento da eficiência, aumento no tamanho dos wafers e melhoramento no processo de corte com fio diamantado fino.



Tecnologia a prova de futuro

Há **41 anos** mantemos a trajetória de líderes em inovação e tecnologia aplicada a energias renováveis. Já são mais de **1.700 patentes**, focadas em entregar **energia limpa, disponível e confiável**.

Nossos equipamentos são desenvolvidos dentro de padrões de **robustez e expansibilidade**, para que estejam sempre modernos e operacionais.

Novas tecnologias como **armazenamento, carregamento de veículos elétricos e gestão de energia** são facilmente integradas, mesmo aos nossos inversores antigos, como o **SUNNY TRIPOWER** acima, produzido de 2008 a 2022, com a **unidade 1.000.000**, entregue na cor dourada.

O futuro da energia não está longe - na SMA, já é uma realidade!



Fonte: Risen Energy

O surgimento das células PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) e monocristalinas que vêm substituindo a tecnologia BSF (Back Surface Field) no mercado desde os anos de 2015, a medida que aumentou a eficiência das células e o aproveitamento da área de módulo para potências maiores, bem como a redução na espessura e aumento do tamanho das células, oportunizou menor tempo de payback de energia pois os módulos geram mais por kW instalado.



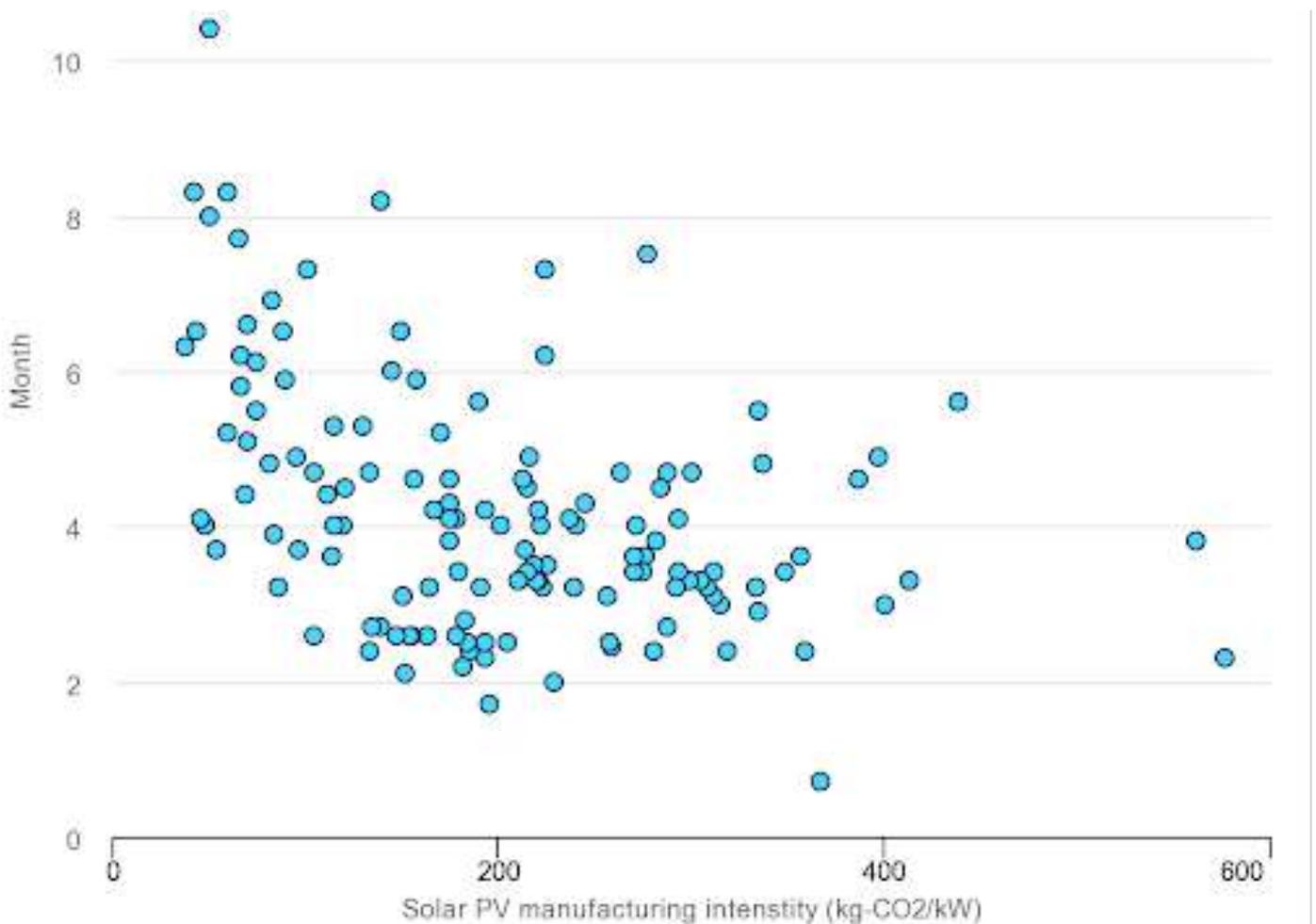
Fonte: Risen Energy

Felizmente, nos anos recentes o mercado deu um salto ainda maior em termos de tecnologia e eficiência de células com as tecnologias do tipo-N TOPCon e HJT, esta que chega a alcançar mais de 26% de eficiência na célula e valores acima de 22% de eficiência de módulo.

A partir do consumo de energia para produção do módulo e toda cadeia durante sua vida útil, podemos encontrar o payback de energia sabendo a geração média que o módulo vai apresentar, o que varia de acordo com a localização geográfica e a irradiância deste local, orientação, inclinação e temperatura média.

O gráfico abaixo apresenta o comportamento do tempo de payback de energia em alguns países em relação à emissão de carbono para produção do módulo cristalino e toda a cadeia.

A emissão de carbono está diretamente ligada ao consumo de energia, uma vez que se calcula a quantidade de carbono emitida para produzir o módulo a partir da energia primária e da eletricidade consumidas durante todas as etapas, considerando que uma usina emite carbono para gerar a energia em kg/kWh, seja ela termelétrica a carvão, gás ou óleo e até mesmo as hidroelétricas.



Fonte: IEA (2022)

Percebe-se que para uma mesma quantidade de carbono emitida, ou energia consumida na cadeia de produção, temos vários tempos de payback, que variam de 2 a 11 meses. Isso acontece devido à capacidade de gerar energia por cada kW de potência instalado, consequência da eficiência do módulo, temperatura, irradiância e outros fatores locais.



Parceiro FSP

Descubra as vantagens exclusivas
de ser Parceiro FSP Fronius

Programa exclusivo para
Integradores Fronius



Dessa forma, percebemos que algumas características da célula influenciam diretamente no tempo de payback de energia, como o tamanho e a espessura, pois otimizam o uso de materiais de silício e metais.

Infere-se também que a relação entre eficiência e tempo de payback é inversamente proporcional, ou seja, quanto maior a eficiência do módulo, o que lhe permite gerar mais energia, menor será o tempo de payback.

Da mesma forma, outros fatores que melhorem a capacidade do módulo de gerar mais energia por potência instalada contribuem para um menor tempo de payback, como um melhor coeficiente de temperatura de P_{max} , menor degradação linear anual e maior coeficiente de bifacialidade.

Para entendermos na prática a relação do tempo de payback de energia com a melhora da eficiência e de outras características do módulo, comparamos um módulo de tecnologia tipo-P monocristalino PERC com um módulo da tecnologia de heterojunção, a mais recente tecnologia lançada no Brasil, que traz células maiores de 210 mm, ultra finas com apenas 100um, alta eficiência de 22,5% e o menor coeficiente de temperatura de P_{max} dentre as tecnologias disponíveis.

O módulo ainda conta com uma estrutura de liga de aço de alta resistência, que consome menos energia e causa menor emissão de carbono em comparação ao tradicional frame de alumínio.

Devido às melhores características da tecnologia HJT, aliado com algumas tecnologias patenteadas da fabricante que reduzem o consumo de energia e a emissão de carbono, durante todo ciclo de vida do módulo são emitidos 400g CO_2e/W , certificado pela Certisolis, uma instituição francesa responsável por certificar a pegada de carbono de cada equipamento, para a cadeia de produção de um módulo de 700W são emitidos 280 kg de CO_2e .

As tecnologias PERC e TOPCon apresentam uma CFP (Carbon Foot Print, Pegada de Carbono, português) de 550g/W e 480g/W, o que representa um consumo de energia e emissão de carbono 37% e 12% maior que HJT por watt.



Fonte: Risen Energy

Desta forma, para um módulo de 550W da tecnologia PERC são emitidos 302,5kg de CO₂e, enquanto que para um módulo de 580W da tecnologia TOPCon são liberados 278,4 kg de CO₂e.

Sabe-se que o maior volume de produção global de células e módulos estão instalados na China, onde a matriz elétrica é principalmente termoelétrica a carvão e cada planta termelétrica tem sua taxa de emissão de carbono por kWh gerado variável de acordo com o tipo de ciclo e tecnologia utilizada.

Para nossos cálculos, tomaremos como exemplo a taxa de emissão de carbono das usinas termelétricas a carvão do Brasil, especificamente a Usina Jorge Lacerda III, que emite 1075 tCO₂e/GWh, isto é, 1,075kg de

CO₂e para kWh produzido, segundo a IEMA (2022).

Desta forma, chegamos a um consumo de 261 kWh para produção de 1 módulo de 700 W da tecnologia HJT, 259 kWh para produção de um módulo de 580 W da tecnologia TOPCon e 281,4 kWh para produção de um módulo de 550 W da tecnologia PERC.

Considerando uma produção anual de média de energia de 876 kWh, 694 kWh e 645 kWh para HJT, TOPCon e PERC respectivamente, para produzir a energia consumida em seu ciclo de vida, isto é, o tempo de payback de energia para o módulo de 700 W HJT é de 3,6 meses, frente a 4,5 meses para o 580 W TOPCon e 5,2 meses para o 550 W PERC.

TAXA DE EMISSÕES POR USINA TERMELETRICA				
		Carvão mineral	Óleo combustivel	
Usina			Taxa de emissões (tCO ₂ e/GWh)	
1	Candiota III Candiota	RS	1.313	
2	Pampa Sul Candiota	RS	1.140	
3	Jorge Lacerda I e II Capivari de Baixo	SC	1.090	
4	Jorge Lacerda III Capivari de Baixo	SC	1.075	
5	Porto do Pecém I São Gonçalo do Amarante	CE	914	
6	Jorge Lacerda IV Capivari de Baixo	SC	905	
7	Porto do Itaqui São Luis	MA	880	
8	Porto do Pecém II São Gonçalo do Amarante	CE	868	
9	Arembepe Carnaçari	BA	814	
10	Global II Candeias	BA	718	

Fonte: IEA (2022)

TECNOLOGIA	HJT	TOPCON	PERC
Potência	700 W	580 W	550 W
Eficiência	22,50%	21,50%	21,30%
Emissão de carbono	400 g/W	480 g/W	550 g/W
Energia Demandada Ciclo de Vida	260,5 kWh	259 kWh	281 kWh
Tempo de Payback de Energia - EPBT	3,6 meses	4,5 meses	5,2 meses

Referências

<https://energiaambiente.org.br/emissoes-de-gases-de-efeito-estufa-de-usinas-termelétricas-cresceram-75-20221215>

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/d2ee601d-6b1a-4cd2-a0e8-db02dc64332c/SpecialReportonSolarPVGlobalSupplyChains.pdf>



Eletrificação de veículos no Brasil: oportunidade bate à porta



Rubens Morelli
Jornalista do Canal VE

O ano de 2022 ficou marcado na história do Brasil pela alta demanda de veículos eletrificados, compostos por carros totalmente elétricos ou híbridos.

Foram 49.245 unidades emplacadas de janeiro a dezembro, uma alta de 41% em relação ao mesmo período do ano anterior, de acordo com a ABVE (Associação Brasileira do Veículo Elétrico).

O desempenho recorde das vendas do segmento no ano passado mostra que esse mercado começa a se consolidar. Segundo os dados da ABVE, a frota brasileira de veículos eletrificados, já com os dados computados de janeiro de 2023, tem

131.007 unidades, sendo 128 modelos diferentes disponíveis aos consumidores.

Entretanto, a falta de projetos concretos para a infraestrutura de recarga e incentivos fiscais para o crescimento do setor no país ainda preocupa especialistas.

A mesma ABVE estima que o Brasil entrou em 2023 com apenas 3 mil pontos de recarga públicos e semipúblicos distribuídos pelo país. Mesmo que as notícias do mercado mostrem inaugurações de eletropostos a cada semana, o número ainda é considerado pequeno.

