

REVISTA | CANAL

SOLAR

O&M: oportunidade de negócio

ENTREVISTA

Lightsource bp: projetos solares, H2V e soluções de baixo carbono

REPORTAGEM

Califórnia, Espanha e Brasil: um olhar sobre a GD

ARTIGO TÉCNICO

Impacto da geração distribuída e renovável no sistema de transmissão

Solis Melhora o LCOE para Sistemas Comerciais

Inversores Solis 5G trifásicos

Solis-(70-110)K-5G-PRO

Eficiência

- 6/8 MPPTs, eficiência máxima de 98,5%
- > 150% de relação CC/CA
- Compatível com módulos bifaciais

Seguro

- Recuperação de PID integrada para melhor desempenho do módulo (opcional)
- Proteção AFCI, reduz proativamente o risco de incêndio
- 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

Inteligente

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

ÍNDICE



05 Carta ao leitor



06 Impacto da geração distribuída e renovável no sistema de transmissão



13 Califórnia, Espanha e Brasil: um olhar sobre a geração distribuída



21 Serviços de O&M: uma oportunidade de negócio para alavancar vendas



26 Lightsource bp: projetos solares, H2V e soluções de baixo carbono



30 Mudanças introduzidas pela portaria 140/2022 do Inmetro na renovação e manutenção do registro de equipamentos FV



42 Como saber se um módulo fotovoltaico é verdadeiro



49 Transformadores para cargas não lineares - Fator k



57 Análise do potencial de geração fotovoltaica usando metodologia digital tridimensional



75 Power Plant Controller básico x avançado

EDITORIAL

Diretor Executivo

Bruno Kikumoto

Editora de Conteúdo

Ericka Araújo - MTb 88122/SP

Diagramação e Arte

Wissam Haddad

Redação

Henrique Hein

Stella Miranda

Wagner Freire

Marketing

Renata Zani

Colaboradores desta edição

Antonio Paulo de Hollanda Cavalcante

Breno Bezerra Freitas

Douglas Aurélio Carvalho Costa

Geyciane Pinheiro de Lima

José Marangon

Marcelo Gradella Villalva

Mendelsson Rainer Macedo Neves

Paulo Cesar Marques de Carvalho

Ramiro Luiz Araújo Gomes

Rodrigo Pereira Gosmann

Banco de imagens

Freepik e Envato

Canal Solar

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

Revista Canal Solar 2023 - Nº 16



O Canal Solar se consolidou como a principal fonte de notícias e informações técnicas sobre o setor de energia solar fotovoltaica no Brasil.

Reunimos jornalistas, redatores, especialistas e colunistas que proporcionam conteúdos diários e informações sempre atualizadas sobre tudo o que acontece no mercado da energia solar fotovoltaica.

Além de trazer notícias diárias para nossos leitores, semanalmente produzimos webinários técnicos, podcasts com os maiores nomes do setor solar, entrevistas e é claro, apresentamos os melhores cursos de energia solar fotovoltaica do país.

Nossa Missão:

Contribuir para o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no Brasil, conectando profissionais, investidores e empresas, através de informação, educação e capacitação.

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.

REVISTA | CANAL

SOLAR



CARTA AO LEITOR

ERICKA ARAÚJO
EDITORA DE CONTEÚDO

Nesta edição, trazemos uma reportagem com a Lightsource bp, uma joint venture criada pela British Petroleum, uma das maiores petrolíferas do mundo. Em uma entrevista exclusiva ao Canal Solar, Ricardo Barros, Country Manager da empresa no Brasil, fala sobre os investimentos em energia solar e hidrogênio em nosso país.

Em seguida, o jornalista Wagner Freire lança um olhar sobre a geração distribuída, analisando como ela se desenvolveu em diferentes países, após as mudanças de regras. Além do mercado brasileiro, analisamos mercados icônicos como o californiano e o espanhol, que continuaram crescendo mesmo com poucos incentivos.

Você sabia que os transformadores utilizados em usinas fotovoltaicas devem ser dimensionados de acordo com o conteúdo harmônico gerado pelos inversores? Este é o assunto abordado em um dos nossos artigos técnicos. Com a autoria de Ramiro Gomes, que possui mais de 47 anos de experiência na fabricação de transformadores, o artigo trata do fator “k”, um assunto ainda pouco discutido nas aplicações de energia fotovoltaica, mas que pode ter sérios impactos nos projetos.

Um outro assunto que está dando o que falar é a circulação no mercado de módulos fotovoltaicos com potência abaixo das especificações. Como saber se um

módulo fotovoltaico apresenta todas as características (principalmente a potência) apresentadas nas folhas de dados e nas etiquetas? Este é o assunto abordado no artigo do Prof. Dr. Marcelo Villalva, do Laboratório de Energia e Sistemas Fotovoltaicos da Unicamp.

Já o artigo “Impacto da geração distribuída e renovável no sistema de transmissão”, de autoria de José Marangon, explora como a GD pode afetar a rede de transmissão de várias maneiras e destaca a importância da valoração dos benefícios da micro e minigeração distribuída no setor elétrico.

Em um outro artigo técnico, também produzido pelos pesquisadores da Unicamp, trazemos alguns esclarecimentos sobre os requisitos para renovação e manutenção dos registros de módulos fotovoltaicos e inversores, que originam muitas dúvidas atualmente, nesta fase de transição entre a antiga portaria 4/2011 e a nova portaria 140/2022 do Inmetro. Para completar esta edição recheada de conteúdos técnicos, ainda trazemos um artigo sobre os “power plant controllers” e sua importância nas usinas fotovoltaicas, além de um artigo acadêmico sobre a análise do potencial de geração de sistemas fotovoltaicos com uma técnica inovadora, baseada em análise digital tridimensional.

Boa leitura!



Impacto da geração distribuída e renovável no sistema de transmissão



José Marangon

Diretor presidente da
Marangon Consultoria &
Engenharia

Este artigo apresenta a evolução da rede de transmissão no Brasil, a forma como ela vem sendo planejada e operada, os desafios da descarbonização com as fontes renováveis, e finalmente o impacto da GD (geração distribuída) no atual desenvolvimento dessa rede.

Diferente do que ocorre nos países do hemisfério norte com predominância de geração térmica, o Brasil desenvolveu o seu parque gerador através de usinas hidrelétricas.

As primeiras usinas foram construídas perto dos centros de carga, mas em função do contínuo aumento da demanda foi necessário buscar aproveitamentos cada vez mais distantes.

Para isso, houve a necessidade de construir sistemas de transmissão a longa distância para conectar esta geração, o que não ocorre em sistemas térmicos. Um exemplo pioneiro foi a construção do sistema de 750 kV em corrente alternada e do sistema de corrente contínua de 600 kV para transportar a energia da usina de Itaipu na década de oitenta.

Todo este desenvolvimento se dava num modelo centralizado estatal coordenado pela Eletrobrás. A expansão e operação da rede era feita pelo grupo Eletrobrás através do GCPS e GCOI respectivamente.

A partir da década de noventa, com a reestruturação dos setores de infraestrutura no mundo todo, onde se buscava a maior eficiência através da introdução de modelos de mercado, houve no setor elétrico a separação da produção com o transporte de energia.

Isto foi necessário devido à característica de monopólio natural das redes de transporte de energia elétrica que não podiam ser incorporadas no livre mercado. Para tal, houve a necessidade de leis para garantir o livre acesso às redes por qualquer agente como também da regulação econômica para a definição das tarifas de transporte hoje conhecidas como TUST (Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão) e TUSD (Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição).

A desverticalização das empresas que planejavam de forma conjunta a geração e a transmissão coordenando as suas implantações, acabou trazendo certo descompasso entre essas atividades.

Neste novo contexto, o planejamento do sistema de transmissão brasileiro conhecido como SIN (Sistema Interligado Nacional) desempenhado no Brasil pelo MME (Ministério de Minas e Energia) através da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) vem utilizando como dados de entrada as gerações

contratadas nos leilões do ACR (Ambiente de Contratação Regulada) e das informações dos quantitativos a serem comercializados no ACL (Ambiente de Contratação Livre).

Tudo ia bem quando aparece a geração eólica no início da década de 2010 e depois a geração solar a partir de 2015 com o incentivo dado como o desconto na TUST e TUSD a estas fontes renováveis em função da premência mundial na descarbonização das cadeias produtivas.

Apesar de serem tecnologias recentes, estes aproveitamentos aparecem com tempos de execução da obra bem menores que os aproveitamentos hidráulicos (cinco anos) e até térmicos (três anos) que prevaleciam nas décadas anteriores.

Consegue-se, portanto, colocar um empreendimento de geração eólica (2 a 3 anos) e um solar (1 a 2 anos) com muito menor tempo que os empreendimentos de transmissão (3 a 5 anos) que por sua vez têm aumentado devido a questões ambientais e fundiárias.



A planta solar de São Gonçalo no estado do Piauí possui mais de 2,2 milhões de painéis solares. Crédito: Enel Green Power

Isto já traz a necessidade de um planejamento da expansão mais ativo vislumbrando futuras oportunidades de locais com potenciais de incremento de geração para minimizar problemas de escoamento desta nova energia. A probabilidade de encontrar regiões com sobra de capacidade de transmissão e outras com restrições significativas acaba aumentando devido a esta nova condição.

Esta situação se agravou quando o governo retirou em fevereiro de 2022 o desconto na tarifa de transmissão para as renováveis. Os pedidos de outorga explodem e a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) acaba aceitando sem a análise da conformidade com o sistema de transmissão.

Apesar de grande parte destes projetos, que praticamente dobram a capacidade atual da geração em todo o país, não saírem do papel, eles provocam uma grande incerteza para o planejamento da transmissão.

O descompasso da expansão da geração com a da transmissão acaba trazendo restrições na rede que interferem na operação do SIN. Além disso, as usinas solares e eólicas não têm controle sobre o despacho provocando rampas e oscilações de potência. Medidas são adotadas para contornar estes problemas, mas muitas vezes sem o respaldo econômico, como:

- A limitação do despacho de geração nos períodos de restrição da rede. Em muitos casos este período pode chegar a dias ou mesmo meses. Como a decisão do corte de geração pode afetar de forma diferente os diversos agentes, o governo optou por realizar leilões

de capacidade de transmissão para estabelecer direitos sobre o uso da rede;

- O estabelecimento de serviços ancilares para controle de frequência, controle de tensão, reserva de potência, seguidor de carga, para fazer frente à não despachabilidade das renováveis. A forma como estes serviços são alocados entre os agentes e precificados representam um grande desafio e hoje estes serviços não são remunerados de forma satisfatória.

Estas questões remetem à oferta conectada ao SIN, ou seja, relativa à geração centralizada. Um outro ponto de incerteza é com relação à demanda nos pontos de interface com as distribuidoras.

A taxa de crescimento de carga tem variado ao longo dos últimos anos devido à incerteza na economia, à pandemia vivida nos anos de 2020 e 2021 e recentemente devido ao crescimento da geração distribuída.

Esta última teve um aumento significativo a partir de 2015, diminuindo a carga líquida observada nas subestações de interface entre a rede de transmissão (rede básica) e a rede de distribuição.

Apesar desta geração ser bastante pulverizada e representada basicamente pela fonte solar, o total já chegou a mais de 20 GW de potência, ou seja, mais de 10 % da capacidade total de geração do país.

Apesar de estar localizada na rede de distribuição e individualmente representar uma parcela muito pequena, o conjunto de todas as GD podem

afetar a rede de transmissão de várias maneiras.

Recentemente, o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) mudou a forma de previsão de carga para incluir o efeito da geração solar. Em regiões onde a penetração é alta e em muitos casos acompanhada pela penetração da geração centralizada, o efeito da intermitência, por exemplo, tem trazido alguns inconvenientes como o caso da região norte de Minas Gerais.

É importante elencar os principais problemas e benefícios que a GD pode afetar a rede de distribuição e indiretamente a rede de transmissão.

A seguir são apresentados alguns pontos mais representativos.

Expansão da rede

Como a GD com predominância de fonte solar que só gera durante o dia, ela acaba aliviando as redes de distribuição e até a transmissão neste período.

Diferente dos países do hemisfério norte onde a ponta de consumo é maior nos períodos de inverno e a noite, nos países tropicais como o Brasil, a ponta do sistema é no verão e no período diurno devido à carga de climatização.

Esta característica climática faz com que a GD traga um benefício para a rede elétrica onde a ponta se apresenta em torno das 14 horas. Como a carga pesada é que determina a necessidade de expansão da rede, podemos dizer que a GD contribui para minimizar a necessidade de capacidade adicional nas redes de distribuição e transmissão.

Um ponto que poderia ser desfavorável é a queda da geração solar quando ocorresse a incidência de nuvens ou mesmo no período chuvoso, quando essa geração naturalmente diminui fazendo com que necessitássemos de ter capacidade de transmissão adicional.

No entanto, neste mesmo período adverso à produção de energia há uma diminuição de temperatura diminuindo a carga de climatização e consequentemente a ponta do sistema. É possível com uma análise estatística obter a relação entre o MW instalado de solar e o ganho em capacidade necessária na rede.

Conforme já mencionado, o ONS mudou a forma de fazer a previsão de carga global do SIN para considerar a GD pois tem observado uma diminuição significativa da carga não prevista nos modelos tradicionais que não vinham considerando esta nova geração.

Um alerta deve ser feito no sentido de que com o aumento significativo da GD em algumas regiões já é possível vislumbrar um retorno para uma maior demanda no início do período noturno porque neste horário a geração solar não contribui para o alívio da rede.

A figura abaixo exemplifica o efeito no aumento no nível de penetração da fonte solar para um alimentador com predominância de carga comercial onde o aumento da penetração acaba trazendo a ponta para o horário das 20 horas.

Este efeito observado no alimentador se estende aos níveis de alta tensão da distribuidora e à rede básica.

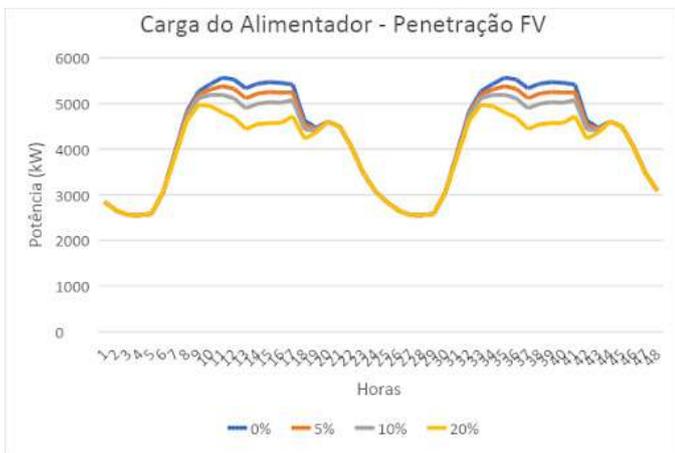
seliga! ★

VOCÊ SABIA QUE NA **EUROPA NÃO SÃO UTILIZADOS PAINÉIS COM MAIS DE 60 CÉLULAS** EM RESIDÊNCIAS?

E VOCÊ ESTÁ ESPERANDO O QUE PARA TER O **QUERIDINHO DA EUROPA?**



aldo | SOLAR



Perdas técnicas na rede

Toda a geração instalada próxima aos centros de carga acaba interferindo positivamente nas perdas do sistema. Isto se deve ao maior alívio na rede que diminuindo a corrente acaba minimizando as perdas.

Mais uma vez, tudo funciona se a penetração estiver aliviando a rede. No entanto, se há uma inversão no fluxo e a região passa a ser geradora, as perdas acabam aumentando com o aumento da penetração pois ocasiona o fluxo reverso.

Diferente do que ocorre em tensões mais baixas relacionadas com a distribuição onde a GD tem um poder de interferência maior na rede, a inversão de fluxo na transmissão é mais difícil nas regiões de carga, podendo-se afirmar que a GD diminui as perdas da transmissão.

Algumas exceções devem ser levantadas como o caso da rede de transmissão do norte de Minas Gerais onde já é observada a inversão de fluxo na rede básica.

Limite de escoamento

A GD diminui a necessidade de expansão da rede elétrica conforme abordado anteriormente, mas esta afirmação é válida quando há um abatimento na carga da região onde esta geração é instalada.

Se a GD se instala em regiões onde há pouca carga ou inexistente, é necessário construir novas instalações de rede para conectar e transportar esta ener-

sunways

Energy connects all



MARCA ALEMÃ E P&D,
CHINA FABRICAÇÃO, MANUFATURA ORIGINAL

gia, representando um custo adicional devido a esta expansão.

Esta afirmação é válida tanto para a rede de transmissão quando há um adensamento de geração em uma determinada região tendo como exemplo a região Nordeste ou o norte de Minas Gerais.

No caso específico do norte de Minas Gerais há muita GD associada à geração solar centralizada impondo a necessidade de expansão tanto na transmissão como na distribuição. Muitos processos de outorga estão sendo bloqueados justamente por falta de capacidade de transmissão.

Ociosidade da rede

Na recente Consulta Pública 39 de 2022 da ANEEL sobre TUST, foi mostrado que 70% das linhas de transmissão estão com seus carregamentos abaixo de 30%, ou seja, na maioria do tempo, estas linhas estão descarregadas.

Isto reflete uma baixa eficiência no uso do SIN onde se observam regiões com necessidade de cortes de geração devido à falta de capacidade momentânea e outras com sobras de capacidade.

Muitos alegam ser devido à necessidade de se ter margem para a confiabilidade que está correto, mas boa parte se deve ao baixo fator de capacidade das novas gerações renováveis.

Esta realidade tende a piorar com o aumento no nível de penetração destas fontes tanto distribuída como centralizada. Uma das consequências é a dificuldade na operação da rede principalmente no controle de tensão, necessitando de desligamentos diários

de muitos circuitos na rede trazendo riscos à operação como a diminuição de vida útil dos equipamentos.

A solução mais adequada é a utilização de sistemas de armazenamento cuja tecnologia a ser aplicada pode variar em função da localização na rede, do tempo de armazenamento, da função de controle que se quer obter, etc.

A geração renovável minimiza a emissão de gases de efeito estufa, mas traz consequências na operação do sistema de transmissão que foi originalmente projetado para atender a uma condição diferente da que vivemos hoje onde os sistemas de geração contribuem para a operação e confiabilidade da rede.

O dimensionamento da rede acaba tendo um desafio maior em função das incertezas das fontes, das tecnologias em constante aprimoramento, que muitas vezes acabam refletindo em redes ineficientes e custosas.

Apesar dos grandes investimentos em geração renovável se encontrarem conectados na rede de transmissão, a rede de distribuição devido a sua característica tradicional de ser puramente um distribuidor passivo de energia, acaba tendo um impacto maior com a inserção de geração renovável de pequeno porte.

Torna-se urgente a mudança da visão tradicional destas redes para se adequar ao novo paradigma buscando uma operação mais eficiente com os recursos energéticos distribuídos. Uma rede de distribuição adaptada e ajustada minimiza o impacto na transmissão como também ajuda o Sistema Interligado Nacional para atender aos novos desafios.



Califórnia, Espanha e Brasil: um olhar sobre a geração distribuída



Wagner Freire

Jornalista do Canal Solar

Califórnia

O estado da Califórnia foi um dos pioneiros na criação de políticas para o desenvolvimento da geração solar distribuída. Não por acaso, o modelo californiano serviu de referência para a construção da Resolução Normativa 482/2012, que iniciou o mercado de GD no Brasil.

Lá, assim como aqui, o mecanismo de incentivo utilizado foi o sistema de compensação de energia por medição líquida (net metering), em que 1 kWh injetado na rede compensaria 1 kWh consumido (regra 1 para 1). Segundo Rodrigo Sauaia, presidente da ABSOLAR (Associação Brasileira de Energia Solar), o net metering 1.0 começou na Califórnia em 1996 e durou até julho de 2017. Nesse período, era possível zerar a conta de luz por lá, já que os californianos, diferentemente do que ocorria no Brasil, não precisavam pagar pelo consumo mínimo.

A produção de energia elétrica pelos consumidores é um fenômeno que ocorre em várias partes do mundo, como Estados Unidos, Alemanha, Espanha, Reino Unido, Japão e Austrália, para citar alguns exemplos.

Isso só foi possível graças ao avanço tecnológico da energia fotovoltaica e a criação de políticas públicas para incentivar a ampliação desse mercado.

Assim como toda nova tecnologia, com o amadurecimento do mercado as regras são mudadas e os incentivos são retirados progressivamente. Nesta reportagem, vamos falar de três casos emblemáticos que reforçam esse cenário de transformação regulatória.

A situação para os consumidores californianos mudou um pouco com a entrada do net metering 2.0 (em vigor), em que, sobre os créditos, começou a ser aplicado um desconto de US\$ 0,02/kWh (dois centavos de dólar por 1 kWh), apenas pela energia injetada. Esse valor vai para o financiamento de eficiência energética, assistência ao cliente de baixa renda e outros programas relacionados.

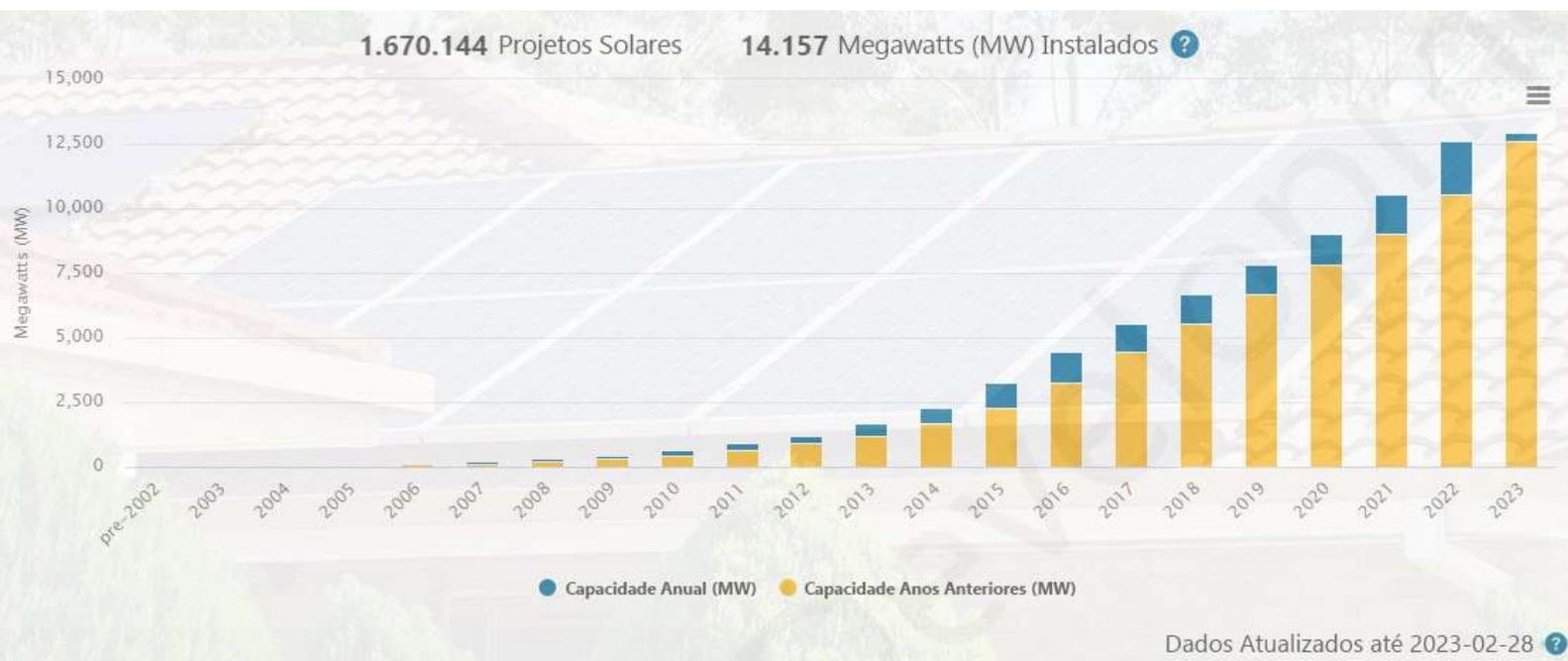
O consumidor também passou a arcar com um encargo de conexão e as tarifas passaram a variar com o tempo (tarifa horária), aplicada tanto para a energia consumida quanto a injetada.

Mesmo assim, o mercado de geração solar distribuída nos EUA se manteve atrativo, uma vez que as tarifas de energia da Califórnia são bastantes elevadas para os consumidores de pequeno e médio porte. As tarifas elétricas médias na Califórnia custam US\$ 0,30 (kWh).

A tarifação horária, no início, aumentou a atratividade da energia solar porque o consumo de energia na Califórnia era maior durante o dia. Com a penetração da energia solar esse cenário mudou ao longo dos anos. O valor da energia no horário diurno começou a diminuir, o que acabou incentivando o uso de baterias para armazenamento de energia. No Brasil, desde 2018 se discute a criação de tarifas horárias. Para a ABSOLAR, a tarifa horária pode agregar valor para a GD por aqui.

Hoje, a Califórnia tem aproximadamente um total de 80 GW de capacidade instalada, sendo 14,1 GW de geração solar distribuída, de acordo com a California Solar Initiative.

Lá o mercado é parcialmente aberto, com os consumidores residenciais contando com a opção de migrar para o mercado livre. No Brasil, apenas os consumidores de média e alta tensão têm essa possibilidade.



Fonte: California Solar Initiative

Nova mudança nas regras

Neste momento, o estado norte-americano discute uma nova mudança nas regras de compensação de energia, chamada de net metering 3.0. A proposta prevê uma redução no valor dos créditos oriundos da injeção na rede da ordem de 75%.

A maioria dos proprietários de residências de GD tem um prazo de retorno de aproximadamente 5 a 6 anos. No net metering 3.0, esse número se aproximará de 9 a 10 anos. Durante a vida útil do sistema de energia solar, o consumidor perderá cerca de 60% da economia em comparação com o net metering 2.0.

"Você tem que fazer um phase out [uma eliminação gradual] dos incentivos. Você começa com incentivo para alavancar a tecnologia e depois esse incentivo vai decrescendo ao longo dos anos. Exatamente o que a Califórnia está fazendo", observou Jovanio Santos, head de Assuntos Estratégicos da Thymos Energia.

A nova mudança na política de net metering na Califórnia, no entanto, não foi bem recebida pelo mercado solar.

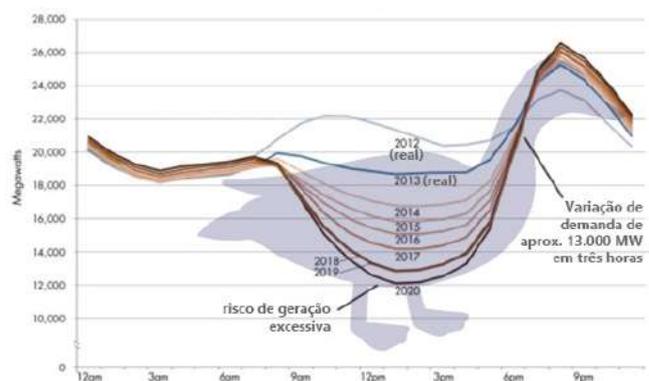
"Isso tem gerado muita preocupação no mercado da Califórnia. Existe, inclusive, um movimento de consumidores e empreendedores para que a proposta seja revista.

Em paralelo, existem vários movimentos para aumentar o consumo simultâneo, para evitar que essa energia seja injetada na rede. Como se faz isso? Com baterias", disse Sauaia, complementando que o uso do armazenamento também é aproveitado para prestar serviços ancilares, ajudando a

melhorar a qualidade da rede elétrica.

Segundo Paula Valenzuela, diretora técnica da consultoria PSR, um conjunto de fatores motivou a decisão do regulador californiano. Com o aumento da capacidade instalada, a geração solar cresceu ao ponto de trazer alguns problemas técnicos de confiabilidade em função da intermitência da fonte.

A executiva explica que, do ponto de vista energético, o CAISO, operador do sistema elétrico da Califórnia, passou a conviver com problema conhecido como a "curva do pato". Ao longo do dia, quando a geração distribuída solar vai aumentando, o CAISO precisa desligar a geração centralizada porque a demanda está sendo atendida pela GD solar, mas no final do dia há uma rampa de carga que o operador precisa estar preparado para atender quando a geração solar deixa de existir. O comportamento da carga em relação à geração forma uma figura parecida com um pato.



Fonte: CAISO

Do ponto de vista elétrico, continua Valenzuela, a concentração de GD em uma localidade pode causar problemas relacionados ao fornecimento de energia, já que as redes das distribuidoras foram dimensionadas para outra realidade.

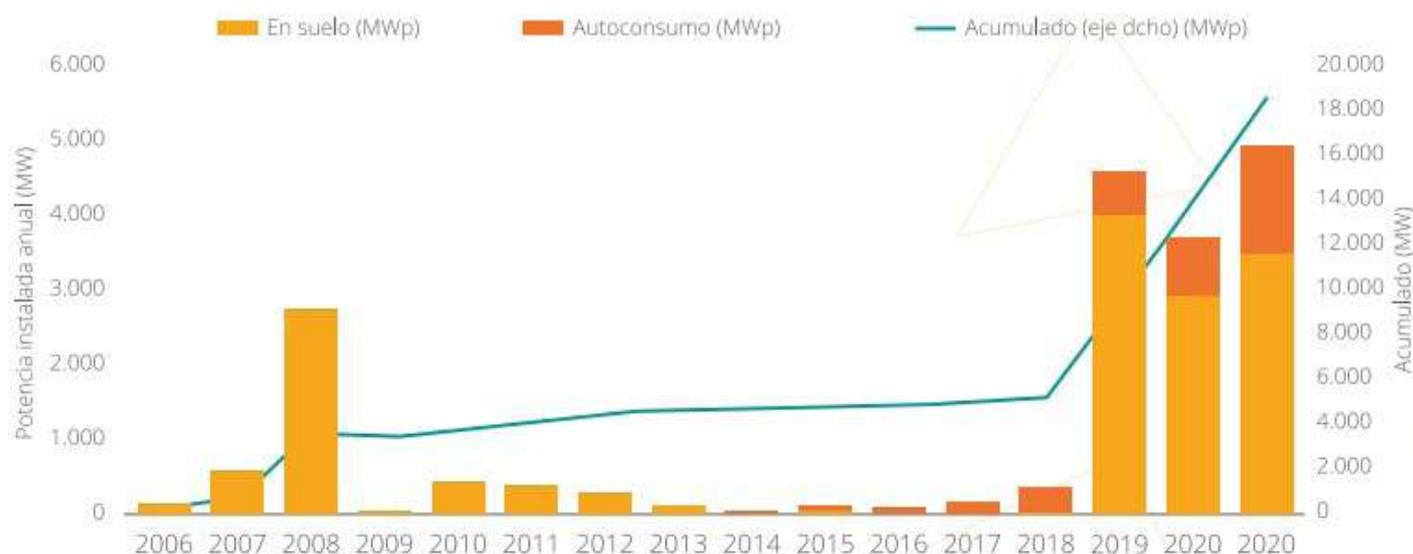
"Estamos focando em Califórnia e Espanha, mas quando olhamos para outras jurisdições como Austrália, Reino Unido e Nova Iorque, todo esse pessoal está observando a inserção da GD e está fazendo um movimento de revisão, não só das questões dos incentivos, como também buscando encontrar alguma maneira técnica de tornar a geração solar distribuída mais visível e controlável", disse a especialista.