Falta de projetos concretos para a infraestrutura de recarga ainda preocupa especialistas

Para o presidente da ABVE, Adalberto Maluf, os resultados do ano passado mostram o potencial do mercado de veículos de baixa emissão no Brasil.

“Vemos um crescimento constante e robusto das vendas de veículos elétricos e híbridos pelo quinto ano se-

guido, apesar de o Brasil ainda não ter um plano nacional de estímulos ao setor. O consumidor já percebe o elétrico como uma opção viável aos veículos convencionais”, afirma Maluf.

“Agora, é preciso dar os incentivos adequados e acelerar rumo às tecnologias de baixa emissão, em sintonia com as metas de descarbonização e avanço da industrialização anunciadas pelo novo governo”, acrescentou.

Na opinião do executivo, o país passa hoje por um interesse mútuo entre a indústria, que tem o desejo de investir no transporte sustentável, e os consumidores, mais receptivos aos veículos eletrificados.

Para Maluf, isso significa uma janela de oportunidades que não pode ser desperdiçada. “Temos a grande oportunidade de construir um novo parque industrial para veículos elétricos e híbridos no Brasil, incorporando as tecnologias mais modernas do mundo à tradicional competência brasileira em etanol e combustíveis de baixa emissão”, avalia.

Apoio à infraestrutura de recarga

Uma das barreiras para o avanço do mercado de veículos eletrificados no Brasil é a infraestrutura de recarga. Para **Ricardo David**, diretor da Elev, empresa especializada em soluções para o ecossistema dos carros elétricos, o Brasil precisa de estruturação e incentivo.



Ricardo David
Diretor da Elev

Política pública mais clara, com incentivos fiscais, poderia fortalecer a criação de novos postos de trabalho

“O investimento na infraestrutura de recarga e os incentivos fiscais são fundamentais para o crescimento do mercado de eletrificados no Brasil. Sem uma estrutura de recarga sólida, fica difícil para os motoristas optarem pelos veículos elétricos, pois eles precisam se preocupar em encontrar pontos de recarga durante suas viagens”, afirma.

De acordo com os dados da ABVE, os veículos híbridos leves continuam sendo os mais vendidos, com 30.439 emplacamentos em 2022, o que representa 63% do total de eletrificados comercializados no período.

“Essa é uma exemplificação de como a população ainda aguarda por uma maior estruturação, principalmente quando falamos de eletropostos”, diz David. “Investimentos nessa área e incentivos fiscais são medidas fundamentais para desenvolver esse setor. A população aguarda por uma estrutura mais robusta, especialmente no que diz respeito ao número de eletropostos disponíveis”, afirma.

O diretor da Elev aponta ainda que uma política pública mais clara poderia fortalecer a criação de novos postos de trabalho. “Os incentivos fiscais são importantes para atrair as montadoras para produzir veículos elétricos no país, o que pode gerar empregos e impulsionar a economia”, afirma.

Até o ano passado, por exemplo, apenas uma grande montadora produzia veículos eletrificados no Brasil: a

Toyota, em Indaiatuba (SP) e Sorocaba (SP). Para este ano, Great Wall Motors e Caoa Chery já anunciaram que devem iniciar a fabricação de eletrificados no país.

A BYD é outra empresa que já demonstrou interesse em produzir veículos eletrificados no Brasil, mas ainda busca locais para a instalar uma nova fábrica.

De acordo com a ABVE, o cenário para 2024 também é animador, com outras montadoras finalizando estudos para implantar linhas de produção de eletrificados no país. Para Adalberto Maluf, o Brasil deve ver um crescimento das indústrias do setor automotivo nos próximos anos.

“Essa nova indústria gerará empregos de qualidade para os brasileiros e investirá em pesquisa e inovação. E a ABVE está pronta para colaborar com esse desafio estratégico”, afirmou o presidente da Associação.

Práticas ESG à frente da transição

Se ainda falta um direcionamento concreto por parte dos órgãos públicos em relação à eletrificação, o caminho parece mais claro por parte das empresas.

Afinal, as multinacionais, em diferentes níveis, firmaram compromissos de descarbonização para os próximos anos, num sinal de que essas empresas buscam um futuro estável dentro de uma economia sustentável.

As chamadas práticas ESG (Environmental, Social and Governance, em inglês, ou simplesmente Meio Ambiente, Social e Governança, na tradução livre) praticamente substituíram o termo sustentabilidade dos dicionários corporativos.

O conceito, basicamente, mede o impacto que essas ações sustentáveis geram de retorno financeiro para as empresas. Assim, ao adotar essas ações, elas se posicionam perante seus consumidores com a responsabilidade de transformação que o mundo pede nos dias atuais.

Assim, na opinião de Ana Luci Grizzi, especialista em sustentabilidade, a transição energética da mobilidade para uma fonte energética limpa pode ser liderada pelas empresas, e não pelos governos.

“As empresas estão sofrendo pressão de investidores, principalmente, e de reguladores. Então mesmo que aqui no Brasil a gente não tenha uma política pública, uma normativa que imponha essa mudança de matriz energética para veículos, para os elétricos, por exemplo, a gente vai ter uma demanda de investidores em relação

Transição energética da mobilidade pode ser liderada pelas empresas, e não pelos governos

à matriz atual dos veículos por causa de gases de efeito estufa. E esse gatilho, na minha opinião, é muito mais forte do que se eu tivesse uma norma, uma lei que impusesse essa mudança de verdade. Na prática, o investidor é mais forte que uma lei”, avalia.



Ana Luci Grizzi
Especialista em sustentabilidade

Microinversor

Energia verde de valor para sua família



4 MPPTs



Máx. potência 2000W



Máx. eficiência 96.5%



Extensão de garantia até 15 anos



NEO 2000M-X

🔍 Growatt New Energy



GROWATT NEW ENERGY

br.growatt.com | Info@ginverter.com Centro de Suporte – São Paulo

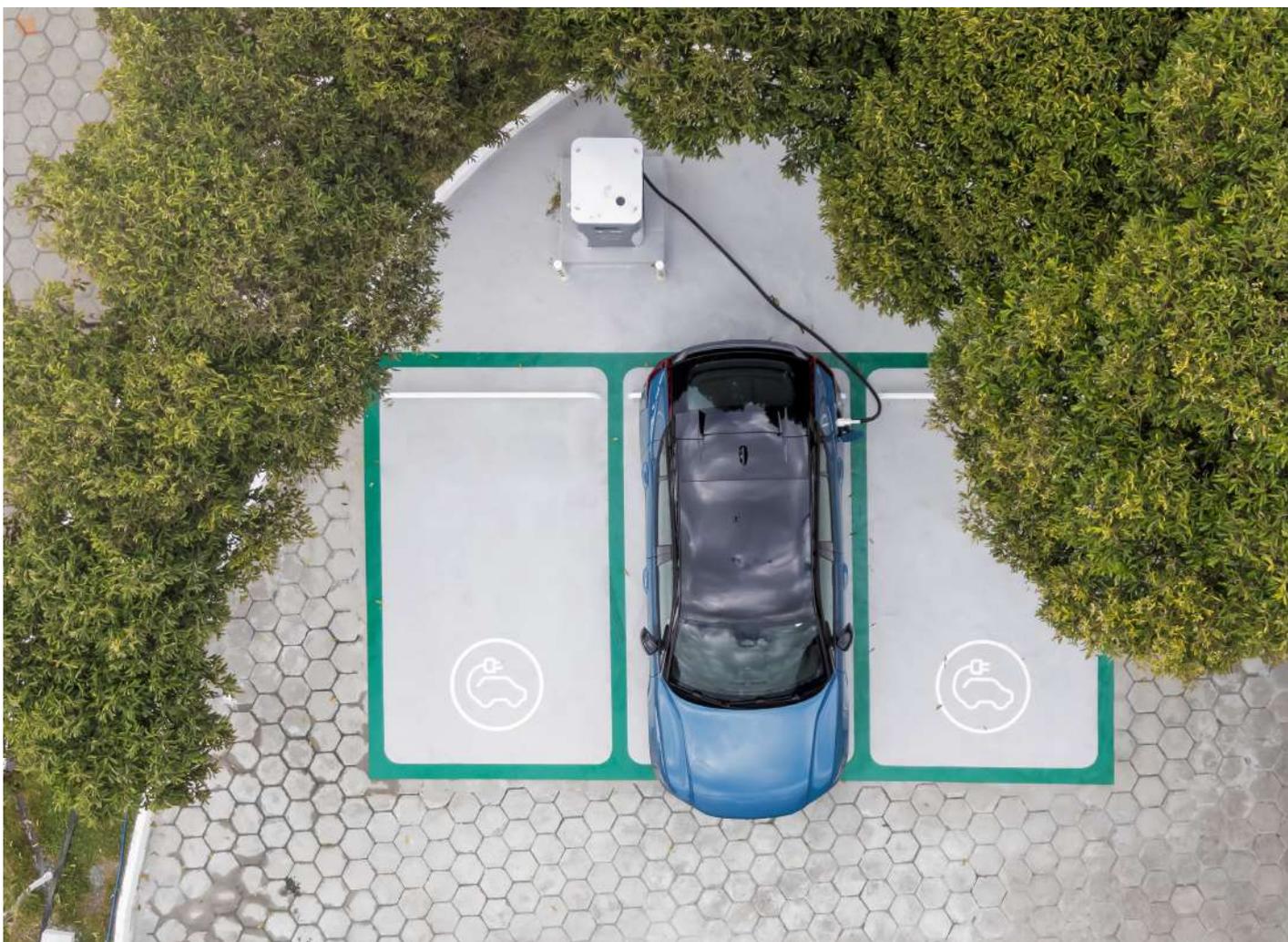
☎ +55 (44) 3122-3636 +55 (44) 3123-3650 ✉ br.service@growatt.com

A especialista diz que o Brasil tem uma condição até mais favorável que a Europa, por exemplo, para promover essa transição, uma vez que as principais fontes energéticas (hidrelétrica, solar e eólica) do país já são limpas, enquanto o Velho Continente ainda depende do carvão e do petróleo.

"Aqui seria mais viável, porque nossa fonte está pronta. Só que na Europa, por causa da crise geopolítica, como a que acontece agora na guerra Rússia e Ucrânia, eles precisaram disponibilizar capital. E o capital apareceu para fazer essa transição para renováveis. Então eles vão trabalhar ao mesmo tempo o aumento da matriz de renováveis, porque já estão disponibilizando capital, e vão trabalhar com a troca da frota, que já é mandatória por lá e tem prazo para acontecer", diz Ana Luci Grizzi.

Então o que falta ao Brasil? A especialista é taxativa. "Sinceramente, é um olhar mais de política pública integrada. A gente não tem um histórico bom de trazer essas questões de sustentabilidade como diretrizes para a economia brasileira", acrescenta.

"Na hora em que a gente entender que a gente tem uma vantagem econômica se a gente fizer isso, vai ser muito mais fácil de articular as políticas públicas, entender onde precisa de regulação, se vai ter troca de veículos efetivamente, quais outras ações a gente precisa, e aí conseguir materializar isso. Se eu continuar olhando para a economia de uma forma dissociada das questões de sustentabilidade, eu perco a vantagem comparativa e não materializo em competitiva", finaliza.





Medição da bifacialidade dos módulos fotovoltaicos



Mendelsson Neves

Pesquisador do LESF da Unicamp e bolsista de P&D da BYD Energy Brasil

A norma IEC 60904-1:2020 (Photovoltaic devices - Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics) descreve os procedimentos gerais para a determinação da curva I-V e das características elétricas (tensão, corrente e potência) dos módulos fotovoltaicos.

Em complemento a esse primeiro documento, a publicação IEC 60904-1-2:2019 (Photovoltaic devices – Part 1-2: Measurement of current-voltage characteristics of bifacial photovoltaic devices”) trata dos procedimentos específicos para lidar com módulos bifaciais.

Precisamos conhecer as definições

dos termos que são utilizados quando estamos tratando de módulos bifaciais, principalmente quando estamos trabalhando com a IEC 60904-1-2.

Pode parecer trivial, mas é importante conhecer as definições de dispositivo bifacial, bifacialidade e ganho de potência devido à irradiância traseira (conhecido como BiFi) apresentados na norma.

Um dispositivo bifacial é um dispositivo fotovoltaico (célula ou módulo) em que ambos os lados são usados para coletar a luz solar.

A bifacialidade é uma propriedade que expressa a relação entre as principais características da

parte traseira e da parte frontal de um dispositivo fotovoltaico bifacial quantificada por coeficientes de bifacialidade

específicos, referenciados em condições padrão de teste (STC – 1000 W/m², 25 °C, AM1,5).

As condições de medição dos dispositivos bifaciais devem ser proporcionais à sua bifacialidade

As principais definições de bifacialidade são: bifacialidade de corrente de curto-circuito (P_{isc}); bifacialidade de tensão de circuito aberto (P_{Voc}); e bifacialidade de máxima potência (P_{pmax}) [1].