Espanha

O caso espanhol merece um capítulo à parte. No início do mercado solar na Espanha, em 2004, o governo resolveu subsidiar as energias renováveis. Houve isenções fiscais, concessão de empréstimos a juros baixos, facilitação de importação de equipamentos, permissão para conexão à rede de energia e oferta de contratos de longo prazo para compra de energia produzida.

O governo se comprometeu em comprar toda a energia. O gerador recebia um valor acima do mercado e o custo era rateado por todos os consumidores espanhóis, de forma semelhante ao que ocorreu no Proinfa brasileiro.

No ano de 2008, a Espanha chegou a ser o mercado mais aquecido de energia solar da Europa, ficando atrás apenas da Alemanha em instalação anual de sistemas.



Evolução da potência solar instalada na Espanha. Fonte REE e UNEF

No entanto, no meio do caminho houve uma mudança de governo que revogou os incentivos dados para energia solar. O novo governo mudou a regra, inclusive retroativamente, e interrompeu os pagamentos.

Em 2015, o país estabeleceu um imposto sobre o autoconsumo de energia solar. Isso tornou-se um custo adicional, gerando grande divergência entre os produtores de energia elétrica e autoconsumidores.

"O mercado solar na Espanha congelou com esse sinal péssimo de descontinuidade da política pública. Isso criou uma insegurança jurídica e regulatória", disse o presidente da ABSOLAR. Foram mais de 1.500 processos de empreendedores

e da sociedade contra o governo espanhol.

Por conta dessa mudança, por quase uma década a Espanha virou um "deserto" no que tange ao desenvolvimento da energia solar. "Várias empresas espanholas decidiram internacionalizar e foram para outros mercados europeus e para outros continentes para não fechar as portas", disse Sauaia.

Recentemente, o atual governo espanhol retomou a política de incentivos para a energia renovável. A partir de 2018, o governo espanhol descartou o 'Sun Tax', que cobrava das residências espanholas equipadas com painéis solares um imposto adicional de 7% para permanecer conectado à rede.

A Espanha abriu a possibilidade de contratações bilaterais entre geradores e consumidores com potência acima de 100 kWp. O governo espanhol também passou a fazer contratações mais amplas de usinas solares.

Uma das diferenças do net metering espanhol é que os consumidores pagam um valor pela demanda contratada e outro pela energia (tarifa binômia).

"O nome exato do que tem na Espanha é 'net billing'. Ele se parece com o nosso tradicional net-metering, no sentido de que a energia que o consumidor injeta na rede gera um crédito que será usado para abater o custo da energia consumida por esse consumidor. A grande diferença está no fato de que lá na Espanha a energia injetada na rede é valorada pelo preço médio horário da eletricidade no mercado atacadista no horário em que houve a injeção na rede. Os custos da rede seguem sendo pagos pelo consu-

midor pois, como mencionado, são pagos via tarifa de demanda (Euro/kW)", detalha a diretora da PSR.

Hoje, a Espanha é um dos maiores mercados de energia solar da Europa. Segundo a APPA Renovables (Associação de Empresas de Energias Renováveis, em português), a capacidade instalada de geração solar ultrapassa 20 GW, sendo 5,3 GW de geração solar distribuída (2022).



Evolução da potência instalada de geração distribuída na Espanha. Fonte: APPA Renovables

Brasil

A potência instalada de energia solar das regiões citadas nesta reportagem pode parecer pequena quando comparada à capacidade instalada de geração de energia elétrica de um país com dimensões continentais como o Brasil, que recentemente ultrapassou a marca de 212 GW de potência centralizada, com mais de 21 GW de geração solar distribuída. Assim como ocorreu na Califórnia e na Espanha, a partir de 7 de janeiro de 2023, o Brasil passou a adotar novas regras para compensação da energia da geração distribuída injetada na rede pública. Conforme a Lei 14.300, regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 1059/23, os novos sistemas

Clube Amara NZero



Com o sucesso de nossas viagens com as **famílias do Clube Amara NZero** escolhemos nesta próxima edição, viajarmos pelo Mar Mediterrâneo, em um espetacular transatlântico que além de moderno, fosse o mais sustentável possível.

As reduções das emissões de carbono, buscando o **Net Zero**, são fundamentais na **Transição Energética** para alcançar um mundo sustentável.

Acessem nosso site e redes sociais, conheçam mais sobre o **Clube Amara NZero**



Quer saber como participar?

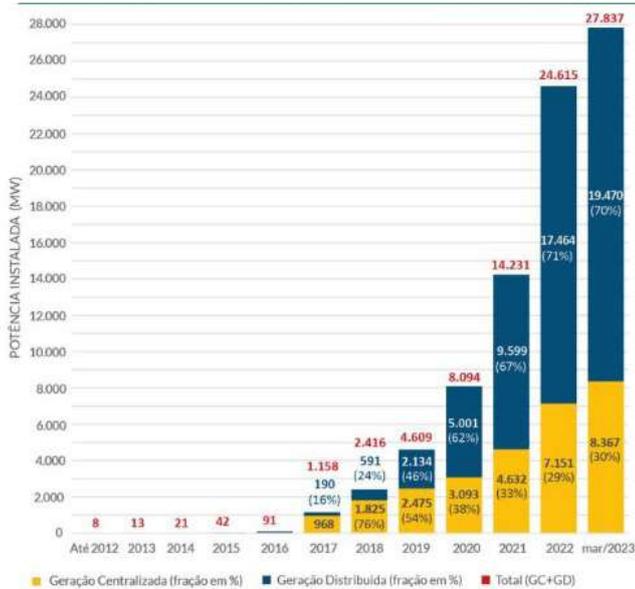
Adquirindo sistemas fotovoltaicos em Amara NZero Brasil, entre 1 de janeiro até 31 de Agosto de 2023, num volume mínimo de 1 Mwp, pode arrumar as malas que sua vaga no clube está garantida e vamos viajar.

Descubra tudo o que podemos fazer juntos em:  app.amaranzero.com.br

 [@amaranzerobrasil](https://www.instagram.com/amaranzerobrasil)

fotovoltaicos passaram a pagar pelo uso da rede das distribuidoras. Essa cobrança ocorrerá de forma escalonada, começando com 15% do fio B*, aumentando 15% a cada ano, até chegar a 90% em 2029.

Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil



Fonte: ABSOLAR, maio de 2023

De acordo com a consultoria Greener, o investimento em energia solar

fotovoltaica no Brasil continuará atrativo mesmo após a nova lei, embora o tempo de payback (retorno do investimento) no país tenha sofrido um aumento de 8 meses, em média.

Em São Paulo, estado que mais investiu em energia solar, o payback de um sistema residencial de 4 kWp aumentou de 5,5 anos para 6,2 anos. Já em Minas Gerais, segundo no ranking, o tempo de retorno do investimento passou de 5,6 anos para 6,4 anos.

Para Roberto Corrêa, presidente da cooperativa de GD COGECOM, a nova lei trouxe mais segurança para o mercado de geração distribuída no Brasil. "Acho que a 14.300 dá uma solidez para o mercado de GD." Segundo Carlos Alberto Calixto Mattar, Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica da ANEEL, a Lei 14.300 é sem "sombra de dúvida" um marco legal de altíssima importância, pois proporciona mais segurança jurídica e estabi-

JA SOLAR

um em cada seis

PAINÉIS SOLARES INSTALADOS NO MUNDO EM 2022 FOI JA SOLAR

JASOLARBRASIL.COM.BR

lidade regulatória a todos os investidores.

Durante audiência pública na Comissão de Minas e Energia, ele ainda afirmou que a lei preserva investimentos realizados e dá maior previsibilidade do retorno de investimentos futuros, bem como garante o direito do consumidor de gerar a sua própria energia e reduzir a conta de luz e reconhece a GD como estratégica para política energética nacional.

No Brasil, o pano de fundo para a mudança na regra foi a necessidade de rever os incentivos para a GD solar, uma vez que a tecnologia é considerada altamente competitiva em custo.

As distribuidoras de energia manifestam preocupações sobre a necessidade de fazer investimentos cada vez mais significativos na rede para absorver os sistemas solares instalados pelos consumidores.

O ONS (Operador Nacional do Sistema) também vem demonstrando preocupação com o impacto que a GD pode causar no perfil de carga, porém não enxerga a energia solar distribuída como um problema.

Tatiane Moraes Pestana Cortes, gerente executiva de Relacionamento com Agente e Assuntos Regulatórios do ONS, disse aos deputados da Comissão de Minas e Energia que o órgão está se debruçando sobre as questões técnicas da MMGD (micro e minigeração distribuída), de forma a adaptar seus processos para aproveitar da melhor maneira o recurso energético, mantendo a premissa de neutralidade tecnológica.

Disse também que o ONS nunca será um impedimento para evolução do se-

tor elétrico brasileiro.

"Estamos atentos aos reflexos que o avanço da MMGD traz para operação e isso não é um problema para o operador. Nós temos que nos adaptar a essa demanda da sociedade, que de fato traz mais complexidade para operação, mas essa é uma nova realidade e não seremos um entrave", afirmou.

Segundo Santos, da Thymos, outros pontos regulatórios precisam ser abordados. "A questão da 'binomialidade' da tarifa brasileira para o consumidor de baixa tensão e a aplicação de diferentes estruturas tarifárias precisam ser abordadas de forma pragmática, para que a gente possa manter a atratividade e o benefício que a GD pode trazer para a rede", disse.

"A gente também precisa olhar com calma a questão da expansão dos ativos de distribuição, para que isso não cause uma desproporção no negócio das distribuidoras".

Para Sauaia, da ABSOLAR, a tarifa binômica pode ter um efeito colateral negativo, desincentivando consumidores a fazer investimentos em eficiência energética e na geração própria de energia.

"Existe um pedaço da conta que o consumidor não consegue diminuir, isso gera um peso permanente no bolso dos consumidores. Em outros mercados do mundo, já foi comprovado que a tarifa binômica aumenta a tarifa de energia para o consumidor mais pobre".

***O Fio B é parte da composição da tarifa de energia, mais especificamente componente da TUSD. Esse, refere-se então ao valor pago para os custos relacionados ao uso do sistema de distribuição. O Fio B é um valor absoluto, calculado anualmente pela concessionária e validado pela ANEEL. O percentual de 28% foi adotado como um valor médio para algumas análises de entidades do setor.**



Serviços de O&M: uma oportunidade de negócio para alavancar vendas



Henrique Hein

Jornalista do Canal Solar



Stella Miranda

Jornalista do Canal Solar

A dinâmica das vendas de sistemas fotovoltaicos no mercado de energia solar vem enfrentando um cenário complicado nos primeiros meses de 2023, com empresas apresentando dificuldades para comercializar produtos em razão de uma série de fatores.

Entre eles, estão questões que variam desde as incertezas geradas pelo próprio mercado com a nova regulamentação para o segmento de geração distribuída até a falta de créditos bancários para o financiamento da tecnologia junto aos consumidores.

Em meio a esse cenário, profissionais ouvidos pelo Canal Solar destacam que atuação em O&M (Operação

e Manutenção) pode ser uma alternativa importante de receita para as empresas de energia solar. As operações de O&M envolvem a venda de serviços, como limpeza de painéis, verificação de conexões, inspeção das estruturas e monitoramento remoto.

Luiz Claudio Rosa, Managing Director da Viridian Ecoenergia, explica que diferentemente da venda de produtos e serviços de instalação, o O&M é uma oportunidade de receita recorrente para as empresas integradoras, uma vez que se fazem necessários durante toda a vida útil dos sistemas.

O profissional destaca, inclusive, que hoje a maioria dos clientes que contratam os serviços de O&M nem sequer

são os que compraram inicialmente os sistemas fotovoltaicos oferecidos pela companhia.

“Recebemos muitas demandas de clientes que adquiriram sistemas de outras empresas integradoras que não estão mais atuando no mercado. Nós chamamos de sistemas órfãos que optamos por adotar e oferecer aos seus proprietários a segurança de manter seus sistemas limpos, gerando todo o potencial e com a parte elétrica revisada e certificada”, comentou.



Profissional realiza inspeção de estrutura em usina de energia solar. Foto: Jags Sol/Divulgação

Já Elvis Almeida, diretor de Negócios da Mysol, informa que os serviços de O&M representam, atualmente, mais de 20% do faturamento da empresa e que a companhia prevê ultrapassar os 50% nos próximos dois anos, conforme mais pessoas forem instalando sistemas fotovoltaicos em suas propriedades, fachadas ou terrenos.

Segundo ele, todo o integrador que atua somente com energia solar precisa ter um portfólio diversificado para reduzir sua dependência em relação à venda de novos projetos, assim como uma equipe preparada para atender as expectativas dos clientes.

“Na Mysol investimos em um time

inteiro de engenharia e de campo, porque atuar em diagnóstico e corretivas de uma usina solar requer muito conhecimento e habilidades técnicas do que a atividade de instalação”, afirmou Elvis.

Procedimentos

Claudio Rosa explica que antes de fechar qualquer serviço com os clientes, a Viridian realiza um diagnóstico do sistema instalado através de uma inspeção.

“Infelizmente muitos desses sistemas órfãos que citei a pouco têm erros de instalação e de dimensionamento graves que colocam em risco o cliente e as pessoas”, comentou.

Em seguida, apresentam um relatório de correções e um orçamento, explicando com detalhes para o cliente tudo que será feito e todas as normas de instalação e engenharia que serão adotadas pela companhia.

Na fase seguinte, a empresa oferece os serviços de manutenção na modalidade de contratação por assinatura mensal ou por eventos periódicos.

Segundo ele, todo esse processo de explicação do passo a passo junto ao cliente é muito importante, visto que, infelizmente, poucas pessoas compreendem a importância da ação preventiva.

No caso da Veridian, por exemplo, apenas 10% dos consumidores que compram um sistema fotovoltaico junto à companhia acabam fechando um contrato para operação e manutenção da tecnologia, mesmo com o preço do serviço custando sendo acessível razoavelmente acessível.

Conheça a nova solução GoodWe de inversores e baterias para armazenamento residencial!

Primeiro inversor certificado na nova portaria do INMETRO [140/2022] como inversor híbrido



Inversor Híbrido Linha ES G2

Três modelos certificados como HÍBRIDOS no INMETRO:

3.5kW monofásico 127Vac:
registro INMETRO 001425/2023

3.6kW monofásico 220Vac:
registro INMETRO 001426/2023

6.0kW monofásico 220Vac:
registro INMETRO 001427/2023

- Disponível em versão Hybrid Ready 2MPPTs e até 16A por MPPT
- AFCI opcional e DPS CC II integrado
- Até 10 anos de garantia
- Comutação entre modos on-grid e off-grid em menos de 0,01 segundos

Inversor pronto para o futuro, disponível em 2 versões!

- ✓ **Versão Híbrida:** para quem deseja instalar a bateria de imediato.
Já vendido totalmente e desbloqueado para modos on-grid e off-grid.
- ✓ **Versão Hybrid Ready:** pronta para quem deseja instalar a bateria no futuro.
Inicialmente vendido limitado a modo on-grid, por 60% do valor, podendo ser desbloqueado para modo híbrido, quando for instalada a bateria, via aquisição do código ativador.
- ✓ O overload CC de até 180% pode ser utilizado para carregar a bateria.



Bateria Lynx Home U (48Vcc)

- 5.4kWh por unidade
- Até 6 baterias em paralelo por inversor (32.4kWh)
- Baixa tensão (48Vcc)
- Tecnologia Lítio Ferro Fosfato (LiFePO4)
- 100% DOD (descarga)
- BMS integrado
- IP65



Torne-se um Integrador
GOODWE PLUS+
e se destaque no mercado!

Além de desenvolver habilidades técnicas e se especializar, você GANHA: Treinamentos profissionais, Certificações Desteque no mercado, Garantia estendida em produtos



GOODWE



Periodicidade e preços

Questionados sobre quantas vezes um cliente precisa realizar um serviço de manutenção em seu sistemas fotovoltaicos, os profissionais ouvidos pelo **Canal Solar** informaram que a periodicidade e o valor do serviço pode variar dependendo de cada caso.

Oscar Makoto, sócio diretor da Jags Sol, disse que o trabalho de limpeza dos módulos e checagem dos itens básicos é feito normalmente de seis em seis meses, mas que em determinados casos, nos quais a instalação é feita numa zona rural (onde existe muita terra) é recomendável que o serviço seja feito de três em três meses.



Sujeira acumulada com o tempo em módulos fotovoltaicos. Foto: Jags Sol/Divulgação

Já Claudio Rosa destacou que a periodicidade da realização do serviço vai depender do nível de partículas de poeira que há próximo da instalação (ruas de barro ou muitas obras próximas), de poluentes pesados (beira de rodovias) ou até mesmo da inclinação de telhados, uma vez que quanto menos inclinado o telhado, mais sujeira acumula nos painéis.

“Já os telhados mais inclinados (não embutidos), costumam permitir pos-tergar as ações de limpeza para mais

de três anos, porque a inclinação maior facilita o processo de auto-limpeza pela ação das chuvas”, comentou.

Em termos de valores para realização de um serviço de O&M, os dois profissionais explicam que para um projeto residencial o preço dos serviços fica em torno dos R\$ 30 por módulo fotovoltaico, dependendo de fatores como a distância e deslocamento da equipe.

“Se for detectado a necessidade de trocar um disjuntor do inversor ou DPS, este custo é pago à parte pelo cliente”, pontuou Makoto.

Concorrência no mercado

Com relação a concorrência no mercado, Elvis destaca que a partir do momento que uma empresa integradora passa a oferecer serviços de O&M com qualidade, naturalmente surgirão cada vez mais demandas.

“Começamos ajudando alguns clientes e depois acabamos migrando para a realização de contratos junto aos clientes. A falta de integradores e profissionais capacitados para esse segmento é latente, o que faz com que a concorrência seja menor”, ressaltou.

Cláudio Rosa, orienta ainda que os integradores não fiquem esperando pelas solicitações dos clientes e destaca que é sempre importante também contatá-los para oferecer o serviço.

“Tem sido um desafio estabelecer no Brasil a cultura da manutenção. A maioria dos clientes prefere esperar dar defeito ou ver a conta de energia subir (muitas vezes só notam isso depois de muitos meses de prejuízo), para solicitarem um serviço de limpeza e manutenção”, comentou.

Como fidelizar os clientes?

Para vencer essa cultura da não necessidade de realizar os serviços de limpeza e manutenção, Oscar Makoto sugere que os profissionais do mercado de energia sejam criativos nas propostas para seus clientes.

A empresa administrada por ele, por exemplo, adota a estratégia de incluir para os clientes que compram os sistemas fotovoltaicos um ano grátis com serviços de O&M.

“A partir do segundo ano, formalizamos uma nova proposta para dar continuidade aos serviços”, destacou.

Na hora de realizar o serviço, ele pontua que para fidelizar o cliente é preciso também ter uma equipe muito bem treinada e que ofereça um serviço de qualidade, caso contrário o pós-venda será comprometido.

“Iniciamos (o serviço de O&M) com o desligamento dos inversores tanto da parte corrente alternada como da parte corrente contínua para iniciar com a limpeza dos módulos tomando os devidos cuidados e utilizando os EPIs necessários para garantir segurança dos profissionais”, comentou.

“Ao mesmo tempo verificamos a estrutura de fixação dos módulos, cabeamento solar, conectores MC4 (se estão todos íntegros) e também a fixação das presilhas que prendem os cabos”, prosseguiu.

“Também é feita uma limpeza nos ventiladores dos inversores, pois muitas vezes acabam entrando insetos e muita sujeira. Por fim, utilizamos uma Câmera Termográfica para Análise das conexões elétricas tanto nos Quadros da parte CA como nas String Box da parte CC”, finalizou Makoto.



Sujeira acumulada junto ao inversor. Foto: Jags Sol/Divulgação

Manutenção preventiva

Além da questão da eficiência do sistema de geração, a não realização de uma manutenção constante em um sistema de energia solar pode ocasionar diversos problemas para o cliente, incluindo problemas de segurança.

Por esse motivo, a importância das empresas integradoras oferecerem um serviço de manutenção preventiva para seus clientes. Entre os exemplos de serviços que podem ser oferecidos pelos integradores no mercado de energia solar para seus clientes estão:

- Limpeza dos módulos fotovoltaicos;
- Poda de vegetação (em caso de projetos em solo);
- Drenagem e controle de cheias (desentupir e desobstruir valas);
- Pintura, lubrificação, fixação e aperto de componentes mecânicos;
- Atendimento de alarmes e conserto de componentes;
- Reparametrização de equipamentos para melhora da disponibilidade da eficiência;
- Manutenção nos circuitos de MT e cubículos localizados no eletrocentro;
- Análise termográfica de módulos, inversores e principais pontos de conexão.



Lightsource bp: projetos solares, H2V e soluções de baixo carbono



Henrique Hein

Jornalista do Canal Solar

As discussões acerca do potencial brasileiro para produção de hidrogênio e fertilizantes verdes vêm ganhando cada vez mais destaque no noticiário mundial, com governos, empresas e instituições realizando grandes investimentos nesses mercados.

Em razão de sua dimensão continental e particularidades regionais, o Brasil apresenta um enorme potencial para a produção do combustível e do produto, gerados a partir de fontes renováveis, como solar, e eólica entre outras.

Todo esse potencial vem atraindo a

atenção de grandes multinacionais do setor de energia. Uma delas, é a Lightsource bp, uma joint venture criada pela BP (British Petroleum), e que hoje é uma das maiores desenvolvedoras de projetos de energia solar do mundo fora da China. Antes de conhecer a atuação da Lightsource bp, é importante destacar o tamanho da sua criadora: a bp. Fundada em 1908, a multinacional é uma das maiores empresas de energia de exploração de petróleo do mundo. A companhia fornece combustíveis para transporte e geração de energia, lubrificantes para motores e equipamentos industriais, serviços de varejo e produtos petroquímicos para itens de uso diário.

Em entrevista exclusiva ao Canal Solar, Ricardo Barros, Country Manager da Lightsource bp no Brasil, destacou que o mercado de hidrogênio e de

fertilizantes verdes vai, em pouco tempo, ditar o consumo adicional de energia no país. Durante a conversa, também comentou os planos da companhia no Brasil.

Hoje, a Lightsource bp possui mais de 950 especialistas no setor de energia, trabalhando no desenvolvimento de projetos, desde a seleção inicial do local, financiamento e licenciamento até o gerenciamento de longo prazo de projetos solares e venda de energia para os clientes. **Confira os principais trechos da entrevista.**

Como surgiu a Lightsource bp e quais são as suas principais metas globais?

A bp tem como estratégia atuar com metas agressivas de transição energética e, por isso, definiu há quatro anos que gostaria de atingir a neutralidade de carbono até 2050 em consonância com o Acordo de Paris.

Para isso, colocou como meta de curto prazo sair de 2,5 GW de capacidade renovável em 2020 para 50 GW em 2030. Trata-se de um crescimento de vinte vezes em apenas uma década.

Para atingir esse objetivo, a bp começou a entrar no mercado de joint ventures e formou a Lightsource bp em 2019 para trabalhar com energia solar centralizada na cadeia de valor, desde o desenvolvimento de projetos até o pleno funcionamento de uma usina.

Hoje, a Lightsource bp está presente em 19 países, porque atacamos uma

única tecnologia - que é a solar centralizada, cujo acreditamos ser a mais competitiva na grande maioria dos países.

Como a empresa tem atuado no mercado brasileiro?

No Brasil, contamos com um portfólio de 4.6 GW de projetos em desenvolvimento divididos entre as regiões Sudeste, Centro Oeste e Nordeste. Esperamos atender à crescente demanda por contratos de energia renovável solar, tanto através de PPAs (Power Purchase Agreement) corporativos quanto de estruturas de autoprodução.

O nosso principal projeto chama-se Projeto Milagres, em Abaiara, no Ceará, onde a energia gerada a partir dos 212 MWp será comercializada com importantes players do setor.

Esse empreendimento representa um investimento de mais de R\$ 800 milhões, está em plena construção e vai entrar em operação comercial em janeiro de 2024.

Com uma área de aproximadamente 400 hectares, o projeto é composto por cinco usinas fotovoltaicas e se conectará ao SIN (Sistema Integrado Nacional) por meio de uma linha de transmissão de 230 kV.

O complexo irá gerar aproximadamente 460 mil MWh por ano, energia suficiente para abastecer aproximadamente 212 mil residências.

A construção compreende, além das obras civis, toda a instalação e comis-



Ricardo Barros
Country Manager da
Lightsource bp no Brasil

sionamento dos equipamentos, entre eles cerca de 5 mil trackers, aproximadamente 850 inversores e mais de 320 mil módulos fotovoltaicos.

Também estamos realizando a aquisição de projetos que se encontram em estágios mais avançados. Já temos seis contratos de venda de energia no Mercado Livre de Energia.

Além disso, temos um diferencial que é o de fazer a diferença para comunidades remotas, com programas de treinamento para que estas populações aperfeiçoem, por exemplo, a agricultura familiar.

Acreditamos muito nos setores onde o PIB (Produto Interno Bruto) cresce de maneira mais sustentável, como o agronegócio, a mineração e as commodities em geral, mas, principalmente, no segmento de fertilizantes verdes, onde pretendemos focar grandes esforços.

Como pretendem atuar no ramo de fertilizantes verdes no Brasil?

O ponto principal que percebemos é que o Brasil tem muito potencial de competitividade, tanto para fornecer hidrogênio verde internamente quanto para exportação.

O preço da energia no país está muito barato na comparação com outros lugares do mundo e, principalmente, no Nordeste, temos tudo para sermos um grande exportador deste combustível para

a Europa.

Ainda temos muito que avançar, principalmente, com relação ao preço dos eletrolisadores, que é uma tecnologia que precisa ganhar escala para ficar mais competitiva.

Tem toda uma questão também de realizarmos adaptações em navios para que eles possam funcionar via amônia, usando o próprio subproduto do hidrogênio como combustível.

Para isso, já estamos em contato com algumas empresas do mercado que estão interessadas em desenvolver a tecnologia no Brasil.

Por uma questão de logística, a gente entende que quem produz o fertilizante estará próximo de quem vai consumir.

Então, a ideia é que boa parte dessas plantas sejam feitas no interior do Brasil, em cidades com forte atuação do agronegócio.

Dentro da cadeia de hidrogênio e de fertilizantes verdes, o nosso posicionamento é o de entregar um elétron verde competitivo para que o nosso cliente possa recebê-lo e criar a molécula que ele quiser.

Essa molécula pode ser o H₂ do hidrogênio ou o NH₃ da amônia. Nós seremos os fornecedores dos elétrons e o nosso cliente é criador e fornecedor da molécula que ele quiser colocar no mercado.

É assim que vamos nos posicionar, pois acreditamos fielmente que o



É um mercado que vemos com grande potencial de demanda no Brasil. Grande parte da prospecção de nossos projetos está voltada para os fazendeiros.

mercado de hidrogênio e fertilizantes verdes ditarão boa parte do consumo adicional de energia no Brasil no curto, médio e longo prazo.

Tendo em vista que os investimentos da empresa visam basicamente o mercado de geração centralizada, o que estão achando das movimentações sobre o PL 414?

É um projeto de lei de modernização do setor elétrico e que trata de vários outros assuntos. Os que mais nos interessam são dois: a autoprodução de energia e a abertura do mercado livre de energia.

No caso da autoprodução de energia, entendemos que é uma tecnologia regulatória que permite muito crescimento local e industrial.

Contudo, vemos com preocupação alguns movimentos de tentar restringir demais a autoprodução.

Essa questão precisa ser bem discutida para não trazer um efeito de retração para o mercado, limitando o crescimento e competitividade da nossa indústria.

Já o segundo ponto que nos interessa, que é a abertura do mercado livre de energia, acreditamos que isso precisa acontecer e com um bom sinal econômico, no qual cada fonte seja reconhecida pelo real valor que gera e não somente pelos custos que causam. A abertura deste mercado nos parece um caminho sem volta e muito bom, porque simplesmente dá a oportunidade para que os consumidores façam as escolhas que eles quiserem com relação a escolha do seu fornecedor de energia.





Mudanças introduzidas pela portaria 140/2022 do Inmetro na renovação e manutenção do registro de equipamentos fotovoltaicos



Geyciane Pinheiro de Lima



Mendelsson Rainer Macedo Neves



Marcelo Gradella Villalva

LESF (Laboratório de Energia e Sistemas Fotovoltaicos da Unicamp)

A portaria 140/2022 do Inmetro foi publicada para substituir a antiga portaria 004/2022. As duas portarias dizem respeito aos requisitos para a certificação de equipamentos para aplicação em sistemas fotovoltaicos (módulos, inversores, baterias e controladores de carga).

Todos esses equipamentos precisam passar por uma certificação laboratorial. Após a emissão do relatório de aprovação por um laboratório credenciado, o fabricante ou distribuidor

pode solicitar o registro do produto no Inmetro.

Algumas mudanças da portaria 140/2022 foram a introdução dos inversores híbridos, que não eram amparados pela portaria antiga, a atualização da tabela de classificação de módulos por eficiência, a definição de modelos de inversores e o agrupamento de módulos fotovoltaicos por famílias.

A seguir serão abordados os principais pontos introduzidos pela nova

portaria a respeito da **manutenção** e da **renovação** do registro de módulos fotovoltaicos e inversores conectados à rede.

É importante dizer que a portaria 140/2022 vai passar por um processo de aperfeiçoamento nos próximos meses e poderá ter o seu texto alterado. A Figura 1 mostra o cronograma de aperfeiçoamento da portaria.

Uma consulta pública vai se iniciar no mês de julho/2023 e ficará aberta por dois meses. Prevê-se que em dezembro deste ano a portaria seja republicada, quando se inicia o prazo de 12 meses para que suas mudanças se tornem obrigatórias, ou seja, para que os fabricantes possam adequar-se a eventuais alterações das regras.