O ganho de potência devido à irradiação traseira (BiFi) indica o acréscimo de potência, além daquela obtida em condições de STC, por unidade de irradiação traseira, sendo expresso em W/Wm^2 [1].

De forma geral o desempenho de dispositivos fotovoltaicos bifaciais em uma usina solar depende não apenas da irradiação que incide sobre a superfície frontal, mas também daquela que incide na superfície traseira do dispositivo, que é afetada por condições específicas de cada local, como o albedo, tamanho da superfície refletiva, estruturas de montagem, elevação dos dispositivos e seu ângulo de inclinação.

Devido aos fatores citados anteriormente, e a fim de obter resultados de medição que possam ser comparáveis, a medição da curva I-V é realizada de modo que seja possível quantificar a bifacialidade do dispositivo e o ganho de potência devido à irradiação traseira que ele pode coletar.

Assim, a bifacialidade torna-se uma propriedade intrínseca do dispositivo, diferentemente das condições específicas do local, como o albedo (medida de refletividade de uma superfície).

De acordo com a norma IEC 60904-1-2, as condições de medição dos dispositivos bifaciais devem ser proporcionais à sua bifacialidade. Isso pode ser garantido com o espectro da luz solar natural desde que em condições

adequadas ou em um simulador solar que pode ter seus níveis de irradiação ajustados.

Ainda que todos os requisitos sejam cumpridos, as condições de medição nunca serão perfeitas, havendo um desvio nas medições – por essa razão a IEC 60904-1-2 estabelece desvios permitidos para obter medições válidas.

Neste artigo, são descritos os procedimentos para a medição das características de corrente e tensão de dispositivos fotovoltaicos. Neste caso, o experimento aqui realizado foi feito em um módulo bifacial comercial sob luz simulada, para a comparação entre os dados obtidos em laboratório e os mostrados pela fabricante na folha de dados.

Célula bifacial

As células solares bifaciais possuem a propriedade de coletar simultaneamente a radiação incidente na sua parte frontal e na parte traseira. As células padrão (monofaciais) coletam a luz apenas em sua parte frontal [2].

Na Figura 1, temos a ilustração da estrutura simplificada de duas células fotovoltaicas do tipo PERC, sendo uma monofacial e a outra bifacial. A principal diferença entre elas é que a célula bifacial não recebe a metalização traseira em toda a sua área, como é feito na célula padrão.

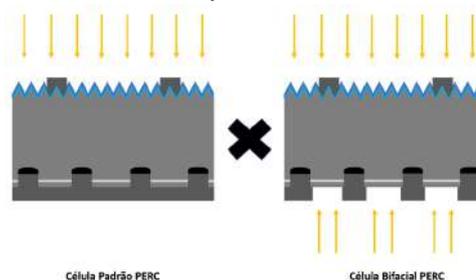


Figura 1 - Ilustração simplificada da estrutura de uma célula padrão e de uma célula bifacial. Fonte: [4]

ENERGIA SOLAR É ecori



o **microinversor certo**
para o mercado brasileiro



Quer saber mais?
Fale com a gente!



Pelo ganho na geração proporcionado pela bifacialidade, as células solares bifaciais podem aumentar a densidade de potência dos módulos fotovoltaicos em comparação com as células monofaciais, reduzindo os custos relacionados à área das usinas fotovoltaicas.

Uma vantagem apresentada pelas células bifaciais é a diminuição da temperatura de trabalho da célula devido à absorção reduzida de infravermelho na ausência da metalização traseira de alumínio, além do isolamento térmico proporcionado pela adição do vidro traseiro do módulo bifacial [2]. Por operar em temperaturas mais baixas sua potência de saída é aumentada.

Para uma maior compreensão dos efeitos combinados da irradiação na parte traseira dos módulos são necessários estudos levando em consideração todas as variáveis envolvidas no processo. Além disso, é importante sabermos caracterizar as células e módulos bifaciais com base em um procedimento padrão adotado pelas normas para garantir a aceitação mais ampla no mercado dessa tecnologia.

Caracterização dos dispositivos fotovoltaicos

Em laboratório é comum testarmos os dispositivos fotovoltaicos em simuladores solares para obter os parâmetros elétricos de saída de células e módulos fotovoltaicos, como tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto-circuito (I_{sc}), potência máxima (P_{max}), tensão máxima (V_m), corrente máxima (I_m), resistência série (R_s), resistência shunt (R_{sh}), eficiência (E_{ff}),

fator de forma (FF) e assim por diante. O sistema usa lâmpada de xenônio como gerador de luz para simular a luz natural do sol para efetuar os testes. A classe do simulador solar deve atender a norma IEC 60904-9.

Para o simulador com níveis de irradiação ajustáveis com iluminação em um único lado do dispositivo bifacial, deve ser capaz de fornecer níveis de irradiação acima de 1000 W/m^2 .

Os simuladores solares com níveis de irradiação ajustáveis com iluminação em ambos os lados, diferente do anterior, possuem a capacidade adicional para iluminar simultaneamente as faces frontal e traseira do dispositivo bifacial.

No caso de medições de desempenho fotovoltaico, quando usados simuladores solares independentemente de sua classe, deve ser quantificada a influência do simulador na medição, conforme definido pela IEC 60904-9.

A não uniformidade da irradiação, a distribuição espectral e as instabilidades temporais da irradiação devem ser medidas para a avaliação da incerteza dos simuladores. Esses três fatores de medição são baseados na classificação do simulador.

Ao ser utilizada a luz natural para traçar a curva I-V, além dos requisitos gerais de medição a serem seguidos na norma IEC 60904-1, são necessários pelo menos dois dispositivos de referência fotovoltaicos, para medição do nível de irradiação na parte traseira e a não uniformidade de irradiação na parte traseira.

Como será utilizada a luz natural e um traçador de curva em ambiente

livre, faz-se necessário monitorar a temperatura do módulo, bem como cuidados devem ser tomados para evitar o sombreamento.

Ao serem colocados sensores para medir a temperatura de dispositivos bifaciais tanto na luz natural como em simuladores com iluminação nas duas faces do módulo, deve ser considerada a análise da incerteza na medição. Uma alternativa é o uso de um sensor de temperatura da célula sem contato.

Para medir as características da curva I-V das superfícies frontal e traseira de dispositivos bifaciais, a contribuição do lado oposto do dispositivo em teste deve ser eliminada completamente durante a medição, fazendo com que o fundo não irradie, conforme ilustrado na Figura 2.

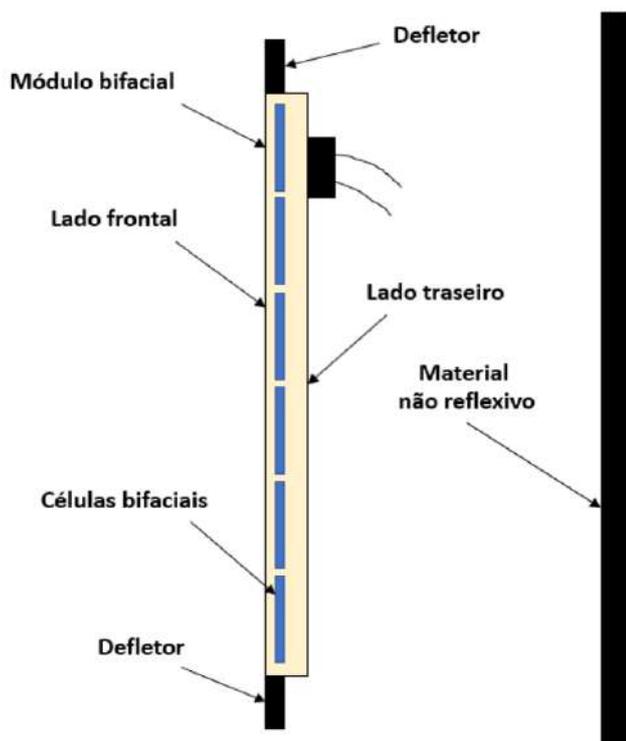


Figura 2 - Esquema de um módulo bifacial e um anteparo com fundo não irradiante. Fonte: [1]

Assim, como para os dispositivos fotovoltaicos padrão (monofaciais), os procedimentos de medição descritos na IEC 60904-1 servem para a medi-

ção de dispositivos fotovoltaicos bifaciais, exceto quando forem tratadas características próprias relacionadas à bifacialidade dos dispositivos.

As condições de medição dos parâmetros da curva I-V para dispositivos bifaciais são mais complexas, já que seus resultados de medição são mais propensos a efeitos devido a condições de medição divergentes das condições de referência.

Um exemplo em que isso pode ocorrer é com relação às reflexões parasitas da parte traseira do dispositivo em teste, que aumentam as incertezas.

Determinação da bifacialidade

Para determinar a bifacialidade do corpo de prova, os parâmetros elétricos da curva I-V dos lados frontal e traseiro devem ser medidos em STC, conforme mostrado na Figura 3. Devemos ter um anteparo com um fundo não irradiado, que é utilizado para evitar a iluminação do lado não exposto.

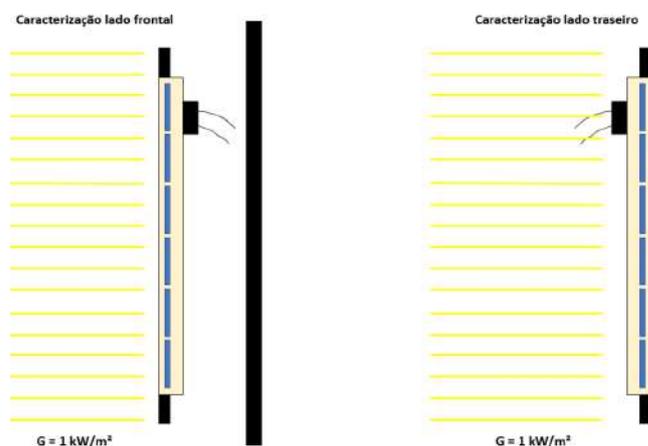


Figura 3 - Caracterização da bifacialidade entre lado frontal e traseiro do módulo. Fonte: [1]

Um detalhe importante no momento da medição da parte traseira dos módulos fotovoltaicos é que os cabos podem causar um sombreamento no momento do flash.



Soluções solares SAJ te capacitam para o seu futuro mais verde

Melhor desempenho e experiência mais ecológica



M1

Micro - inversor

R5

Inversor Solar Residencial

R6

Inversor Solar Residencial

C6

Inversor Solar Comercial

SAJ Brasil

 www.saj-electric.com
 +55 (11) 963 207 954

 brasil@saj-electric.com
 +55 (11) 963 475 982



Assim, devem ser seguidas recomendações dos fabricantes quanto ao manuseio dos cabos. Caso nenhuma recomendação específica seja feita, cada cabo deve seguir um caminho que minimize o sombreamento das células.

O parâmetro de bifacialidade da corrente de curto-circuito (ρI_{SC}), é a razão entre a corrente de curto-circuito gerada exclusivamente pela parte traseira (ρI_{SCr}) do dispositivo bifacial e aquela gerada pela parte frontal (I_{SCf}). Ambas as correntes são medidas em STC.

$$\rho I_{SC} = \frac{I_{SCr}}{I_{SCf}} \quad (1)$$

A bifacialidade de tensão de circuito aberto (ρv_{OC}), é a razão entre a tensão de circuito aberto gerada exclusivamente pela parte traseira (v_{OCr}) do dispositivo bifacial e aquela gerada pela parte frontal (v_{OCf}). Ambas as tensões são medidas em STC.

$$\rho v_{OC} = \frac{v_{OCr}}{v_{OCf}} \quad (2)$$

A bifacialidade da potência máxima (ρP_{max}), é a razão entre a potência máxima gerada exclusivamente pela parte traseira (P_{maxr}) do dispositivo bifacial e aquela gerada pela parte frontal (P_{maxf}). Ambas as potências são medidas em STC.

$$\rho P_{max} = \frac{P_{maxr}}{P_{maxf}} \quad (3)$$

Para uma melhor precisão da medição da bifacialidade é recomendável que os testes sejam realizados em diversas amostras para fornecer sua dispersão.

O ganho na geração de energia proporcionado pela irradiância traseira, BiFi, do dispositivo bifacial em teste deve ser determinado em função do nível de irradiância da parte traseira. Os testes devem ser realizados em STC.

Para a medição da potência máxima (P_{max}) do dispositivo fotovoltaico, a depender do tipo de simulador:

- Se for um simulador solar com iluminação nos dois lados simultânea, a irradiância deve ser no lado frontal igual a $G_f=1000 \text{ W/m}^2$ e pelo menos dois níveis de irradiância diferentes na parte traseira G_r
- Se for um simulador solar com iluminação em apenas um lado, deve ter pelo menos duas irradiâncias equivalentes no lado frontal que podemos determinar através das seguintes fórmulas:

$$G_f = 1000 + p G_r \quad (4)$$

$$P = \min(p_{isc} p_{pmax}) \quad (5)$$

Escolhemos o valor mínimo entre os valores de coeficiente de bifacialidade de corrente de curto-circuito e potência máxima.

O rendimento de ganho de potência acionada por irradiância traseira, BiFi, é a inclinação derivada do ajuste linear da série de dados entre a $P_{max} \times G_r$

Além de BiFi, dois valores específicos de P_{max} devem ser encontrados $P_{maxBiFi100}$ e

$P_{maxBiFi100}$ onde $G_{r100} = 100W/m^2$ e $G_{r200} = 200W/m^2$.

$$P_{maxBiFi100} = P_{maxSTC} + BiFi100 \quad (6)$$

$$P_{maxBiFi200} = P_{maxSTC} + BiFi200 \quad (7)$$

Esses dois valores são obtidos através de uma interpolação linear entre os valores de P_{max} e G_r .

Experimento e Resultados

Um módulo bifacial comercial foi utilizado como amostra para atestar a sua bifacialidade e o rendimento de energia gerado pela bifacialidade para posterior comparação com os dados apresentados na folha de dados do fabricante.

A caracterização do módulo foi realizada utilizando um simulador solar com irradiância variável com iluminação com somente um lado. O simulador solar da série Gsolar XJCM-11A+ de classe A+A+A+ foi ajustado para fornecer as irradiâncias de acordo com a norma.

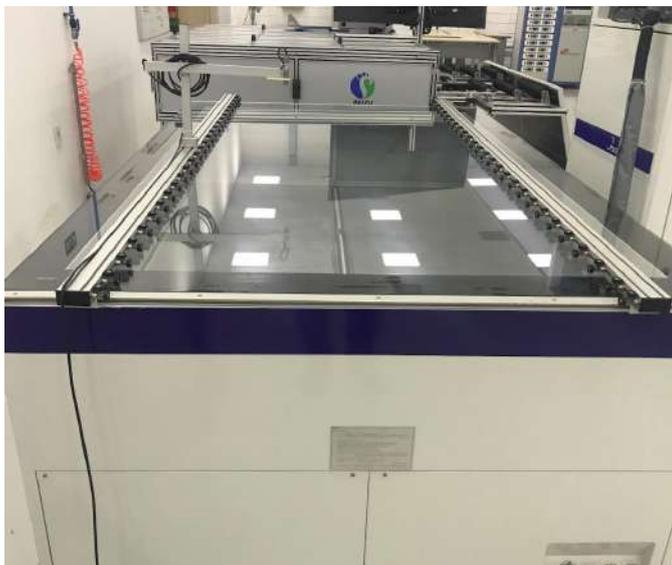


Figura 4 - Simulador Gsolar XJCM-11A, classe A+A+A+. Fonte: LESF/UNICAMP

Seguindo o que está descrito na norma 60904-1-2, em um primeiro momento devemos encontrar a bifacialidade do módulo, para depois determinarmos o rendimento de ganho de potência devido à irradiância traseira, que abreviamos como BiFi.

A montagem do setup para o teste envolve obstruir com um anteparo totalmente escuro o lado oposto em que será testado no flash para que não possa influenciar no momento do teste. Por exemplo, ao testarmos o lado frontal cobrimos o lado traseiro com anteparo, e vice-versa. A Figura 5 mostra como deve ser feito.



Figura 5 - Realização do teste de flash em módulos bifaciais

Devemos determinar a bifacialidade do módulo bifacial através da medição do teste de flash da sua parte frontal e da sua parte traseira em STC. Na Figura 6, temos o traçado da curva I-V de ambos os lados do módulo. E as características elétricas estão na Tabela 1.

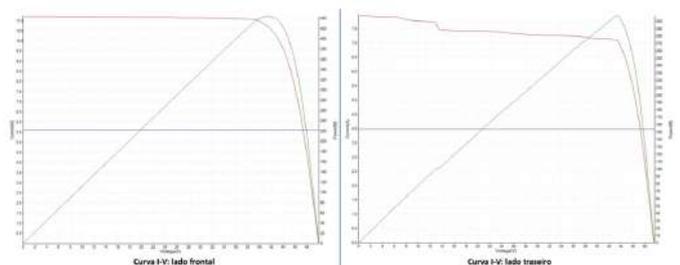


Figura 6 - Curvas I-V e P-V da amostra

RESISTÊNCIA e SEGURANÇA para seu projeto.



SSM - T1002

ESTRUTURA DE SOLO SL001



AÇO A36
SÚPORTE DE SOLO MONOPOSTE
MATERIAL: AÇO GALVANIZADO A FOGO/ INOX 304
PERFIL ALUMÍNIO - 6005A



SUPORTE DE FIXAÇÃO
PERFIL HR3 COM VÃOS DE ATÉ 3,20 m.
** Consultar isopleta de venda.*



Acesse nosso catálogo e
conheça outras soluções.

✉ vendas@ssmdobrasil.com.br

☎ (41) 3037-3750

📞 (41) 99841-8202

🌐 www.ssmsolardobrasil.com.br

f @ssmsolardobrasil

📷 @ssm_solar_brasil

in ssmsolardobrasil

SSM
SOLAR DO BRASIL

Tabela 1 - Características elétricas do lado frontal e traseiro da amostra

LADO FRONTAL DO MÓDULO					
$V_{oc}(V)$	$V_{mpp}(V)$	$I_{sc}(A)$	$I_{mpp}(A)$	$P_{max}(W)$	$n(\%)$
49,96	41,49	11,21	10,68	443,48	20,25

LADO TRASEIRO DO MÓDULO					
$V_{oc}(V)$	$V_{mpp}(V)$	$I_{sc}(A)$	$I_{mpp}(A)$	$P_{max}(W)$	$n(\%)$
49,53	43,21	7,96	7,09	306,72	14,00

Podemos comparar os dados obtidos após o teste de flash com o da folha de dados do módulo da Figura 7. Ao compararmos os dados, vemos que os dados elétricos são bem próximos com uma baixa diferença aceitável.

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	430	435	440	445	450
Power Tolerance- P_{MAX} (W)			0 ~ +5		
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	40.5	40.8	41.1	41.4	41.7
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	10.62	10.67	10.71	10.75	10.80
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	48.7	48.9	49.1	49.3	49.5
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	11.20	11.24	11.28	11.32	11.36
Module Efficiency η_m (%)	19.5	19.7	19.9	20.2	20.4

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
 *Measuring tolerance: ±3%.

Figura 7 - Características elétricas do módulo testado em STC destacado referente a parte frontal

Com os valores de corrente, tensão e potência podemos calcular os fatores de bifacialidade dessas características elétricas do módulo aplicando nas Equações 1, 2 e 3.

Tabela 2 - Bifacialidade da amostra

p_{ISC}	71%
p_{VOC}	99,13%
$p_{P_{MAX}}$	69,16%

Dos dados de bifacialidade encontrados podemos ver que a tensão de circuito aberto permanece quase que a mesma para ambos os lados do módulo. Visto que a tensão depende da temperatura, essa acaba permanecendo a mesma.

As maiores mudanças são na corrente e potência, que variam pela característica de produção da célula, além dos demais materiais, como o encapsulante e o vidro traseiro, que possuem características diferentes do frontal.

Como o simulador utilizado para o

teste apresenta iluminação em apenas um lado do módulo, podemos utilizar as Equações 4 e 5, para determinarmos a irradiação equivalente que deve ser aplicada ao lado frontal para simular o ganho de potência do lado traseiro.

Para isso calculamos os valores e inserimos na Tabela 3, com os valores de potência máxima sendo medidos de acordo com a irradiação frontal ajustada. Com os dados obtidos da Tabela 3, podemos determinar por interpolação linear os valores de BiFi100 e BiFi200 através das Equações 6 e 7.

Tabela 3 - Potência máxima medida em diferentes irradiações traseiras e frontais baseadas no ganho do lado traseiro do módulo

φ	$G_r (W)$	$G_f (W)$	$P_{max} (W)$	$P_{max, BiFi} (W)$	BiFi	Ganho(%)
0,7	0	1000	443,48		0,2614	0
	50	1035	454,31			2
	100	1070	469,23	469,13		6
	150	1105	482,64			9
	200	1140	495,29	495,94		12
	250	1175	510,06			15

Para uma melhor visualização dos dados podemos plotar o gráfico mostrado na Figura 8, levando em consideração as potências máximas obtidas no teste e as irradiações equivalentes, podendo ser realizada a interpolação linear é obtida a reta do BiFi.

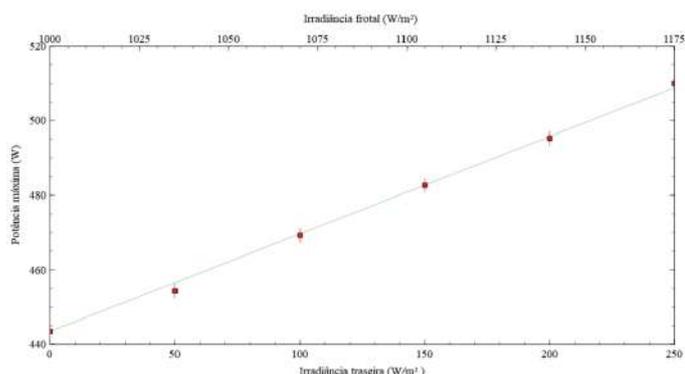


Figura 8 - Gráfico da potência máxima como uma função do nível de irradiação traseira ou da irradiação frontal sendo considerada a bifacialidade de 0,7

O módulo de amostra apresenta a potência na etiqueta de 440 Wp, e na folha de dados do fabricante somente em um módulo da família tem seu ganho de bifacialidade indicado, sendo o módulo de potência de 435 Wp, como destacado na Figura 9. Podemos ver que a bifacialidade descrita na folha de dados do módulo condiz com a do teste realizado em laboratório.

RENOVIGI
ENERGIA SOLAR

10
ANOS

RENOVIGI 10 ANOS

ENERGIZANDO UM MUNDO MELHOR COM VOCÊ!



RENOVIGI É A ENERGIA QUE VOCÊ PRECISA PARA TRANSFORMAR SEU NEGÓCIO.

Fundada em 2012 em Chapecó-SC, a Renovigi tornou-se uma das maiores fabricantes de sistemas fotovoltaicos no Brasil, com **mais de 100 mil geradores instalados** em todo território nacional. São **10 anos distribuindo qualidade, confiabilidade, inovação e ajudando a tornar o mundo mais sustentável tendo o sol como inspiração.**

Com matriz em Chapecó-SC, a Renovigi não para de crescer e hoje conta com filiais em Navegantes-SC, Louveira-SP, Campinas-SP e Recife-PE. Na Renovigi, a energia é feita por gente, feita pelos **mais de 200 colaboradores** diretos e indiretos, que trabalham diariamente para levar essa energia até você.

Deixe a energia Renovigi transformar seus negócios. Faça parte da história de uma das empresas que mais cresce no Brasil e seja você também um dos **mais de 4 mil parceiros** credenciados Renovigi. **Conquiste seu lugar, conecte-se com essa energia.**


@renovigi


@renovigisolar


/renovigi

Visite nosso site
renovigi.com.br

Seja um
credenciado:



QUEM CONHECE, INDICA RENOVIGI

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 435 Wp front)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	457	479	500	522	544
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	11.20	11.74	12.27	12.80	13.34
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	49.0	49.1	49.2	49.3	49.4
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	11.80	12.36	12.93	13.49	14.05
Pmax gain	5%	10%	15%	20%	25%

Power Bifaciality: 70±5%

Figura 9 - Características elétricas com diferentes ganhos de potência do lado traseiro (módulo de referência 435 Wp lado frontal)

Montando a tabela com os dados obtidos dos testes de flash do módulo de amostra temos a seguinte Tabela 4.

Tabela 4 - Características elétricas do módulo quando considerado o ganho do lado traseiro

Potência máxima - P_{max} (W)	454,3	469,2	482,64	495,29	510,06
Tensão de potência máxima - V_{mpp} (V)	42,49	42,50	42,68	42,79	42,76
Corrente de potência máxima - I_{mpp} (A)	10,69	11,04	11,31	11,57	11,93
Tensão de circuito solar - V_{oc} (V)	50,14	50,23	50,29	50,34	50,42
Corrente de curto-circuito - I_{sc} (A)	11,42	11,80	12,16	12,50	12,87
Ganho de potência	2%	6%	9%	12%	15%

Neste teste, podemos atestar os critérios de bifacialidade em módulo comercial de amostra, podemos ver como é realizado o processo de obtenção dos coeficientes de bifacialidade através da norma IEC 60904-1-2 em condições de laboratório, sendo essas as medidas elétricas que são colocadas nas folhas de dados dos fabricantes de módulos.