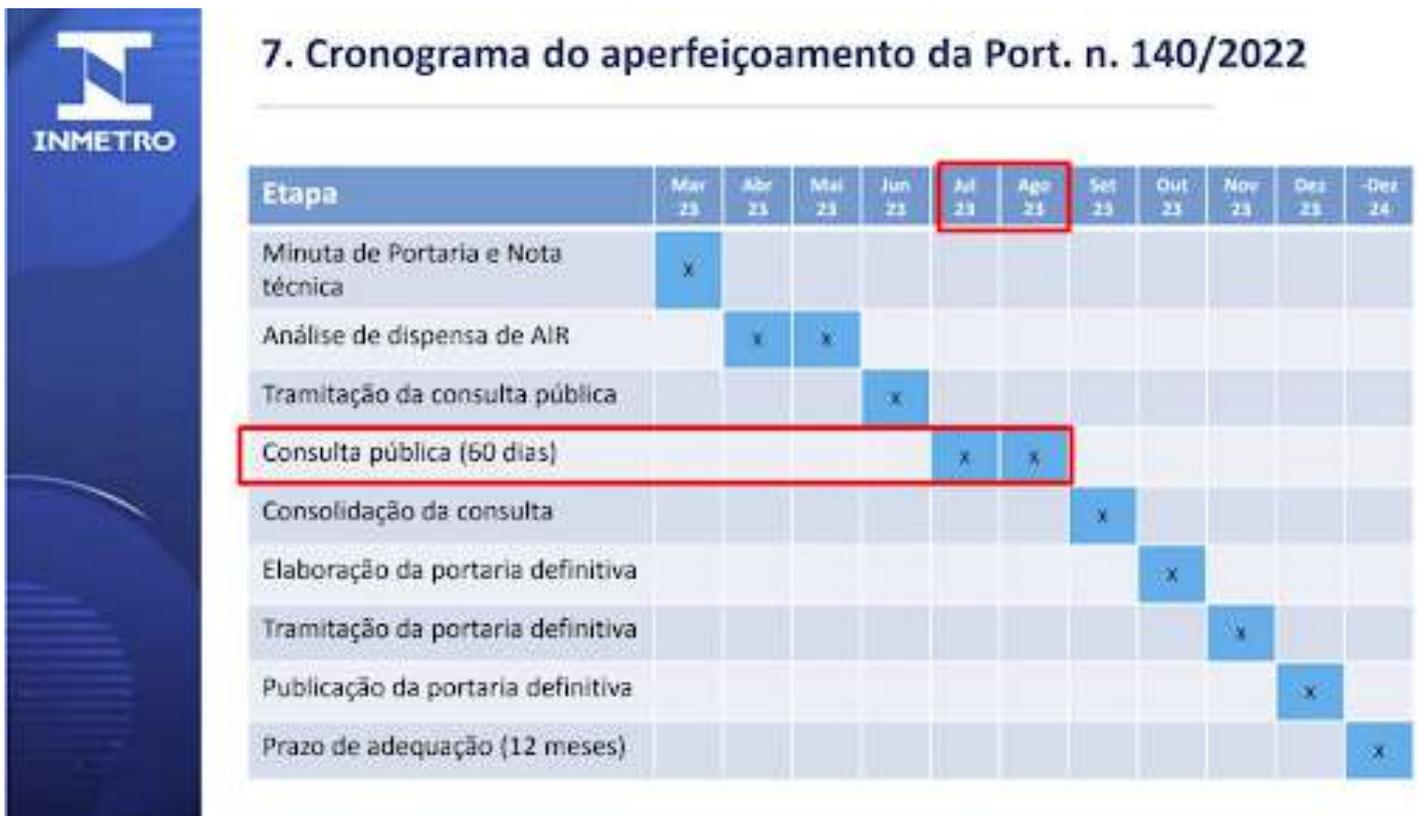


Figura 1: Cronograma de aperfeiçoamento da portaria 140/2022 do Inmetro. Fonte: Inmetro

Inversores

Como era antes (portaria 4/2011)

O registro de equipamentos para geração de energia fotovoltaica precisava passar por manutenção a cada 12 meses e tinha validade de 4 anos. Para fazer a manutenção e a renovação do registro, o fornecedor responsável precisava refazer completamente o conjunto de testes definido na portaria 4/2011.

A portaria 4/2011 definia (na seção

5.4) o conceito de família. Segundo essa portaria, uma família de inversores compreendia modelos de um produto que passavam por um mesmo processo de fabricação e mantinham as mesmas características técnicas, os mesmos materiais e parâmetros do projeto.

Como é agora (portaria 140/2022)

A nova portaria diferencia os conjuntos de testes para manutenção e reno-

vação em relação aos testes exigidos no primeiro registro do produto. Anteriormente (com a portaria antiga) todos os testes deveriam ser repetidos para manutenção e renovação do registro do produto, mas agora somente uma parte dos testes é necessária.

De acordo com as regras vigentes da portaria 140/2022, o equipamento tem que ser testado em todos os ensaios apenas no registro inicial, que ocorre no mês 0.

Após 36 meses do primeiro registro, é necessário fazer a manutenção dos ensaios. Neste momento é necessário realizar novamente os ensaios, com exceção dos ensaios 7, 8, 9, 10, 14, 21, 23 e 25 no **modelo** do equipamento.

Esta palavra **modelo** precisa de destaque porque a portaria 140/2022 define o que é um equipamento do mesmo modelo:

1. originado da mesma unidade fabril;
2. mesmas tensões de operação CC;
3. mesmo número de fases;
4. mesmo tipo de isolamento galvânica em baixa frequência no lado da rede (com ou sem transformador de 60 Hz na saída do inversor);
5. mesma potência CA.

Ou seja, se o equipamento na manutenção dos ensaios não possuir esses mesmos itens, terá que ser ensaiado

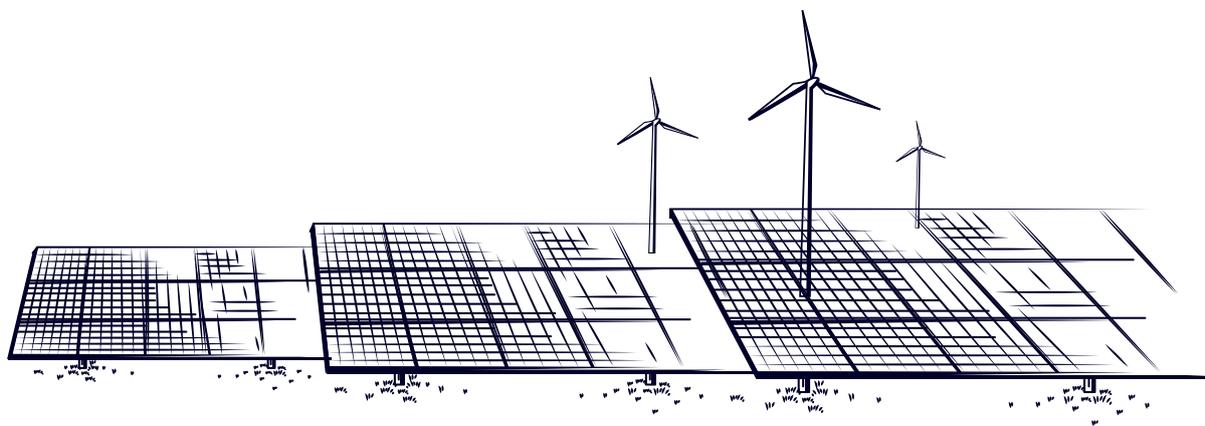
novamente, de acordo com os procedimentos do mês 0 (ou seja, todos os ensaios previstos na portaria).

Existe um pequeno detalhe no regulamento acima: a corrente do inversor não é mencionada. Seguindo rigorosamente as regras, se o fabricante lançar futuramente uma versão do equipamento com correntes de entrada ou de saída diferentes, mas se as demais características forem mantidas, o equipamento atualizado poderá ser enquadrado no mesmo modelo. Isso possivelmente será corrigido na adequação da portaria que ocorrerá em breve.

É possível, de acordo com a portaria 140/2022, considerar versões de um mesmo modelo as variações no formato da caixa, nos dimensionais externos e nos elementos estéticos e as variações em acessórios e recursos adicionais, já que o regulamento não diz nada sobre esses itens.

Se o equipamento mantiver o mesmo padrão das características citadas, o equipamento será testado com os ensaios da manutenção. Depois do procedimento de manutenção, 72 meses após o registro inicial, será necessário fazer a renovação do registro – neste momento será necessário realizar todos os ensaios novamente.

A Tabela 1 apresenta os testes para inversores conectados à rede exigidos em cada uma das portarias.



GROWATT

AMPLA GAMA DE INVERSORES FV PARA SUAS NECESSIDADES



MPPTs duplos



Compatível com módulos de alta potência



Eficiência máxima de até 98,75%



DPS tipo II nos lados CC e CA



MID 15-25KTL3-X

🔍 Growatt New Energy



GROWATT NEW ENERGY BRAZIL LTDA

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

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

Tabela 1-Parte I: Comparação dos ensaios exigidos para inversores fotovoltaicos conectados à rede das portarias 004/2011 - 357/2014 e a nova portaria 140/2022

Item	Ensaio	Portaria 004/2011	Portaria 140/2022
1	Inspeção visual	Não	Sim
2	Suportabilidade a sobrecarga nas portas fotovoltaicas	Sim	Com modificações
3	Suportabilidade a inversão de polaridade nas portas fotovoltaicas	Sim	Com modificações (definição do fator de forma (FF))
4	Suportabilidade a religamento automático fora de fase;	Sim	Sem modificações
5	Detecção e interrupção de falhas de isolamento nas portas fotovoltaicas	Não	Sim
6	Detecção e interrupção de corrente residual excessiva na porta de conexão à rede	Não	Sim
7	Injeção de componente contínua na porta de conexão à rede	Sim	Com modificações
8	Harmônicos e distorção de forma de onda de corrente na porta de conexão à rede	Sim	Sem modificações
9	Fator de potência fixo na porta de conexão à rede	Sim	Sem modificações
10	Fator de potência com curva do FP na porta de conexão à rede	Sim	Sem modificações
11	Injeção/Demanda de potência reativa na porta de conexão à rede	Sim	Sem modificações
12	Sobre/Sub tensão na porta de conexão à rede	Sim	Com modificações
13	Sobre/Sub frequência na porta de conexão à rede	Sim	Com modificações

Tabela 1-Parte II: Comparação dos ensaios exigidos para inversores fotovoltaicos conectados à rede das portarias 004/2011 - 357/2014 e a nova portaria 140/2022

Item	Ensaio	Portaria 004/2011	Portaria 140/2022
14	Flutuação de tensão na porta de conexão à rede	Sim	Sem modificações
15	Perda de rede na porta de conexão à rede (ilhamento não intencional)	Sim	Sem modificações
16	Imunidade à variação de potência ativa em subfrequência na porta de conexão à rede	Não	Sim
17	Controle de potência ativa em sobrefrequência na porta de conexão à rede	Sim	Com modificações
18	Imunidade a sobre/subfrequência transitórias e taxa de variação de frequência na porta de conexão à rede	Não	Sim
19	Imunidade a sobre/subtensões transitórias na porta de conexão à rede	Não	Sim
20	Conexão e reconexão na porta de conexão à rede	Sim	Com modificações
21	Limitação de potência ativa na porta de conexão à rede	Sim	Sem modificações
22	Modulação de potência reativa na porta de conexão à rede	Sim	Sem modificações
23	Desconexão do sistema fotovoltaico na porta de conexão à rede	Sim	Sem modificações
24	Eficiência de conversão	Não	Sim
25	Emissão de perturbação de radiofrequência	Não	Sim
26	Arco elétrico	Não	Sim

* Na Portaria 004/2011 o ensaio que abordava transitórios apenas em subtensões era o ensaio Low Voltage Ride Through (LVRT).



HSSP 3-10K

HOPEWIND GREEN RESIDENTIAL SOLUTION

**Máximo de 20A de
corrente de entrada FV**

compatível com módulos
fotovoltaicos de alta potência

**Depuração
local e remota**

O&M em condições
de rede ruins

Leve

Menos de 16 kg, fácil de
instalar por uma pessoa

TEL: (11) 98123-0890
Email: alex.hsu@hopewind.com

pt.hopewind.com
Centro de Suporte - Sorocaba

Módulos fotovoltaicos

Como era antes (portaria 4/2011)

Da mesma forma como ocorria para os inversores, todos os ensaios definidos na portaria 4/2011 deviam ser realizados na manutenção e na renovação.

O registro de equipamentos precisava ser objeto de manutenção a cada 12 meses e tinha validade de 4 anos. Para fazer a manutenção e a renovação do registro, o fornecedor responsável precisava realizar os ensaios de manutenção.

Como é agora (portaria 140/2022)

No mês 0 (registro inicial) todos os módulos da mesma família devem passar por testes. No mês 36 (manutenção) apenas os modelos representativos da família devem passar por testes. O próprio fabricante é quem define quais são os modelos representativos. No mês 72 (renovação) todos os modelos da família devem passar novamente pelos testes.

A Tabela 2 apresenta os testes exigidos para módulos fotovoltaicos e a Tabela 3 mostra quais testes são aplicados em cada etapa.

Definição de família de módulos fotovoltaicos

De acordo com a portaria 140/1022 do Inmetro, item 2.1, tem-se a seguinte definição para família de módulos fotovoltaicos:

“Conjunto de modelos de módulos fotovoltaicos agrupados por apresentarem: (i) mesma unidade fabril; (ii) mesma tecnologia e materiais construtivos das células fotovoltaicas; (iii) mesma quantidade de faces ativas

(monofacial ou bifacial); (iv) mesmas dimensões, quantidades e forma de conexão das células; (v) mesma área do módulo. Pode variar, dentro da mesma família, a potência nominal.”

De acordo com esse regulamento, módulos de mesma potência, mas com tipos de células diferentes (exemplo: células convencionais e PERC, ou células monofaciais e bifacial) são de famílias diferentes. Só são considerados uma mesma família os módulos que possuem as mesmas dimensões mecânicas, o mesmo tipo de célula e potências variadas.

Neste regulamento não fica muito claro se módulos com o mesmo tipo de tecnologia de células, mas com componentes diferentes, podem ser considerados uma mesma família.

Exemplo: módulos bifaciais que possuem duas versões, uma com vidro traseiro e outra com backsheet transparente. Lendo o regulamento ao pé da letra, esses dois produtos poderiam (mas não deveriam) ser enquadrados em uma mesma família.

O item (ii) diferencia os produtos pela tecnologia e materiais construtivos “das células”, mas não aborda os demais materiais (vidros, encapsulantes, materiais de vedação, junction box etc) que fazem parte do módulo fotovoltaico. Esta dúvida possivelmente será resolvida na adequação da portaria.

Ensaio dos módulos fotovoltaicos

A Tabela 2 apresenta uma comparação de ensaios para módulos fotovoltaicos exigidos nas portarias 004/2011 e 140/2022. Um ponto importante quando comparamos ambas porta-

rias é em relação ao ano da norma nas quais os testes são embasados.

A portaria 004/2011 leva em consideração a IEC 61215:2005, enquanto a portaria 140/2022 toma como referência a IEC 61215:2021. Durante esse tempo diversos ensaios sofreram mudanças e foram adicionados novos testes.

Na Tabela 2 podemos ver que dois itens sofreram modificações na forma de proceder no ensaio: o item 2 (relacionado à estabilização inicial) e o item relacionado ao isolamento elétrico. A estabilização inicial tem como objetivo fazer com que o módulo atinja um nível de saída de potência eletricamente estável.

Na portaria 004/2011, antes de iniciarem-se os testes os módulos deviam ser expostos a uma irradiação de 5 kWh/m² a 5,5 kWh/m² em circuito aberto, como orientado na IEC

61215:2005. O módulo não era testado antes de atingir a estabilidade, sendo suficiente para aplicar ao módulo a irradiação pré-estabelecida.

Na portaria 140, com relação à estabilização inicial, é estabelecido um valor mínimo de irradiação, que pode variar conforme a tecnologia da célula de acordo com a IEC 61215:2021. Para o silício cristalino, o módulo deve ser exposto a uma irradiação mínima de 10 kWh/m².

Além disso, existe agora um critério para a estabilização para avaliar se o módulo atingiu sua saída de energia elétrica estabilizada dada pela equação " $(P_{max}-P_{min}) / P_{average} < x$ ", onde x é definido conforme a tecnologia de célula. Para o silício cristalino $x = 0,01$.

Nessa estabilização inicial o módulo deve passar por no mínimo três medições de potência. A primeira deve ser

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.

CanadianSolar

DAI Solar

Deye

GROWATT

HUAWEI

SOFAR SOLAR

solis

(19) 3995-0159

(19) 99855-3989

esferadistribuidora

@esferasolar



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

realizada antes de se colocar o módulo para estabilizar; a segunda, geralmente após o módulo ser exposto a 5 kWh/m² e a terceira após os 10 kWh/m². Caso o valor de x seja menor que 0,01 o módulo atingiu a estabilidade.

Podemos ver que houve uma grande mudança no procedimento deste ensaio. Isto é necessário visto que as tecnologias de células evoluíram, de forma que as degradações pela luz sejam as menores possíveis. Através deste teste podemos detectar se o módulo apresenta imunidade ao efeito LID (degradação induzida pela luz).

Com relação ao isolamento elétrico, que determina se o módulo apresenta uma boa isolação entre as partes energizadas e as acessíveis, na portaria 004/2011 é levada em considera-

ção na escolha da aplicação da tensão de ensaio somente a tensão máxima do sistema do módulo, sendo calculada a tensão para o teste de ruptura do dielétrico e a medição da resistência de isolamento.