O módulo de teste apresentou a mesma bifacialidade atestada em sua folha de dados. Entretanto, como o módulo de teste é de potência diferente do detalhado na folha de dados, o ganho não pode ser compara-

do. Além disso, não há como saber em quais irradiâncias traseiras a fabricante realizou o teste.

Referências Bibliográficas

[1] IEC TS, "Photovoltaic Devices - Part 1-2: Measurement of Current-Voltage Characteristics of Bifacial Photovoltaic (PV) Devices". IEC, 2019.

[2] R. Guerrero-Lemus, R. Vega, T. Kim, A. Kimm, e L. E. Shephard, "Bifacial solar photovoltaics – A technology review", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 60, p. 1533–1549, jul. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.03.041.

[3] "GSOLAER POWER CO.,LTD Products". http://www.gsolar.cn/page_en/p_XJCMS.html (acessado 9 de novembro de 2022).

[4] Calculating the additional energy yield of bifacial solar modules, SolarWorld



Resolução 1.055 da ANEEL cria zonas de exclusão para centrais geradoras



Luiza Melcop

Sócia advogada do escritório Cortez Pimentel Advogados

No dia 3 de janeiro deste ano, foi publicada no DOU (Diário Oficial da União) a **Resolução Normativa nº 1.055/2022 da ANEEL** (Agência Nacional de Energia Elétrica).

As alterações promovidas nas Regras de Transmissão conferem tratamento regulatório relacionado ao ilhamento de subestações da Rede Básica e das DITs (Demais Instalações de Transmissão).

Segundo a Agência, o objetivo da regulação é evitar a dinâmica de expansão das centrais de geração que cercam as subestações, impedindo a realização de novos acessos por outros usuários ou criando conflitos entre traçados de

linhas de conexão. Tal motivo foi exposto no voto de aprovação do texto da resolução.

Para atingir esse objetivo, a ANEEL criou a figura da ADS (Área de Desenvolvimento de Subestação), conceituada como “uma área circular, com 2 km de raio medido a partir do centro geométrico ao redor de uma subestação de transmissão integrante da rede básica ou demais instalações de transmissão – DIT, na qual não poderão ser construídas centrais geradoras”.

A regulamentação afetará tanto as centrais geradoras da geração centralizada quanto da geração distribuída

De acordo com a Agência, os limites do raio podem ser alterados, para mais ou para menos, a depender de decisão de planejamento aprovada pela ANEEL.

Tendo em vista que a ADS está relacionada à rede de transmissão, a regulamentação afetará tanto as centrais

geradoras da geração centralizada quanto da geração distribuída.

Nesse último caso, basta considerar a hipótese de o parecer de acesso da minigeração emitido pela distribuidora indicar como alternativa de menor custo global a conexão da central nos ativos de fronteira com a rede básica ou em DIT, devendo ser, com isso, observada a obrigação de não interferência da central de minigeração na ADS.

Assim, para os projetistas das centrais geradoras é importante estar atento à possibilidade de mudança no traçado da linha de conexão às subestações da Rede Básica para evitar interferências com o raio da ADS.

A Resolução 1.055/2022 prevê que a fixação da ADS para subestações novas, ou existentes, ocorrerá a partir de 1º de abril de 2023. Ou seja, somente a partir desta data que as determina-

ções entram em vigor.

A partir desse marco, as transmissoras têm a obrigação de disponibilizar aos acessantes as coordenadas geográficas das ADS no processo de assinatura do CCT (Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão) [1].

Para as outorgas de geração solicitadas à agência reguladora até 1º de abril de 2023, os geradores passam a ter a obrigação de declarar que a implantação das centrais de geração não afeta a ADS [2].

Por outro lado, para as outorgas de geração já emitidas com obras não iniciadas ou ainda em fase de construção, e cujas soluções de conexão interfiram no raio da ADS, o traçado do acesso poderá ser mantido somente se houver CUST (Contrato de Uso do Sistema de Transmissão) assinado até 1º de abril de 2023.

RENAC

Solução On-grid e ESS Híbrida

Confiável
Inteligente
Flexível

www.renacpower.com
market@renacpower.com



Nessa hipótese, haverá somente a obrigação de comunicação da interferência nas zonas de ADS no prazo de 60 dias [3]. Além disso, o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) se torna responsável pela resolução de conflitos em relação à aprovação de traçados de linhas de transmissão no âmbito da ADS.

Por exemplo, no caso dos projetos que não tenham CUST assinado até 1º de abril de 2023, mas haja projeto básico do traçado de conexão da central geradora envolvendo a passagem no interior do raio da ADS, deverá ser avaliada a conveniência da aprovação da solução de conexão ou a exigência do atendimento à obrigação regulatória.

Da forma como foi elaborada a Resolução Normativa nº 1.055/2022, observa-se que o foco da regulação será evitar o fenômeno do ilhamento de subestações, no entanto, respeitando-se certa margem de flexibilidade nesse regramento, justamente em razão da ciência do regulador do com-

plexo uso fundiário no entorno das subestações.

Esse equilíbrio regulatório faz lembrar de um caso julgado monocraticamente pela Diretoria da ANEEL em março de 2022 [4] em que duas centrais geradoras levaram controvérsia à Agência sobre o conflito entre traçados de linhas de transmissão de interesse restrito de dois projetos de geração no estado de Roraima.

Por mais que o problema tenha se resolvido de forma amigável entre as centrais geradoras, o caso expôs a necessidade de revisão das margens de ocupação dos projetos em um ambiente de implantação de centrais de geração, que se torna cada vez mais competitivo.

Referências

- [1] Itens 2.3.3 e 2.3.4 da Seção 3.1 das Regras de Transmissão – Módulo 3
- [2] Alínea “x” do item 2.9 da Seção 5.1 das Regras de Transmissão – Módulo 5
- [3] Item 2.7.1 da Seção 5.1 das Regras de Transmissão – Módulo 5 e art. 7º da Resolução Normativa nº 1.055/2022
- [4] Doc.SIC.ANEEL nº 48575.001328/2022-00



Fonte: Canal Solar



Eficiências EURO e CEC dos inversores solares



Geyciane Pinheiro

Pesquisadora do LESF da Unicamp e pesquisadora de P&D da BYD Energy Brasil

Quando falamos em eficiência de inversores fotovoltaicos, existem três normas principais que tratam desse assunto: IEC 61683:1999, CEC (California Energy Commission) e EN 50530:2010.

No decorrer deste texto vamos explicar como foram desenvolvidas as eficiências EURO, CEC e outras eficiências.

A eficiência EURO foi desenvolvida a partir de um artigo publicado em 1990 para a cidade de Trier, na Alemanha. Por esse motivo, é chamada de eficiência europeia, visto que foi elaborada para uma cidade da Europa.

Apesar da equação da eficiência

EURO ter sido desenvolvida em 1990, a primeira norma de eficiência para inversores fotovoltaicos foi publicada apenas em 1999, chamada de IEC 61683:1999 e com o título: Photovoltaic systems - Power conditioners - Procedure for measuring efficiency e apresenta apenas a metodologia para o desenvolvimento de eficiência para inversores conectados à rede – na qual, basicamente é necessária uma base de dados de irradiância do local estudado para que a equação seja desenvolvida.

Como dito, apesar de ter sido desenvolvida em 1990, a norma IEC 61683:1999 não publicou a equação da eficiência EURO, apenas a metodologia para desenvolver qualquer eficiência.

ência.

Em 2005, a Comissão de Energia da Califórnia (CEC) publicou o procedimento de ensaio para inversores foto-

EURO e CEC são as mais conhecidas, mas existem mais de 15 eficiências desenvolvidas no mundo acadêmico

voltaicos para a Califórnia. Nela, consta a equação da eficiência EURO que foi desenvolvida em 1990, porque já estava sendo popularizada por meio de artigos e sendo utilizada comercialmente. Porém, a CEC analisou que a eficiência EURO não representava o perfil de irradiância da Califórnia. Para verificar como os elaboradores da CEC chegaram a esse raciocínio, os próximos parágrafos explicarão a equação da eficiência EURO.

Como dito, através do perfil de irradiância de uma cidade na Alemanha, a eficiência EURO foi desenvolvida, a equação é apresentada:

$$\eta_{EURO} = 0,03\eta_{conv\ 5\%} + 0,06\eta_{conv\ 10\%} + 0,13\eta_{conv\ 20\%} + 0,10\eta_{conv\ 30\%} + 0,48\eta_{conv\ 50\%} + 0,20\eta_{conv\ 100\%} \quad (1)$$

A equação é explicada através de:

$$\eta_{EURO} = \text{peso} * \eta_{conv\ (\text{carregamento do inversor, ex.: 5\%})} + \text{peso} * \eta_{conv\ (\text{carregamento do inversor, ex.: 10\%})} + \dots + \dots$$

- O peso é desenvolvido através da quantidade de tempo que o inversor opera em um nível específico da base de dados de irradiância de cada local;
- A eficiência de conversão é a potência de saída dividida pela potência de entrada;
- O carregamento representa a potência do inversor.

Para facilitar o entendimento da Equação (1) podemos observar a Tabela 1:

TABELA 1 - PESOS E CARREGAMENTOS DA EFICIÊNCIA EURO						
Peso EURO	0,03	0,06	0,13	0,10	0,48	0,20
Carregamento	5	10	20	30	50	100
EURO (%)						

É possível verificar que a eficiência EURO considera os carregamentos de 5%, 10%, 20%, 30%, 50% e 100% (os carregamentos são percentuais da potência nominal do inversor).

Neste contexto, a CEC observou na base de dados de irradiância da cidade de Sacramento, na Califórnia, que o carregamento de 5% era irrelevante para essa região. Também verificou-se que o carregamento de 75% não era considerado na eficiência EURO.

Dentro dessas considerações mencionadas, a CEC desenvolveu sua própria eficiência através da mesma metodologia da eficiência EURO que foi apresentada na IEC 61683:1999.

A fórmula do cálculo da eficiência CEC é apresentada na Equação 2 e explicada na Tabela 2.

$$\eta_{CEC} = 0,04\eta_{conv\ 10\%} + 0,05\eta_{conv\ 20\%} + 0,12\eta_{conv\ 30\%} + 0,21\eta_{conv\ 50\%} + 0,53\eta_{conv\ 75\%} + 0,05\eta_{conv\ 100\%} \quad (2)$$

GOODWE

Linha HT 225/250 kW

É a escolha preferida para a utilização de usinas fotovoltaicas centralizadas e usinas de grande porte para gerar energia solar e maximizar o retorno do investimento.



Maior rendimento

- Até 20A de Corrente de Entrada por String
- Até 12 MPPTs
- Até 1500Vcc
- Potência Máxima em 45°C para todos os modelos



O&M inteligente

- Monitoramento a nível de string
- Recuperação PID integrada
- Configuração e atualização remotas para reduzir os custos de visita ao local
- Comunicação PLC



Excelente segurança e confiabilidade

- Interruptor CC de proteção automático
- DPS Tipo II CC e CA integrados (Tipo I opcional)
- Grau de Proteção IP66 e C5
- Proteção contra Arcos (AFCI)



br.goodwe.com

GOODWE **PLUS**

Torne-se um instalador certificado e tenha acesso à um mundo de benefícios.



Central WhatsApp

TABELA 2 - PESOS E CARREGAMENTOS DA EFICIÊNCIA EURO.

Peso CEC	0,04	0,05	0,12	0,21	0,53	0,05
Carregamento CEC (%)	10	20	30	50	75	100

Dessa forma, percebe-se que a EURO foi desenvolvida para lugares de baixa irradiância e a eficiência CEC para lugares que possuem maiores irradiâncias, visto que a eficiência CEC considera que 53% do tempo da irradiância permanece em 75% de potência do inversor fotovoltaico, 21% do tempo da irradiância em 50% da potência do inversor fotovoltaico e desconsidera o carregamento de 5% que a eficiência EURO utiliza.

Voltando para as normas, foram mencionadas a primeira IEC 61683:1999, a segunda CEC:2005 e, por fim, a norma EN 50530:2010, que é considerada a maior referência quando o assunto é eficiência de inversores fotovoltaicos, visto que a norma engloba todas as outras que foram mencionadas e adiciona informações.

A EN 50530:2010 acrescenta o conceito de eficiência total, que é o produto da eficiência de conversão e a eficiência do seguimento do ponto de máxima potência (SPMP).

Para não haver dúvidas, apresenta-se abaixo um resumo das diversas definições de eficiências para inversores existentes:

Eficiência de conversão: a razão entre a energia de saída em corrente alternada (CA) e a energia de entrada em corrente contínua (CC):

$$\eta_{conv} = \frac{\int_0^t P_{ca}(t) dt}{\int_0^t P_{cc}(t) dt}$$

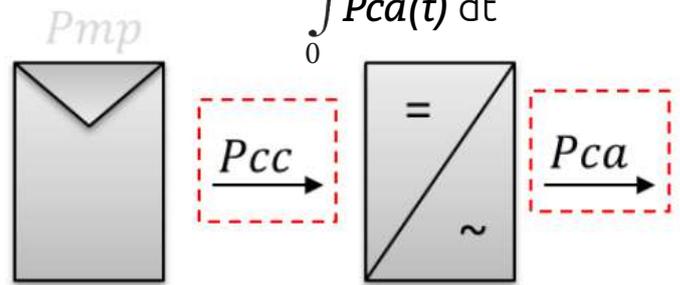


Figura 1 - Eficiência de conversão

Eficiência do SPMP (ou MPPT): a razão entre a energia de entrada CC e o valor teórico do ponto de máxima potência:

$$\eta_{spmp} = \frac{\int_0^t P_{cc}(t) dt}{\int_0^t P_{mp}(t) dt}$$

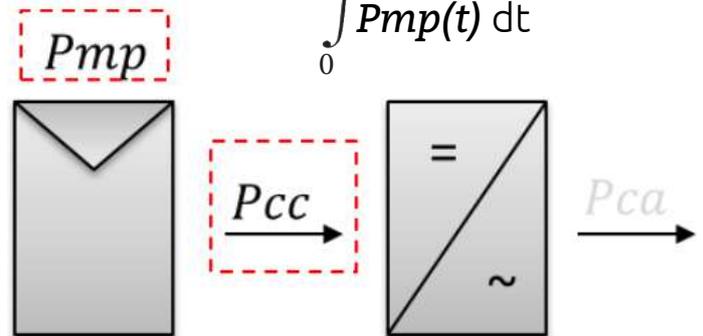


Figura 2 - Eficiência do SPMP

Eficiência total: produto da eficiência de conversão e eficiência do SPMP. Ou ainda, a razão entre a energia de saída CA e o valor teórico do ponto de máxima potência:

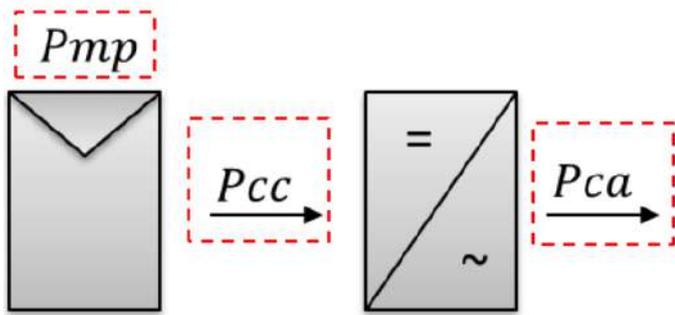


Figura 3 - Eficiência total

Portanto, a diferença entre as equações que a EN 50530:2010 apresenta para IEC 61683:1999 e CEC é apenas a eficiência total. As equações são apresentadas não mais como eficiência de conversão, mas sim como eficiência total.

$$\eta_{total} = \eta_{tspmp} \cdot \eta_{conv} = \frac{\int_0^t Pca(t) dt}{\int_0^t Pmp(t) dt}$$

$$\eta_{EURO} = 0,03\eta_{total 5\%} + 0,06\eta_{total 10\%} + 0,13\eta_{total 20\%} + 0,10\eta_{total 30\%} + 0,48\eta_{total 50\%} + 0,20\eta_{total 100\%} \quad (1)$$

$$\eta_{cec} = 0,04\eta_{total 10\%} + 0,05\eta_{total 20\%} + 0,12\eta_{total 30\%} + 0,21\eta_{total 30\%} + 0,53\eta_{total 75\%} + 0,05\eta_{total 100\%} \quad (2)$$

Teste de eficiência com simulador solar

O simulador solar é uma fonte eletrônica programável, capaz de reproduzir o comportamento da curva I-V de uma string ou um arranjo fotovoltaico.

A norma EN 50530:2010 é a mais utilizada e também é a maior referência para ensaios de eficiência de inversores fotovoltaicos conectados à rede, portanto, as fontes fotovoltaicas possuem um módulo interno com as regras da norma. A Figura 4 mostra um exemplo de tela de configuração do simulador solar TerraSas.

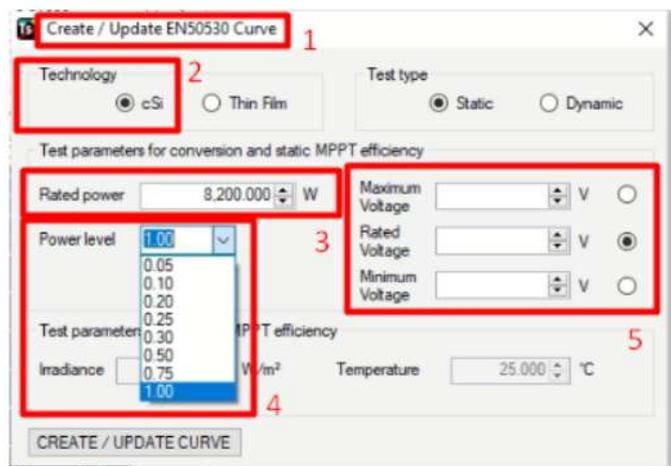


Figura 4 - Configuração do software TerraSas para o ensaio de eficiência de inversores fotovoltaicos conectados à rede de acordo com a norma EN 50530:2010. Fonte: LESF/UNICAMP

As seguintes configurações são feitas no simulador solar:

1. Parâmetro do módulo fotovoltaico de acordo com a norma EN 50530:2010;
2. Tecnologia do módulo: cSi (silício cristalino) ou filme fino;
3. A potência do módulo fotovoltaico de acordo com a potência nominal do inversor fotovoltaico;
4. Os carregamentos normativos de 5%, 10%, 20%, 25%, 30%, 50%, 75% e 100%;
5. As tensões nominais, mínimas e máximas.

Kehua Tech

PV+ESS PARA O FUTURO

TOP 10

Marcas de inversores solares usadas em projetos financiados por empréstimos a prazo (Bloomberg)



Intelligent Trifásico Inversor
SPI8K-40K-B X2



Ótimo Trifásico Inversor para UFV
SPI75-125K-B



Inversor de String Mais Poderoso
SPI350K-B



All-in-one Battery Hybrid System
iStorage Series

O teste é executado por 10 minutos de coleta de dados em cada carregamento normativo exigido e também realizado nas tensões mínima, nominal e máxima. Após a coleta de dados é possível aplicar os valores nos equacionamentos das eficiências EURO e CEC.

Dessa forma, é possível explicar que o ensaio do teste de eficiência é o mesmo para qualquer eficiência já desenvolvida ou alguma nova eficiência que venha a ser proposta. A diferença dos valores da eficiência acontece na aplicação da equação de cada uma. A diferença será no peso utilizado para cada carregamento e quais carregamentos serão utilizados.

Vale comentar que as eficiências EURO e CEC são as mais conhecidas comercialmente, porém, existem mais de quinze eficiências desenvolvidas no mundo acadêmico com o objetivo de que cada eficiência possa representar melhor a eficiência de acordo com o

local onde o inversor é utilizado.

Como exemplo, é possível analisar que a eficiência CEC representa melhor regiões de maiores irradiâncias visto os carregamentos e os pesos considerados. Para lugares com irradiâncias menores, a eficiência EURO pode ser mais representativa.

Como é a mais antiga e mais conhecida, as folhas de dados apresentam apenas a eficiência EURO, enquanto a eficiência CEC é usada apenas no mercado norte-americano.

No Brasil, não existe uma definição de eficiência aceita oficialmente. Considerando que a eficiência CEC é mais adequada para locais com elevados níveis de irradiância, esta seria mais adequada do que a eficiência EURO para classificar os inversores comercializados no mercado brasileiro.

Em breve será apresentada uma dissertação de mestrado que valida e propõe um método de cálculo para a eficiência brasileira de inversores.



Canal VE:
o seu canal de
informações sobre
veículos elétricos

Prepare-se, o agora é elétrico!
O mundo não será o mesmo,
será melhor!

@canal.ve
@ve.canal
Linkedin/canal-ve

Acesse nosso site: www.canalve.com.br



Governo alemão fomenta energia solar com programa de incentivos



Daniele Haller

Jornalista correspondente na Alemanha

O governo da Alemanha iniciou o ano de 2023 com medidas importantes para fomentar o mercado de energias renováveis. Desde 1º de janeiro deste ano estão valendo as novas regras de isenção de impostos definidas pela EEG (Erneuerbare Energien Gesetz - Lei de Energias Renováveis, em português).

Com a medida, a Alemanha acelera o passo para alcançar o objetivo de 80% de consumo de eletricidade renovável até 2030.

A expectativa é que a iniciativa contribua para o aumento significativo da expansão de sistemas fotovoltaicos e projetos eólicos.

Outro ponto esperado é que o país cumpra sua promessa com o Acordo Climático de Paris, que inclui objetivos como o limite de aquecimento global a 1,5°C e diminuir a dependência dos combustíveis fósseis.

As ações do governo alemão destacam a importância que o país dá para o fomento das renováveis, priorizando leis para energias renováveis, expandindo a energia eólica e solar e isentando de impostos os sistemas fotovoltaicos.

A Alemanha toma estas medidas porque, segundo o Ministério Federal dos Assuntos Econômicos e da Proteção Climática, as energias renováveis são um pilar central da transição energética no país.

Fatos como o conflito entre Rússia e Ucrânia

mostram a importância da independência do país com relação à importação de energias fósseis e, na avaliação

mostram a importância da independência do país com relação à importação de energias fósseis e, na avaliação

Lei das Fontes de Energias Renováveis de 2023 acelera a expansão da energia solar na Alemanha

do governo alemão, isso só será possível por meio de uma transição energética baseada em fontes renováveis.

Alemanha: foco em renováveis

Em setembro de 2022, o chanceler alemão Olaf Scholz afirmou durante o debate orçamental no Parlamento do país que o futuro do abastecimento energético pertence à energia eólica, à solar e ao hidrogênio verde.

Em 2022, foram instalados 7 GW de sistemas fotovoltaicos, e, para este ano, o objetivo do governo alemão é que esse número alcance a marca de 9 GW de potência instalada.

Ainda segundo projeções da Alemanha, o país deve instalar nos próximos anos 22 GW anualmente, atingindo 215 GW em potência solar em 2030.

E, em uma visão mais ampla de ampliação da matriz com foco em renováveis, o governo alemão espera que, até 2030, cerca de 600 TWh devam ser gerados anualmente, em comparação com os 240 TWh atuais.

Como são as novas regras para sistemas fotovoltaicos em 2023?

Na Alemanha, existem três principais impostos sobre as instalações fotovoltaicas:

- Imposto sobre o volume de negócios (equivalente ao imposto sobre o valor acrescentado - IVA);
- Imposto sobre o rendimento / imposto de renda; e,
- Imposto sobre a comercialização.

A lei que passou a vigorar neste ano no país influencia diretamente o imposto sobre o valor acrescentado e o imposto de renda.

Com as novas regras, desde janeiro de 2023 a compra de sistemas fotovoltaicos até 30 kW e de sistemas de armazenamento fotovoltaico está sujeita a 0%, ou seja, isenção total de imposto sobre o IVA e Imposto de Renda, na entrega, compra e instalação. Até o fim do ano passado, essa alíquota era de 19%.

A mesma regra também será válida para os sistemas de armazenamento de eletricidade, assim como todos os outros componentes relacionados ao funcionamento do sistema fotovoltaico.

Importante ressaltar que, dentre as mudanças, também foi definida uma potência máxima de 30 kW por sistema em instalações residenciais e, em caso de edifícios de apartamentos ou propriedades utilizadas para fins comerciais mistos, o limite foi estabelecido em até 100 kW.

Segundo o Ministério Federal das Finanças, a isenção fiscal também se aplica na reparação de peças defeituosas no sistema fotovoltaico, assim como a adição de novos módulos a uma instalação já existente.

No entanto, a reparação de instalações sem a necessidade de reposição de peças está sujeita à cobrança de 19% de imposto sobre o serviço.

Para quem deseja instalar uma central fotovoltaica apropriada para varandas ou jardins, também poderá se beneficiar das novas regras de isenção.

As novas mudanças devem beneficiar não apenas o consumidor final, mas também as empresas responsáveis pelas instalações de sistemas fotovoltaicos.

A Saar Solar Kontor GmbH, localizada no Sudoeste da Alemanha, no estado do Sarre, é uma empresa instaladora com cerca de 15 funcionários que projeta e instala pequenos, médios e grandes sistemas de telhados fotovoltaicos.

A empresa instala por ano cerca de 4000 kWp em sistemas fotovoltaicos, além de unidades de armazenamento de eletricidade, wallbox, assim como bombas para o aquecimento de água e centrais para calefação.