A condição de aprovação é o módulo atingir uma resistência mínima de 40 MOhms.m². Na portaria 140/2022, por outro lado, a tensão de ensaio é determinada pela tensão máxima do sistema, pela classe de segurança do módulo e pela presença ou não de juntas cimentadas.

Para um completo entendimento deste assunto sugere-se a leitura das normas IEC 61140 e IEC 61730-1. Assim, os níveis de estresse de tensão podem variar conforme a construção do módulo.

TOP 5

Fornecedor mundial de inversores e solução de armazenamento (S&P Global, antiga IHS Markit)

TOP 10

Marca de inversor solar usado em projetos de financiamento a longo prazo (Bloomberg)



iStorageE

SPI320-350K-B-H

SPI100-125K-B

SPI30-36K-B X2

Tudo em um Sistema Híbrido de Bateria

Inversor trifásico inteligente 8-40K
Tensão de saída AC 220V

**KEHUA
TECH**



Cantato

- WhatsApp / Tel: +55(15)99178-8249
- E-mail: brazil@kehua.com
- www.kehua.com
- LinkedIn: @Kehua Tech Brasil
- Instagram: @Kehua_brasil

No que diz respeito às etapas de avaliação, os módulos fotovoltaicos devem passar pelo conjunto completo de testes tanto na manutenção como na renovação do registro no Inmetro.

Entretanto, na manutenção um único módulo pode representar a família. Este modelo representativo deverá passar por todos os testes. É recomendado que ao longo dos ensaios das etapas de avaliação (inicial, manutenção e renovação), haja um revezamento do modelo representativo, a critério do fornecedor, de modo a abranger a totalidade dos modelos da família ensaiados ao longo das etapas de avaliação.

Na renovação, por outro lado, não é necessário submeter todos os modelos da família aos testes. Apenas o modelo representativo deve passar novamente por todos os testes.

A Tabela 3 mostra quais testes são necessários em cada etapa e quais modelos devem passar por cada tipo de teste.

- Como exemplo, vamos considerar a família (fictícia) ABC555W-575W de módulos fotovoltaicos com potências variadas de 550 W a 575 W;
- Inicialmente, no ano zero, é necessário realizar testes em todos os modelos da família, ou seja, todos os módulos ABC555W-575W. Neste momento, todos os modelos passarão pelos testes de 1 a 3 (Tabela 2), enquanto o(s) modelo(s) representativos (escolhidos pelo fabricante) serão submetidos adicionalmente aos testes 4 e 5;
- Três anos depois, durante a manutenção, apenas um modelo representativo da família é necessário, como por exemplo, o ABC565W. Ele passará por todos os testes;
- Por fim, na fase de renovação no sexto ano, é necessário testar todos os modelos da família novamente, como na etapa inicial (mês 0).

Tabela 2: Comparação de ensaios para módulos fotovoltaicos das portarias 004/2011 – 357/2014 e da nova portaria 140/2022

Item	Ensaio	Portaria 004/2011	Portaria 140/2022
1	Inspeção Visual	Sim	Sim
2	Estabilização Inicial	Sim	Com modificações
3	Determinação de Potência Máxima	Sim	Sim
4	Isolamento Elétrico	Sim	Com modificações
5	Resistência de Isolamento em Condições Úmidas	Sim	Sim



PV Next Fireman Switch

Solução de desligamento remoto para String Boxes

- Instalação simples e com economia de espaço
- Função liga e desliga confiável e autônoma
- Combinação eficiente de strings com economia de até 50% de cabos



+55 11 4366-9610

vendas@weidmueller.com

Weidmüller 
Conexel

Tabela 3: Ensaios para etapa inicial, renovação e manutenção de módulos fotovoltaicos

Item	Ensaio	Inicial (mês 0)	Manutenção (mês 36)	Renovação (mês 72)
1	Inspeção Visual	Em todos os modelos da família	No(s) modelo(s) representativo(s) da família	Em todos os modelos da família
2	Estabilização Inicial	Em todos os modelos da família	No(s) modelo(s) representativo(s) da família	Em todos os modelos da família
3	Determinação de Potência Máxima	Em todos os modelos da família	No(s) modelo(s) representativo(s) da família	Em todos os modelos da família
4	Isolamento Elétrico	No(s) modelo(s) representativo(s) da família	No(s) modelo(s) representativo(s) da família	No(s) modelo(s) representativo(s) da família
5	Resistência de Isolamento em Condições Úmidas	No(s) modelo(s) representativo(s) da família	No(s) modelo(s) representativo(s) da família	No(s) modelo(s) representativo(s) da família



Como saber se um módulo fotovoltaico é verdadeiro



Marcelo Gradella Villalva

Coordenador do LESF
(Laboratório de Energia e
Sistemas Fotovoltaicos da
UNICAMP)

Têm circulado no mercado notícias de módulos fotovoltaicos falsificados. Independentemente da veracidade dessas notícias, é um fato que existem no mercado módulos sendo comercializados com potência inferior à especificada na etiqueta.

Ou seja, os módulos são verdadeiros, mas as etiquetas apresentam informações falsas. Talvez seja esta a grande falsificação presente no mercado. Isso é mais comum do que se imagina, mas somente agora o público consumidor e os distribuidores começaram a se aperceber desse problema.

Em nosso laboratório na Unicamp frequentemente recebemos módulos fotovoltaicos de distribuidores inte-

ressados em confirmar as características dos seus produtos importados. Felizmente, muitas vezes nós confirmamos que os produtos são bons.

Por outro lado, infelizmente, já detectamos diversas amostras de produtos com especificações inferiores às mostradas nas etiquetas. Para falar em linguagem simples, por exemplo: o produto é comercializado com uma etiqueta de 550 W, mas na verdade é um módulo de 500 W.

As empresas nos pedem sigilo sobre os resultados e, além disso, não podemos divulgar os resultados pois sempre que um fabricante tem a sua qualidade confrontada, a primeira coisa que faz é questionar a qualidade dos testes feitos no Brasil, sugerindo que nossos equipamentos estão descalibrados.

A maior parte dos consumidores nunca vai perceber que instalou módulos “falsificados” no seu telhado.

Entretanto, grandes consumidores já estão fazendo testes em campo ou em laboratório para ter certeza do que estão comprando.

Construtores ou proprietários de usinas de geração distribuída ou centralizada podem realizar testes de módulos fotovoltaicos por amostragem, tanto em laboratório como em campo.

Testes em campo

Dois testes podem ser realizados no próprio local da instalação, onde os módulos são descarregados: o teste de curva I-V e o teste de eletroluminescência.

Os integradores de sistemas fotovoltaicos em geral não possuem traçadores de curva I-V, devido ao alto custo do equipamento. O equipamento para teste de eletroluminescência é ainda mais caro e esse procedimento é inviável nos sistemas de micro e minigeração.

Mesmo quando um traçador de curva I-V está disponível, o teste da curva I-V é sempre feito nas strings e nunca nos módulos individualmente. Ou seja: é muito difícil, seja por falta de equipamento ou pela dificuldade operacional, averiguar todos os módulos de uma instalação.

Normalmente, quando se deseja testar módulos individualmente (e não dentro de strings) esse tipo de teste é feito em um pequeno número de amostras de um mesmo lote, o que já pode ser suficiente para detectar anomalias.

O teste de curva I-V possui melhor precisão quando realizado em laboratório, mas sua realização em campo é recomendável, sempre que possível.

Esse teste é realizado com um traçador portátil, como o mostrado na Figura 1.



Figura 1: Traçador de curva I-V portátil. Fonte: LESF/ UNICAMP

O segundo teste que podemos fazer em campo é o de eletroluminescência (EL). Este é mais difícil, pois precisa ser feito à noite e requer que o módulo fotovoltaico seja energizado, o que traz um certo desafio técnico, pois um gerador de energia elétrica precisa estar disponível no local do teste.

O teste de EL não permite atestar as características elétricas do módulo (potência, tensão e corrente), mas pode ser usado, em combinação com o teste de curva I-V, para uma avaliação da qualidade do produto.

As imagens de EL revelam trincas nas células, defeitos nas soldas e outros problemas não visíveis ao olho humano. Os defeitos constatados no teste de EL podem ser resultados de problemas de fabricação, transporte ou instalação.

INVERSORES ON GRID HYPONTECH



GARANTIA
DIFERENCIADA COM
TROCA DE INVERSOR



ALTA EFICIÊNCIA



GARANTIA
10 ANOS

Mais uma opção de inversores para completar seus kits fotovoltaicos. A Hypontech possui décadas de experiência em P&D e produção de inversores que utilizam componentes elétricos de procedência combinando tecnologia com design compacto e funcional.



MONOFÁSICOS DE 3 KVA A 10,5 KVA



TRIFÁSICOS DE 15 KVA A 50 KVA

jun23 - imagens ilustrativas

VANTAGENS PARA O SEU CLIENTE



CONFIRA MAIS DE
12 VANTAGENS PARA
O INTEGRADOR SOLAR

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



BAIXE A REVISTA FOTOVOLTAICA
Informações completas sobre produtos Serrana Solar



Aponte a câmera do seu celular e CONHEÇA A SERRANA



14 DISTRIBUIDORA MAIS LEMBRADA



EMPRESA CERTIFICADA
ISO 9001:2015
SISTEMA DE GESTÃO DA QUALIDADE

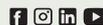


CREA-RS



Great Place To Work
Certificada
Dez/2022 - Dez/2023
BRASIL

(54) 3039 9999
serranasolar.com.br



SERRANA
SOLAR



A Figura 2 mostra uma câmera fotográfica adaptada para realizar o teste de eletroluminescência, que pode ser feito em campo e no mesmo local onde os módulos estão instalados.



Figura 2: Câmera portátil de eletroluminescência (EL). Fonte: LESF/UNICAMP

Testes em laboratório

Os testes laboratoriais são a prova definitiva da qualidade ou da falsidade de um módulo fotovoltaico. A margem de erro das máquinas de teste de curva I-V é inferior a 2%.

As máquinas podem ser calibradas com piranômetros (calibrados em um laboratório internacional) ou por comparação com módulos de referência, testados e certificados também em algum laboratório internacional.

O teste de curva I-V realizado em laboratório difere do teste de campo pelo fato de usar um flash que simula a luz solar.

Além disso, o teste é realizado em ambiente com temperatura controlada. Isso permite obter a curva I-V em STC (standard test condition), que cor-

responde às condições nas quais os módulos fotovoltaicos são especificados.

O teste feito em campo, por outro lado, é realizado sob a irradiância presente no momento do teste e na temperatura ambiente, mais elevada.

A curva I-V em STC do traçador portátil é obtida por normalização (ou seja, por um cálculo de correção de irradiância e temperatura), o que proporciona uma incerteza maior nas características reais do módulo.

A Figura 3 ilustra uma máquina de teste de curva I-V com flash. A Figura 4 ilustra um resultado extraído desse teste em condições laboratoriais (1000 W/m^2 e $25 \text{ }^\circ\text{C}$).

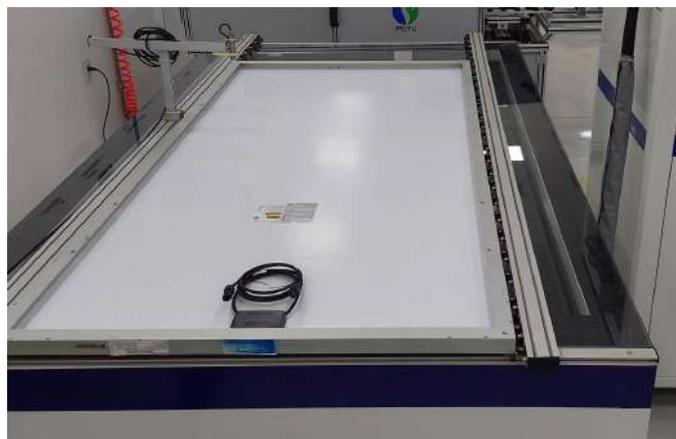


Figura 3: Máquina de flash para teste de curva I-V em laboratório. Fonte: LESF/UNICAMP

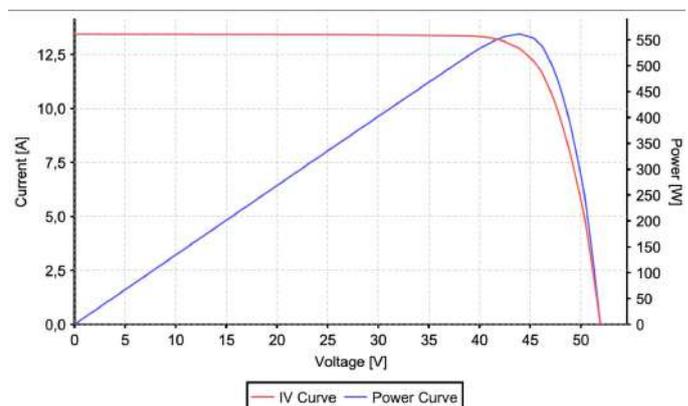


Figura 4: Curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico obtidas em laboratório. Fonte: LESF/UNICAMP

Também é possível realizar o teste de eletroluminescência em laboratório, com uma máquina parecida com a da Figura 5. Embora esse teste não tenha a finalidade de averiguar se um módulo é “falso” ou não, ele permite obter informações adicionais sobre o produto.

Normalmente, o teste de EL em laboratório é recomendável para nos certificarmos de que o módulo, antes de passar pelo teste de flash, está íntegro e não sofreu avarias no transporte.

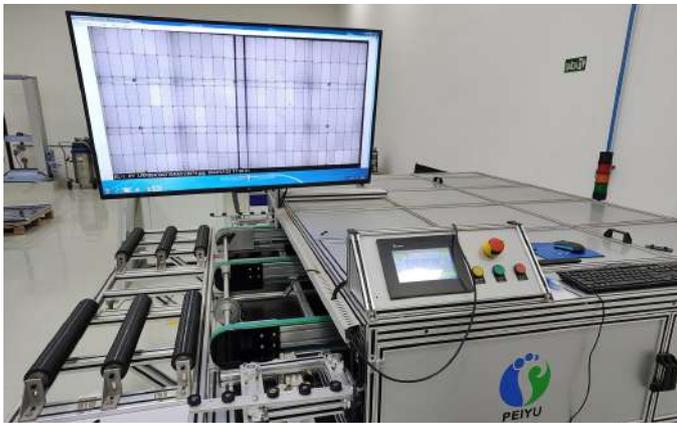


Figura 5: Máquina de eletroluminescência (EL) em laboratório. Fonte: LESF/UNICAMP

Condições de aprovação do módulo fotovoltaico

No Brasil vigoram atualmente as portarias 4/2011 e 140/2022 do Inmetro, que definem tolerâncias para a aprovação de um módulo fotovoltaico. Em breve a portaria 4 deixará de vigorar e apenas a portaria 140 estará vigente.

Segundo a portaria 4, o módulo fotovoltaico é aprovado se tiver potência medida com tolerância entre -5% e +10% em relação à potência especificada na etiqueta.

A portaria 140 é mais rigorosa e requer que o módulo apresente tolerância de 0% a 5% de potência. Muitos módulos que hoje são homologados

pela portaria 4 não passariam nos testes da portaria 140.

Independentemente das tolerâncias previstas nas portarias do Inmetro, o cliente que compra um módulo fotovoltaico espera não ser enganado.

Infelizmente, entretanto, encontram-se no mercado módulos fotovoltaicos com potência mais de 10% abaixo do valor informado na etiqueta – isso viola não somente as regras do Inmetro, mas também a confiança do consumidor.

A Figura 6 (na próxima página) mostra resultados obtidos em laboratório com duas amostras de um módulo que é comercializado no mercado brasileiro. Trata-se de um módulo falso ou, melhor dizendo, que tem informações falsas na sua etiqueta. A mensagem é clara: é preciso tomar cuidado com o que se compra. Para conhecer um produto é preciso testá-lo. Mesmo produtos já homologados pelo Inmetro requerem esse cuidado, pois muitos módulos fotovoltaicos acabam chegando ao mercado com características inferiores às especificadas na etiqueta do fabricante.