Heiner Frauer, gerente de Produtos da Saar Solar Kontor, acredita que as novas regras devem trazer um bom retorno para o setor solar.

“A nova regulamentação é muito positiva. A geração de 15 GWh a 20 GWh por ano foi estabelecida como meta para os próximos anos. Além disso, estão sendo aprovadas regulamentações que há muito tempo se faziam necessárias no direito tributário, o que no passado resultou em uma burocracia absurda e completamente excessiva”, comenta Frauer.

Sobre de que forma a nova EEG 2023 pode afetar positivamente as empresas do setor fotovoltaico, Heiner Frauer afirmou que o país está no caminho certo. “A instalação de sistemas distribuídos de energia solar de pequeno e médio porte (até 30 kWp) será significativamente simplificada na Alemanha”, disse.

“Como resultado, a demanda está aumentando de forma exponencial, mesmo que já seja extremamente

alta, atualmente. Hoje, o prazo de instalação já é de pelo menos 6 meses após o recebimento do pedido. O uso local da energia solar gerada é de longe a melhor e mais amigável ao meio ambiente para a geração de eletricidade. Quase não há perdas de conversão, não há impacto na rede e não há emissões de qualquer tipo”, completa.

Segundo Heiner Frauer, a Alemanha está indo na direção ideal para alcançar seus objetivos na geração de energia limpa. “A simplificação das regulamentações de distribuição e isenções fiscais aproximará muito mais a Alemanha do objetivo de uma transição 100% limpa. Além disso, estamos trabalhando em prol de uma grande autonomia energética diante da terrível guerra que a Rússia provocou no meio da Europa. Não ter que depender de carvão, petróleo e gás natural importados, no futuro, será uma vantagem decisiva na competição internacional entre países”, acrescenta.

“Nós da Saar Solar Kontor GmbH estamos trabalhando quase 24 horas por dia para atingir estes objetivos. As novas normas legais são absolutamente úteis e bem-vindas aqui! As atuais decisões políticas em Berlim e no Ministério Federal de Economia, em particular, são medidas para um futuro de paz internacional, pois se cada país produzir sua própria energia, pelo menos, não haverá mais guerras por conta das fontes de produção de eletricidade”,



Heiner Frauer
Gerente de Produtos da
Saar Solar Kontor



Weidmüller 
Conexel

A Weidmüller possui soluções fotovoltaicas adaptadas às suas necessidades.

Mais de 20 anos de experiência a nível mundial.

- **String Boxes com garantia de 5 anos.**
- **Mais de 600.000 String Boxes vendidas.**
- **Mais de 2GWp em potência instalada nos melhores parques do Brasil.**
- **Projetos desenvolvidos e fabricados no Brasil por uma equipe de especialistas.**
- **String Boxes de 1 a 32 strings com ou sem monitoramento e comunicação com fio ou wireless.**



Mais informações em nosso site:
www.weidmuller.com.br

 +55 11 4366-9610

 vendas@weidmuller.com

conclui o gerente da Saar Solar Kontor GmbH.

Distribuição de energia

Ainda de acordo com as novas regras, a geração distribuída de energia em residências, ou de uso comercial, será isenta de impostos, com limite de potência máxima de até 30 kW.

Já em caso de residências compartilhadas, multi-propriedade, ou de uso misto, a potência não deve exceder 15 kW por cada unidade residencial ou comercial da propriedade.

Ainda de acordo com o Ministério Federal das Finanças, a isenção também se aplica às instalações existentes.

Porém, os proprietários de instalações que injetam eletricidade na rede pública devem, obrigatoriamente, realizar seu registro na repartição fiscal competente para serem beneficiados com a Lei de Imposto sobre o Valor Acrescentado.

Taxas de remuneração mais elevadas para feed-in

A tarifa feed-in é um pagamento subsidiado fixo ao proprietário do sistema de geração, garantido pelo Estado que tem como objetivo principal reforçar os incentivos à expansão do setor fotovoltaico.

Uma das determinações impostas pelo governo alemão para este ano é a determinação do aumento da remuneração para proprietários de sistemas fotovoltaicos que injetam energia na rede pública.

Segundo o Governo Federal, as taxas de remuneração mais altas desti-

nam-se a reforçar os incentivos para a expansão da energia solar.

Em julho de 2022, Robert Habeck, Ministro Federal de Assuntos Econômicos e Proteção Climática, citou em comunicado publicado pelo governo:

"Em vista do agravamento da crise climática e da guerra de agressão russa contra a Ucrânia, as energias renováveis se tornaram uma questão de segurança nacional e europeia. É por isso que fizemos todos os esforços para melhorar significativamente as condições estruturais para as energias renováveis.(...) E a partir de sábado, as taxas de compensação mais altas para sistemas fotovoltaicos em telhados entrarão em vigor. Isto envia um sinal claro ao mercado e dá à energia solar um impulso decisivo. Todos nós precisamos avançar com a expansão das energias renováveis de uma maneira espirituosa e consistente".

Até julho de 2022, a tarifa feed-in para sistemas fotovoltaicos com uma potência de 1 kW a 10 kW era exata-

mente de 0,0623 centavos de euro por kWh, o que inclui a maioria dos sistemas fotovoltaicos instalados em casas.

Para sistemas fotovoltaicos com uma capacidade de 10 kW a 40 kW, o

valor aplicado era de 0,0606 centavos de euro, e para sistemas com potência de 40 kW a 100 kW, a taxa era de 0,0474 centavos por kWh de energia solar distribuída na rede pública.

Como parte das modificações da nova lei, os proprietários poderão escolher entre dois novos modelos de tarifa de remuneração feed-in: mode-

**Uma das determinações
Do governo alemão é o
aumento da remuneração
para proprietários de
sistemas fotovoltaicos que
injetam energia na rede
pública**



ENERGY TRANSITION KEY PARTNER

Além de produtos e serviços

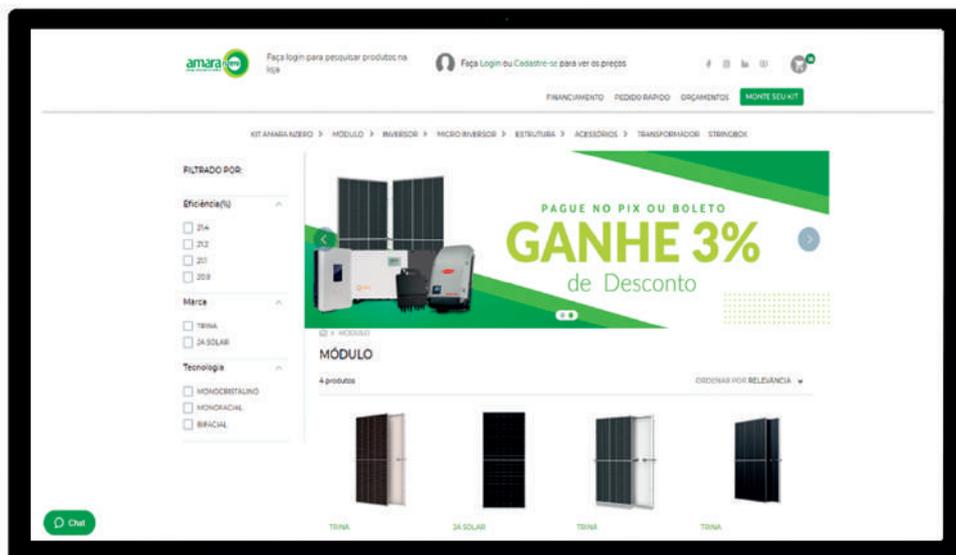
Desde nossa **experiência integral em energia sustentável**, nos comprometemos a acompanhá-lo **agregando valor** aos seus projetos



Descubra

tudo que podemos fazer juntos em

app.amaranzero.com.br



[amaranzero.com.br](https://www.amaranzero.com.br) sac@amaranzero.com app.amaranzero.com.br +55 71 3273-7882

ESPAÑA · BRASIL · PORTUGAL · ITÁLIA · MÉXICO · ESTADOS UNIDOS · CHINA

lo de autoconsumo ou de injeção total.

No autoconsumo, o proprietário alimenta a rede de eletricidade apenas com o excedente de energia solar que o seu sistema fotovoltaico produziu, podendo receber até 8,2 centavos de euro por kWh, 25% a mais do que a tarifa anterior, segundo dados da "Finanztest", revista especializada em temas como fundos de investimento e direito na Alemanha.

No modelo de injeção total, o proprietário da instalação solar pode optar por alimentar a rede pública com toda energia gerada pelo seu sistema, por uma tarifa de até 13 centavos de euro por kWh.

Viabilização da redução de impostos

A nova isenção fiscal foi criada pelo governo alemão e é possível graças ao regulamento recentemente criado na Diretiva Europeia do IVA, o qual a Alemanha é o primeiro país a implantar o modelo.

As necessidades de financiamento das energias renováveis serão com-

pensadas pelo EKFG, fundo especial do governo federal "Fundo de Energia e Clima", com base legal na Lei do Imposto sobre o Volume de Negócios UStG 2 (novo parágrafo 3 no §12 d).

Criado em 1 de janeiro de 2011, o EKFG foi desenvolvido com a finalidade de investir em programas direcionados ao investimento no setor de clima e energias renováveis.

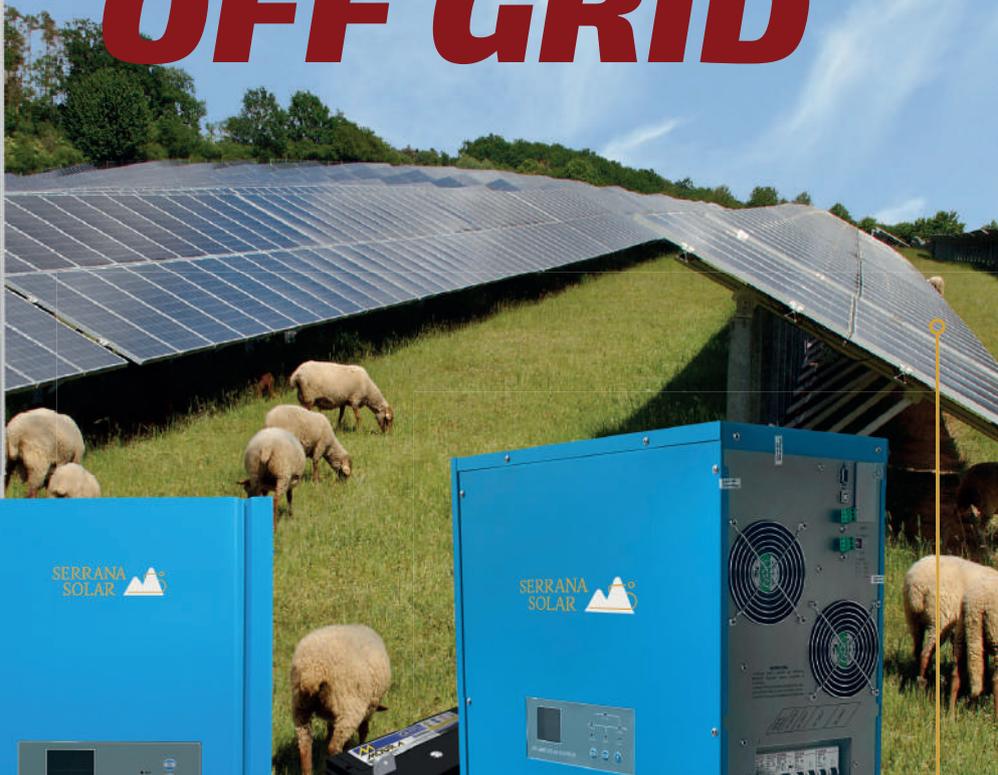
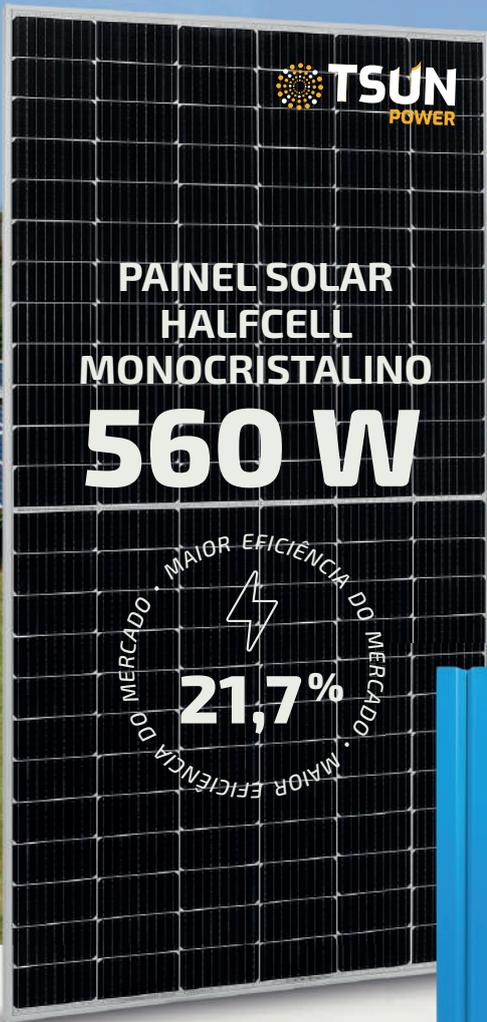
"(..)O fundo especial deve permitir despesas adicionais do programa para promover um fornecimento de energia e proteção climática ecológicos, fiáveis e acessíveis. Além disso, todas as despesas do programa para o desenvolvimento da eletromobilidade devem ser combinadas no fundo especial. O fundo especial pode ser utilizado para financiar medidas nas seguintes áreas:

Eficiência energética, energias renováveis, tecnologias de armazenamento de energia e de rede, remodelação de edifícios energeticamente eficientes, proteção do clima a nível nacional, proteção internacional do clima e do ambiente e desenvolvimento da eletromobilidade" (Fonte: LDFA).