Como realizar testes laboratoriais

O LESF – Laboratório de Energia e Sistemas Fotovoltaicos da Unicamp, localizado em Campinas-SP, é um dos laboratórios nacionais designados pelo Inmetro para a certificação de módulos fotovoltaicos. Além dos testes oficiais para o Inmetro, o LESF também recebe demandas de testes independentes, que podem ser contratados por qualquer pessoa física ou jurídica, para testar qualquer marca ou modelo de módulo fotovoltaico.

MÓDULO COM FRAME POLIURETANO



ULTRA BAIXO CARBONO



VISUAL PRETO NATURAL



RESISTENTE A CORROSÕESO



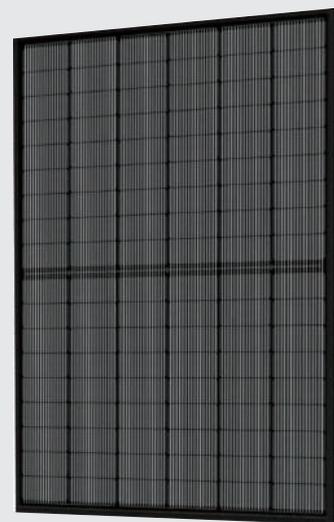
RESISTÊNCIA A RISCOS



ALTAMENTE ISOLANTE



ALTAMENTE ANTI-REFLEXIVO



CAMPOS DE APLICAÇÃO DO PRODUTO



Resistente à corrosão e à névoa salina.
Aplicável a usina flutuante.



Adequado para diversas cores de
coberturas residenciais, industriais e
comerciais distribuídas.



Alta resistência às intempéries.
Aplicável a grandes centrais
fotovoltaicas terrestres.



Modelo (Fabricante)	
Nome (Fabricante) (Modelo)	560W
Power (Fabricante) (Watt)	560
Open Circuit Voltage (Voc)	49,39
Max Power Voltage (Vmp)	40,74
Short Circuit Current (Isc)	13,59
Max Power Current (Imp)	12,84
Max System Voltage	1500
Max System Power Rating	250
Weight	17,000
Mounting Application	Fixed
Dimensions	1630x990x35mm
All technical data at standard test conditions: Air Mass 1.5, 25°C, 1000 W/m²	

Potência declarada pelo fabricante: 560W

Potência medida: 507,34 W
Erro: 9,4%

Teste 2		Desempenho nas condições padrão de teste (STC)							
Amostra	Voc [V]	Vmp [V]	Isc [A]	Imp [A]	Pmp [W]	η [%]	Eficiência [%]	Temp. [°C]	Irrad. [W/m²]
1	49,39	40,74	13,59	12,84	522,93	77,88	20,26	25	1000
2	48,78	40,02	13,39	12,68	507,34	77,69	19,66	25	1000

Figura 6: Resultados de testes de duas amostras de um módulo fotovoltaico, mostrando que a potência real está abaixo do valor especificado. Fonte: LESF/UNICAMP

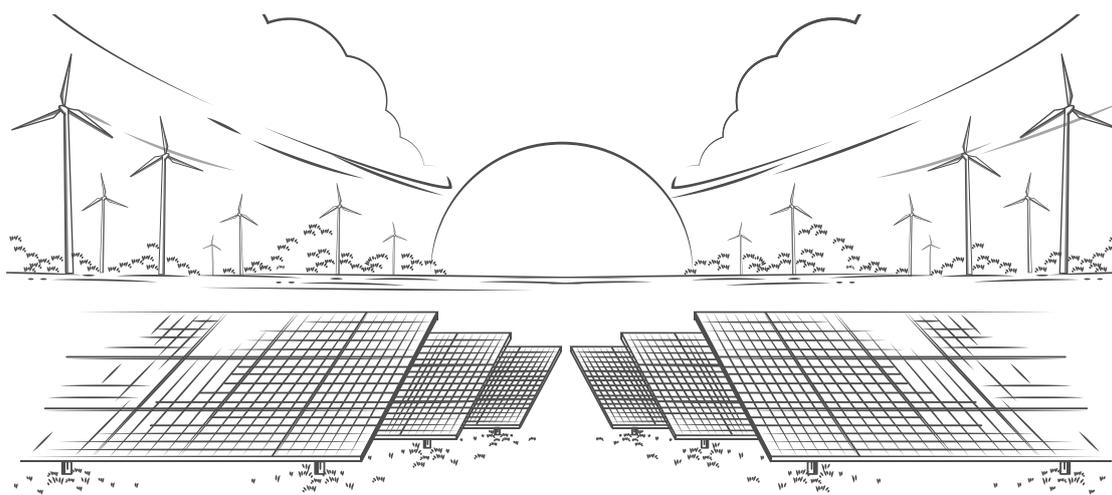
Realizamos testes independentes para comercializadores de módulos fotovoltaicos, proprietários de usinas e outros interessados, que podem solicitar os testes para terem certeza de que estão recebendo módulos de acordo com as especificações informadas pelo fabricante.

Contato: testes@lesf.com.br

Site: www.lesf.com.br

Agradecimentos

O autor agradece a BYD Energy Brasil, que possibilitou a construção do laboratório de módulos fotovoltaicos do LESF/UNICAMP, por meio de um convênio de pesquisa fomentado pelo programa PADIS, do MCTI/Governo Federal. O laboratório é dedicado a estudos sobre qualidade e degradação de células e módulos fotovoltaicos e é credenciado no Inmetro e no programa Procel para a certificação de produtos.





Transformadores para cargas não lineares – Fator k



Ramiro Luiz Araújo Gomes

Técnico em Eletrotécnica,
Diretor da AGtech Serviços
Eletrotécnicos e especialista
em transformadores a seco

O objetivo deste artigo é explicar de uma forma simples o que ocorre com um transformador utilizado para transmissão e distribuição de energia elétrica quando submetido aos efeitos de uma carga não linear.

Transformadores comuns, conforme a ABNT NBR 5356-1 devem ser projetados para suportar THDi, (Distorção harmônica total de corrente, do inglês Current Total Harmonic Distortion) máximo de 5 % (transformadores fator k1). Para valores de THDi maiores que 5 %, recomenda-se que seja tomada alguma medida para uma correta especificação e correto dimensionamento do transformador.

Transformadores de distribuição

conectados em cargas não lineares, em geral, têm seus enrolamentos secundários (quando usados como rebaixador) e enrolamentos primários (quando usados como elevador) submetidos a correntes harmônicas que geram THDi superior a 5 %. Para estas situações de cargas em geral, que geram correntes harmônicas, aplicam-se as normas internacionais do IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), UL (Underwriters Laboratories) e IEC (International Electrotechnical Commission) tendo em vista que ainda não existem normas brasileiras específicas sobre este tema.

Atualmente as normas ABNT NBR 5356-16:2016 – Transformadores para aplicação em geradores eólicos e a ABNT NBR 12454:2022 – Transformadores imersos em líquido isolante com tensões máximas de até 36,2 kV e potência igual ou superior a 500 kVA – Requisitos, são as únicas publicações nacionais que tratam sobre o assunto.

Atualmente está em fase de estudos, no Comitê de Estudos da IEC, a elaboração de uma norma de transformadores para aplicação fotovoltaica. Com relação à ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) o início da elaboração de uma de norma específica de transformadores para aplicação fotovoltaica ocorrerá somente a partir do andamento dos trabalhos do Comitê de Estudos da IEC. Isso é devido ao convênio que existe entre a ABNT e a IEC.

A única norma internacional sobre transformadores para aplicação fotovoltaica é a IEEE Std C57.159:2016 – IEEE Guide on transformers for Application in Distributed Photovoltaic (DPV) Power Generation Systems.

Em relação às harmônicas o projetista do sistema fotovoltaico deve levar em consideração todos os requisitos das normas ABNT bem como as Regras e Procedimentos de Distribuição (Prodist) da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

Quando não existirem Normas Brasileiras devidamente consolidadas sobre algum determinado assunto, as normas internacionais IEC e IEEE podem ser aplicadas como fontes de diretrizes.

Dependendo do tipo do inversor fotovoltaico, o conteúdo da corrente harmônica é inferior a 5 %. O perfil harmônico relativamente baixo no sistema de geração fotovoltaica é devido à filtragem fornecida nos inversores para atender aos requisitos de interconexão. No entanto, a interação inversor-transformador e as ressonâncias presentes no sistema podem produzir correntes harmônicas com am-

plitudes e frequências que podem ser destrutivas para o transformador.

Devido às harmônicas, são requeridos cálculos de perdas mais elaborados para transformadores retificadores quando comparados aos transformadores convencionais (fator k_1). No entanto, na sociedade moderna, devido ao avanço tecnológico e benefícios do emprego da eletrônica de potência, cada vez mais transformadores do tipo convencional (fator k_1) estão interagindo com cargas não lineares e em muitas situações não sendo especificados corretamente e até mesmo não sendo projetados e construídos para aplicação com cargas não lineares.

Transformadores conectados a circuitos com várias cargas, mas cujas cargas podem conter circuitos eletrônicos que produzem harmônicas, não são considerados como transformadores retificadores, pois não são transformadores dedicados a cargas não lineares. Nesta mesma linha de raciocínio podemos incluir os transformadores de acoplamento utilizados como elevadores em sistemas fotovoltaicos. Entretanto, eles podem sofrer aquecimento devido às harmônicas de forma similar ao que ocorre nos transformadores retificadores.

Há de se considerar ainda que no Brasil não temos uma padronização entre as concessionárias de energia elétrica sobre o grupo de ligação de seus sistemas elétricos para os transformadores de acoplamento devido à classe de tensão, ou seja, tensão de transmissão, subtransmissão, distribuição, etc.

Transformadores projetados espe-

cialmente para suportarem cargas não lineares com THDi superiores a 5% não eliminam as correntes harmônicas e sim minimizam os efeitos das mesmas nas perdas adicionais. Os transformadores com fator $k > 1$ operam com cargas não lineares de forma mais eficiente, suportando-as e gerando menos calor a ser dissipado.

Perdas em transformadores

As perdas provocam o aquecimento das diversas partes do transformador: núcleo, enrolamentos e óleo quando a parte ativa (núcleo e enrolamentos) está imersa em óleo isolante.

As normas especificam os métodos para medir a temperatura nos enrolamentos e óleo bem como as elevações máximas de temperaturas permitidas para cada classe de material isolante empregado.

Para qualquer tipo de transformador convencional, seja seco ou a óleo, a determinação das perdas totais do transformador de acordo com a teoria clássica de transformadores é dada pela soma das seguintes perdas:

- Perdas em vazio;
- Perdas em carga;
- Perdas ôhmicas nos enrolamentos: $I^2 R$;
- Perdas por correntes parasitas (adicionais) nos enrolamentos: Perdas devido ao fluxo eletromagnético nos enrolamentos;
- Perdas por correntes parasitas (dispersão) em outras partes do transformador: Perdas devido ao fluxo eletromagnético na parte da estrutura do transformador.

Para transformadores que suportam

cargas não lineares devem ser acrescentadas as perdas adicionais causadas pelas harmônicas de corrente, além das perdas ôhmicas dos enrolamentos, das perdas por correntes parasitas (adicionais) dos enrolamentos e das perdas por correntes parasitas (dispersão) em outras partes do transformador.

Há de se considerar ainda o efeito das harmônicas de tensão. Elas são responsáveis pelo aumento:

- Da densidade de fluxo magnético;
- Das perdas em vazio;
- Do nível de ruído, e;
- Temperatura do núcleo.

Os seguintes parâmetros estão relacionados com o projeto de transformadores sob tensão não senoidal:

- Corrente em vazio (especialmente sob presença da componente de corrente contínua);
- Nível de ruído (especialmente sob a presença da componente de corrente contínua e harmônicas de segunda ordem);
- Temperatura do núcleo magnético (especialmente sob a presença da componente de corrente contínua e harmônicas de segunda ordem).

Perdas parasitas nos condutores dos enrolamentos

Os condutores utilizados na construção dos enrolamentos possuem seção transversal circular ou retangular. Para maiores seções são utilizados condutores retangulares e, frequentemente, em forma de chapa fina (folha ou fita) para transformadores de distribuição.

ENERGIA SOLAR É ecori



o **microinversor certo**
para o mercado brasileiro

GANHE 25 ANOS DE GARANTIA PREMIUM

na compra do seu gerador fotovoltaico com **DS3D**

*Condição válida por **tempo limitado** e exclusiva para **sistemas monitorados**



DS3D

- 2000W
- MONOFÁSICO
- 4 MÓDULOS



Quer saber mais?
Fale com a gente!



A escolha da forma da seção transversal do condutor depende muito das perdas parasitas produzidas no mesmo pelo fluxo oriundo da própria corrente que por ele circula e também do tipo de bobina que é definida pela tensão e corrente máxima do enrolamento.

A figura 1 mostra o fluxo de dispersão atravessando o condutor, a corrente de carga que circula pelo condutor e as correntes parasitas que se formam. O sentido das correntes parasitas é o de contrariar o fluxo que as gera. Estas correntes parasitas se compõem com a corrente de carga, resultando uma distribuição não uniforme da corrente na seção transversal do condutor. Na figura 1 a densidade de corrente aumenta no lado direito da seção do condutor e diminui no lado esquerdo. Como as perdas ôhmicas aumentam com o quadrado da corrente, esta distribuição não uniforme produz aumento das perdas Joule. A este aumento das perdas dá-se o nome de perdas parasitas.

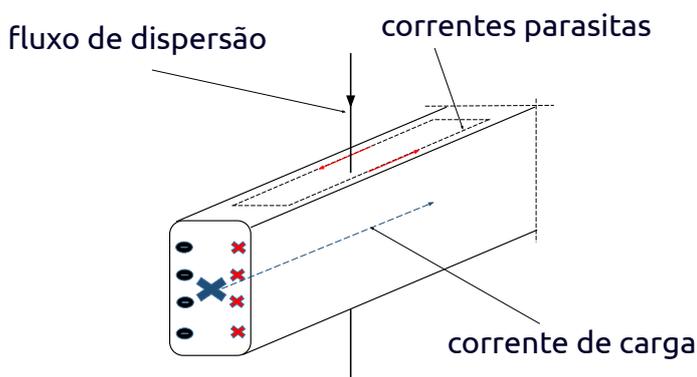


Figura 1: Geração de correntes parasitas em um condutor retangular

Perdas adicionais devido aos harmônicos no sistema elétrico

As principais perdas nos enrolamentos de transformadores são as per-

das ôhmicas e as perdas parasitas. As perdas ôhmicas são proporcionais ao quadrado da corrente (I^2R). As perdas parasitas são produzidas pelo fluxo de dispersão que, por sua vez, é produzido pela corrente de carga do transformador. Esse fluxo de dispersão induz, nos próprios condutores dos enrolamentos ou em outras partes metálicas, forças eletromotrizes proporcionais à frequência. Estas tensões induzidas fazem circular correntes parasitas, que também são proporcionais à frequência, produzindo perdas proporcionais ao quadrado destas correntes parasitas e, portanto, também proporcionais ao quadrado da frequência. Logo, as perdas parasitas são proporcionais ao quadrado da corrente de carga que produz as correntes parasitas e ao quadrado das frequências harmônicas.

Efeito das correntes harmônicas nos transformadores

Correntes harmônicas geradas por cargas não lineares podem causar sobreaquecimento e falha prematura em transformadores. O maior problema de correntes harmônicas em transformadores são as perdas adicionais que são produzidas. Nos transformadores a principal consequência das correntes harmônicas é um aumento nas perdas. Perdas mais elevadas significam que mais calor é gerado no transformador de forma que a temperatura de operação aumenta, resultando em deterioração da isolamento e redução da vida útil, seja em transformadores do tipo imersos em líquido isolante ou a seco. No caso de transformadores imersos em líquido isolante há de se conside-

rar a geração e concentração de gases dissolvidos que excederão os limites das normas, podendo gerar descargas parciais na parte ativa.