Fonte: Envato

KIT FOTOVOLTAICO OFF GRID



Kits completos para sua Usina Solar
ON GRID
MICRO INVERSOR
DRIVER BOMBA SOLAR
CARREGADOR VEICULAR WALLBOX



BAIXE A REVISTA FOTOVOLTAICA
Informações completas sobre produtos Serrana Solar

(54) 3039 9999
serranasolar.com.br



Aponte a câmera do seu celular e CONHEÇA A SERRANA

SERRANA SOLAR



Traçando um paralelo entre a Alemanha e o Brasil

Para entender sobre a atual situação do mercado fotovoltaico brasileiro com relação aos incentivos, o Canal Solar entrevistou Rodrigo Sauaia, Presidente Executivo da ABSOLAR (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica).

O executivo fez um paralelo sobre a viabilização do modelo alemão de incentivos à instalação de sistemas solares no Brasil.



Rodrigo Lopes Sauaia
Presidente Executivo ABSOLAR (Arquivo ABSOLAR)

Canal Solar: Com relação aos impostos, qual o atual cenário para quem deseja instalar sistemas fotovoltaicos no Brasil?

Rodrigo Sauaia: O sistema tributário brasileiro é considerado um dos mais complexos do mundo, o que representa um desafio para empreendedores e consumidores, mas também abre espaço para possíveis incentivos e desonerações em favor da energia solar fotovoltaica.

Um sistema fotovoltaico comercializado no Brasil passa por diversas etapas de tributação até chegar ao consumidor final. Temos impostos com diferentes origens e destinações.

Os impostos federais são arrecadados pelo Governo Federal e pela Receita Federal do Brasil e incluem o imposto de Importação, o IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados), o Cofins (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social) e o PIS/Pasep (Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público).

Os impostos estaduais, por sua vez, são arrecadados diretamente por cada uma das 27 unidades da federação (estados e distrito federal), podendo ter alíquotas diferentes entre os estados.

No comércio de bens — componentes, partes, peças, equipamentos e sistemas — e serviços, destaca-se o ICMS (Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação).

Por fim, também há impostos municipais cobrados sobre os serviços prestados por empresas, de acordo com o município de origem da empresa prestadora de serviço, em especial o chamado ISSQN (Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza), cuja alíquota mais usual é de 5%, mas que varia de acordo com o município em questão.

Diante de tamanha complexidade, a ABSOLAR atua ajudando seus associados a navegar pelo emaranhado tributário brasileiro, bem como trabalha para proporcionar à fonte solar melhores condições tributárias e acesso a desonerações e benefícios fiscais que contribuem para acelerar a democratização e o amplo acesso à energia solar no Brasil.

O modelo de isenção de impostos seria uma possibilidade para avançar o setor solar no Brasil e, conseqüentemente, o crescimento dentro das energias renováveis em geral?

O Convênio ICMS nº 101/1997 concede isenções do tributo estadual. Contudo, ele não abrange todos os equipamentos utilizados em um sistema fotovoltaico. O inversor é um exemplo de equipamento essencial que ainda não é contemplado diretamente por este convênio.

Neste caso, a ABSOLAR atua junto às Secretarias de Fazenda Estaduais e ao CONFAZ, defendendo que todos os equipamentos fotovoltaicos sejam incluídos neste convênio, desonerando o setor.

O Convênio ICMS nº 16/2015 é de grande importância para o estímulo da geração distribuída. Porém, possui

limitações por ser baseado em regulamentação defasada, que limita seus benefícios a sistemas com potência instalada de até 1 MW e não abrange adequadamente a geração compartilhada no SCEE (Sistema de Compensação de Energia Elétrica).

Estes pontos precisam ser aprimorados para que os benefícios tributários estejam alinhados à nova Lei nº 14.300/2022 e sua regulamentação, ainda em curso.

O Brasil precisa construir sua trajetória de transição ecológica com base no conhecimento tradicional e científico. A emergência climática se impõe, e a ciência não deixa margem para dúvidas: o aquecimento global é inequívoco, promovido pelo atual padrão de produção e consumo, com resultados cada vez mais catastróficos.

Os custos de não enfrentar o problema climático são inaceitáveis, com projeções de forte redução do PIB, perdas expressivas na produção nacional no médio prazo e, principalmente, a perda de vidas e o sofrimento humano, somado às constantes tragédias ambientais.

Nosso compromisso será cumprir, de fato, as metas de redução de emissão de gás carbono que o país assumiu na Conferência de 2015 em Paris e ir além, garantindo a transição energética.

Essa iniciativa seria viável para o Brasil?

O atual Ministro da Fazenda, Fernando Haddad, ao participar do Fórum Econômico Mundial, destacou que a reforma tributária é peça essencial para a retomada do crescimento bra-

sileiro: “A reforma das reformas é a tributária”. Também destacou a importância da reforma do crédito e da construção de um novo arcabouço fiscal no Brasil.

Neste cenário, considerar os compromissos de transição energética, sustentabilidade e enfrentamento da crise climática nos eixos da retomada do crescimento (reforma tributária, construção de um novo arcabouço fiscal e reforma do crédito) é fundamental.

As políticas públicas, investimentos e a concessão de incentivos devem estar alinhadas a estes compromissos, catalisando positivamente o desenvolvimento social, econômico e ambiental do Brasil.

“Atualmente, este tipo de alinhamento não é observado no país, o que, no caso da geração de energia, acaba por favorecer as fontes fósseis em detrimento das fontes renováveis. Essa lógica precisa ser invertida, priorizando as fontes renováveis e eliminando incentivos às fontes fósseis, mais caras e poluentes. Neste sentido, o desafio central não está na falta de recursos, mas em sua alocação ineficiente, em dissonância com os compromissos assumidos de transição energética, sustentabilidade e enfrentamento do problema climático.”

Diante deste cenário, a fonte solar fotovoltaica pode agir como uma imensa alavanca de desenvolvimento social, econômico e ambiental do País.

A tecnologia traz imensos benefícios sociais, econômicos, ambientais, energéticos e estratégicos, conta com amplo apoio da população brasileira e atrai empreendedores e investimentos de forma espalhada e distribuída em todas as regiões do Brasil. Com uma estratégia consistente para o setor solar, o país e o planeta têm muito a ganhar.

A ABSOLAR projeta que, com o uso de políticas públicas adequadas para acelerar o uso de energia solar no Brasil, será possível atrair R\$ 124 bilhões em novos investimentos ao país, gerando 750 mil novos empregos qualificados e aumentando a arrecadação de impostos em R\$ 37 bilhões aos cofres públicos.

Reduzir a burocracia, racionalizar procedimentos de conexão à rede e implementar legislação e regulamentação adequadas ao setor são alguns dos desafios para acelerar as energias renováveis no Brasil.

De que forma o governo poderia viabilizar uma isenção de imposto sobre a compra e construção de sistemas fotovoltaicos?

Com o apoio de nossos associados e equipe profissional, a ABSOLAR desenvolveu e apresentou recomendações estratégicas aos planos de governo dos candidatos à Presidência da República, em linha com as melhores práticas internacionais.

Os incentivos para o setor fotovoltaico podem se dar não apenas via isenções fiscais aos componentes e equipamentos, mas também na eletricidade produzida pela fonte solar.

A ABSOLAR construiu diversas propostas para incentivar sistemas solares fotovoltaicos, o armazenamento de energia elétrica (baterias) e a nova fronteira do hidrogênio verde (H2V).

Na esfera do governo federal, as principais medidas recomendadas pela ABSOLAR incluem:

- Implantar regras claras de isenção de impostos sobre os componentes e equipamentos fotovoltaicos, bem como sobre sistemas de armazenamento de energia elétrica (baterias) e componentes da cadeia de valor do H2V;
- Incluir no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI (Lei nº 11.488/2007) os empreendimentos de geração distribuída, sistemas de armazenamento e H2V, para aumentar a competitividade destas tecnologias; e
- Aprimorar o Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores – PADIS (Lei nº 11.484/2007), para ampliar a oferta de componentes e equipamentos FV fabricados no Brasil, além de atrair investimentos em novas fábricas localizadas em território nacional.

Na esfera dos governos estaduais, as principais medidas recomendadas pela ABSOLAR incluem:

- No âmbito do ICMS, estender o benefício do Convênio ICMS nº 101/1997 e Convênio ICMS nº 114/2017 para todos os componentes de um sistema FV (inversor, rastreador solar, equipamentos de estrutura, sistemas e

componentes de armazenamento de energia elétrica), de forma isonômica ao que já existe para a fonte eólica;

- Estruturar um novo Convênio ICMS, que permita estender os benefícios já aplicados aos estados da região sudeste para todos os estados do País;
- Conceder incentivos fiscais para energia renovável, em especial, a solar FV;
- Fomentar pesquisa e desenvolvimento tecnológico de fontes renováveis;
- Fomentar a formação e capacitação de recursos humanos;
- Criar linhas de financiamento competitivas para fontes renováveis;
- Incorporação da tecnologia solar FV nos edifícios públicos e nas políticas de universalização da energia elétrica (casas populares e sistemas isolados); e
- Desburocratizar os processos de conexão de novos sistemas solares FV às redes de distribuição e transmissão.

Na esfera municipal, as principais medidas recomendadas pela ABSOLAR incluem:

- Reduzir o IPTU, ITBI e Outorga Onerosa para edifícios com sistema solar FV;
- Redução de ISSQN para empresas ou profissionais que atuam com projetos, obras e instalações de energia solar FV;
- Incentivar o uso de energia solar FV em coberturas de estacionamentos; e

- Instalar sistemas solares fotovoltaicos em edifícios públicos municipais.

Quais são os desafios do novo governo com relação ao desenvolvimento do setor solar e energias renováveis no Brasil?

O governo federal e os governos estaduais que assumiram seus mandatos em janeiro de 2023 têm a oportunidade de contribuir para a diversificação da matriz elétrica nacional, diminuindo a pressão sobre os recursos hídricos de usos múltiplos, cada vez mais escassos e preciosos, bem como para a redução do uso de fontes fósseis, mais caras e poluentes.

Ao mesmo tempo, o crescimento das renováveis poderá reduzir os custos e preços da energia elétrica aos consumidores finais, aliviando o orçamento da população, aumentando a competitividade dos pequenos negócios da economia nacional e diminuindo

as emissões de gases estufa e poluentes atmosféricos, nocivos à saúde e ao meio ambiente.

Para atingir estes objetivos, é necessário que os próximos governos definam políticas públicas, programas e incentivos que estimulem o desenvolvimento da cadeia de valor de fontes renováveis, com linhas de crédito competitivas e desonerações (fiscais e financeiras), aliadas ao apoio a novos negócios emergentes e incentivos à pesquisa, desenvolvimento e inovação.

São ações fundamentais para atrair novos investimentos, com menos burocracia e mais agilidade no atendimento às demandas da sociedade brasileira. Tais medidas também contribuirão para a geração de mais empregos e renda, novas oportunidades de negócios e a ampliação ao acesso à energia elétrica por consumidores menos favorecidos e em situação de vulnerabilidade socioeconômica.



Fonte: Freepik

FABRICANTE GLOBAL DE TIER 1



- + Enorme hidroflicidade, pode remover poeiras e sujeiras aderidas na superfície do vidro.
- + Decompostas as substâncias orgânicas rapidamente no processo de fotocatalise, reduzindo os riscos causados pelo hot-spot.
- + Devido à otimização da absorção de raios próximos ao infravermelho, aumenta rendimento na produção de energia.



ZNSHINESOLAR

SIGA NOSSO REDE SOCIAL :
ZHSHINE SOLAR BRASIL





Canal

Solar

www.canalsolar.com.br