Para melhor entender como as correntes harmônicas afetam os transformadores, é preciso primeiro entender a sua construção. Para transformadores de potência até 50 MVA a construção típica é núcleo envolvido.

O enrolamento de baixa tensão geralmente é instalado próximo à perna do núcleo, com o enrolamento de alta tensão instalado concentricamente sobre o enrolamento de baixa tensão. Para alguns transformadores de alta corrente esses enrolamentos podem ser invertidos, com o enrolamento de baixa tensão do lado de fora, sobre a bobina de alta tensão.

O núcleo e as bobinas são mantidos juntos com a estrutura (vigas, grampos) de fixação do núcleo, sendo que o núcleo e as bobinas geralmente são enclausurados por um tanque ou gabinete (invólucro).

Na figura 2 tem-se uma noção do campo eletromagnético desta construção, ao redor da parte ativa e no interior do tanque. Os campos eletromagnéticos das correntes CA produzem tensões nos condutores, causando correntes parasitas neles. Isso aumenta as perdas nos condutores e causa o aumento da temperatura. Outras perdas parasitas são na estrutura de fixação do núcleo e nas paredes do tanque ou gabinete.

Fator k

O termo fator “k” utilizado em transformadores é definido como um valor padronizado que determina a capaci-

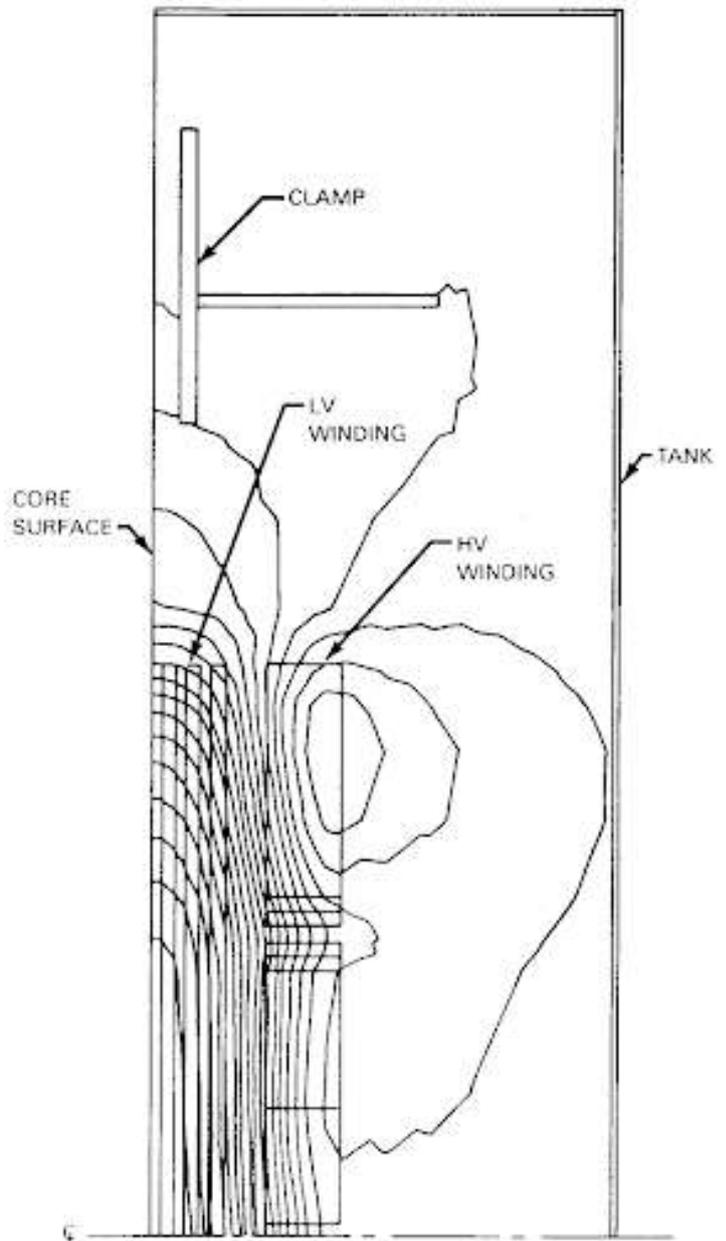


Figura 2: Campo eletromagnético produzido pela corrente de carga em um transformador. Fonte: Figura D.1 IEEE Std C57.110

dade de um transformador em suportar os efeitos das cargas não lineares. Em outras palavras, o fator “k” indica que as perdas adicionais no transformador são “k” vezes o valor das perdas adicionais na frequência fundamental.

Assim, transformadores classificados com fator “k” > 1 são projetados para ter baixas perdas adicionais na frequência fundamental ou simplesmente projetados considerando o efeito do aumento das perdas adicionais.

A MOBILIDADE ELÉTRICA NÃO É O FUTURO, É O AGORA!

Nossa missão é contribuir para o desenvolvimento da mobilidade elétrica no Brasil, conectando profissionais, investidores, empresas e apaixonados por carros por meio da informação.

O Canal Veículos Elétricos é um canal exclusivo, distribuído pelo Canal Solar.



Siga-nos



www.canalve.com.br

O fator “k” teve origem na UL 1561:1994, que utiliza o termo “k-factor” a partir de estudos e definições da IEEE C57.110, que foram adotados pela UL 1561:1994.

É de responsabilidade do comprador, especificar o fator “k”, ou pelo menos o espectro harmônico da corrente de carga até a 25ª ordem harmônica à qual o transformador será submetido.

Conclusão

A não especificação correta dos níveis reais de harmônicos que ocorrem em uma planta, seja esta fotovoltaica ou não, pode levar à redução da vida útil e a um colapso do sistema de isolamento dos transformadores de acoplamento.

Referências bibliográficas

ABNT NBR 5356-16:2018, Transformadores de potência – Parte 16: Transformadores para aplicação em geradores eólicos.

ABNT NBR 12454:2022, Transformadores imersos em líquido isolante com tensões máximas até 36,2 kV e potência igual ou superior a 500 kVA – Requisitos.

IEEE Std C57.110:1998, IEEE Recommended Practice for Establishing Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents.

IEEE Std C57.159:2016, IEEE Guide on transformers for Application in Distributed Photovoltaic (DPV) Power Generation Systems”.



Já pensou em divulgar os seus trabalhos em um dos canais de maior visibilidade do setor de energia solar no Brasil?

O Canal Solar está aberto ao recebimento de propostas de artigos acadêmicos e técnicos que contenham conteúdos relevantes e inovadores.

Os trabalhos serão publicados na revista bimestral do Canal Solar e posteriormente (a critério do corpo editorial do Canal Solar) na seção de artigos do site:

www.canalsolar.com.br

Receberemos trabalhos que abordem principalmente (mas não exclusivamente) os seguintes temas:

- Energia solar fotovoltaica
- Energias renováveis e fontes alternativas
- Energia elétrica e sistemas elétricos de potência
- Armazenamento de energia elétrica
- Setor elétrico brasileiro
- Mobilidade elétrica



Inscreva o seu trabalho!



Análise do potencial de geração fotovoltaica usando metodologia digital tridimensional

Breno Bezerra Freitas (brenobf93@gmail.com)

Paulo Cesar Marques de Carvalho (carvalho@dee.ufc.br)

Antonio Paulo de Hollanda Cavalcante (apaulo@det.ufc.br)

Douglas Aurélio Carvalho Costa (douglas.aurelio84@gmail.com)

O presente artigo analisa o potencial de geração de sistemas fotovoltaicos em três edifícios da UFC (Universidade Federal do Ceará), utilizando BIM (Building Information Modeling).

A pesquisa apresenta análise construtiva e de sustentabilidade, envolvendo detalhes técnicos, cálculos de dimensionamento fotovoltaico, estudo de sombreamento e de atratividade financeira e comparação com uma moeda energética relacionada com créditos de carbono.

O software Revit é utilizado na modelagem volumétrica dos edifícios e para os estudos de sombreamento, onde o efeito das sombras é simulado durante três momentos do dia e em quatro meses do ano igualmente espaçados.

A metodologia proposta representa um novo nível na integração de projetos de engenharia, criando uma plataforma para o desenvolvimento simultâneo de detalhes construtivos e financeiros.

O software RETScreen é utilizado para medir o investimento para cada edifício, o valor economizado e em quanto tempo o investimento é compensado. Assim, observa-se a possibilidade de implantar 3.612 módulos FV no Instituto de Cultura e Arte (ICA), 758 no Centro de Convivência e 1.596 no Restaurante Universitário (RU).

Como resultado, as unidades podem gerar 401,65 MWh, 1.913,94 MWh e 845,69 MWh respectivamente. Estima-se um retorno do investimento em seis anos: R\$ 5.036.354,00 para o ICA, de R\$ 1.058.318,00 para o Centro

de Convivência e de R\$ 2.211.902,00 para o RU. Também é realizada uma análise de crédito de carbono, resultando em 293 toneladas de CO₂ não liberadas na atmosfera.

Palavras-chave: Fotovoltaica, Geração Distribuída, BIM

Introdução

Frente ao considerável crescimento e à valorização do uso de fontes alternativas para geração de energia elétrica, a geração fotovoltaica tem ganhado destaque pela sua grande expansão nos últimos anos.

A integração da energia solar com a rede elétrica de distribuição vem apresentando um expressivo crescimento no Brasil após as regulamentações legais, servindo como molde para o atual modelo de micro e minigeração.

Atrelado à necessidade de produzir ambientes mais eficientes nas mais diversas vertentes das engenharias, surge a metodologia BIM (Building Information Modeling, ou MIC, Modelagem da Informação da Construção), que representa um modelo de integração entre as informações de uma construção durante todo o seu ciclo de vida.

Com isso, projetos ganham novos níveis de eficiência, visto que as vertentes de engenharia podem trabalhar simultaneamente em seus projetos e que os programas que fazem uso do BIM tem a capacidade de disponibilizar as ferramentas necessárias para cada tipo de projeto (CBIM, 2018).

A metodologia BIM possibilita a criação de uma representação virtual do que será construído. Esse modelo representa precisamente a geometria

da edificação, além de possuir informações relevantes que poderão ser utilizadas no auxílio à documentação, projeto, pré-fabricação e execução do empreendimento.

Como estrutura base da metodologia, o BIM 7D é dividido em: 3D – construtiva tridimensional; 4D – ciclo de vida da construção; 5D – andamento das atividades e custo; 6D – análise de consumo energético; e 7D – manutenção (SDS EDUCA, 2019).

Em 1974, Charles M. Eastman, professor na Georgia Institute Of Technology lançou o conceito BDS (Building Description System) por meio de uma publicação relativa a uma pesquisa desenvolvida pela Universidade Carnegie-Mellon em Pittsburgh, intitulada “Um esboço do sistema de descrição do edifício”, que foi o predecessor da metodologia atual.

A primeira utilização oficial do termo BIM foi em 1992, em que G.A. van Nederveen e F.P. Tolman publicaram um artigo tratando as múltiplas visões de modelagem da construção e a ideia de que a modelagem das informações da construção é essencial para fundamentar a estrutura de um modelo de construção, baseado nos diferentes pontos de vista dos participantes do projeto (SAEPRO, 2013).

Partindo desta motivação, o presente artigo tem como principal objetivo um estudo de viabilidade de implantação de módulos fotovoltaicos em blocos no Campus Pici da Universidade Federal do Ceará (UFC), em conjunto a um projeto de eficiência energética utilizando metodologia BIM, além da apresentação de uma moeda energética com créditos de carbono.



LANÇAMENTO DO eSAJ Home 2.0

SOLUÇÕES SOLARES SAJ CAPACITE SEU FUTURO MAIS VERDE



 Multifuncional · Gerenciamento visível

 Alerta inteligente · Posicionamento de problema com uma tecla

 Plataforma aberta · Fácil acesso à API

 Controle de IA · Economia de 20% nos custos de energia*

 Adaptação entre plataformas · iOS/Android/PC

Produtos adaptados: R5/R6/C6/HS2/H2/AS2/AS1

 Guangzhou Sanjing Electric Co., Ltd.  www.saj-electric.com

 brasil@saj-electric.com  +55 0800 729 2325

Android



Apple



Escaneie o código QR ou visite a App Store/
Google Play para fazer o download

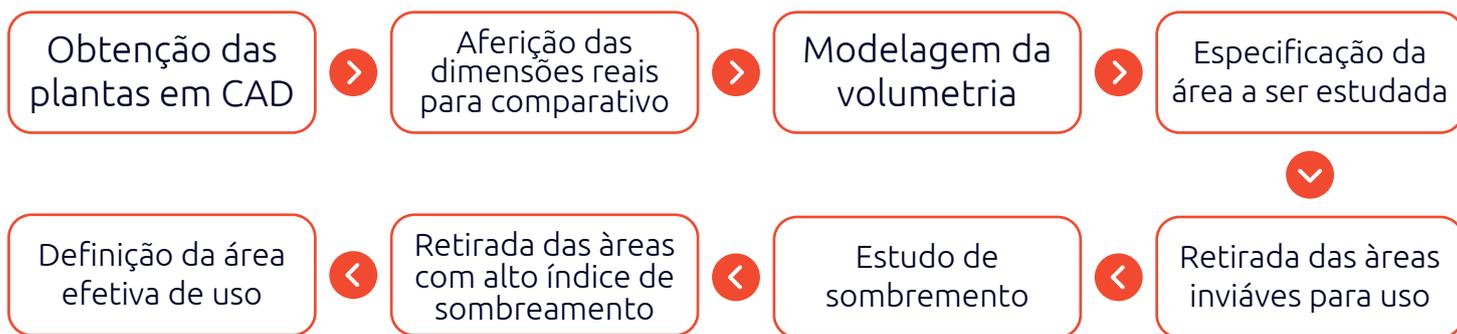
*Esses dados são dados experimentais, medidos e comparados nos laboratórios da SAJ. O cálculo pode ser diferente e afetado pelo ambiente de trabalho da sua máquina e políticas regionais.

O artigo está dividido em 7 seções: a introdução apresentada na seção I; na seção II é apresentada a metodologia aplicada na modelagem 3D da região estudada; na seção III é realizado um estudo sobre o potencial fotovoltaico com dimensionamento de módulos e inversores; na seção IV é desenvolvida uma análise financeira sobre o consumo de energia elétrica nos blocos e do custo de investimento nos blocos avaliados; na seção V é apresentado o equivalente em créditos de carbono gerados pelo sistema; e na seção VI são apresentadas as conclusões.

Modelagem 3D

Metodologia da modelagem

Visando uma modelagem mais consistente, o presente artigo segue os passos apresentados no fluxograma da Fig. 1. O fluxograma trata da obtenção das plantas com o setor de infraestrutura da UFC, da aferição das dimensões apresentadas e da modelagem com BIM, do indicativo das áreas a serem estudadas e dos locais não aproveitados por conta do sombreamento e da definição da área efetiva para o estudo.



Dentre os softwares com recursos BIM, o Revit, comercializado pela Autodesk, é um dos mais tradicionais e mais utilizados no mercado. O programa inclui recursos para projetos arquitetônicos e de engenharia como elétrica, hidráulica, estrutural, sistemas mecânicos e de sistemas de telecomunicação.

Devido à precisão e, principalmente, pela integração da metodologia comportada pelo programa, optou-se pelo Revit no presente artigo visando uma modelagem mais moderna e com a possibilidade de uma análise sustentável do ponto de vista energético (AUTODESK, 2021).

Como auxílio para a modelagem, fo-

ram utilizados os arquivos das plantas baixas dos blocos do Campus Pici da UFC em 2D disponibilizados pelo setor de infraestrutura(UFC INFRA) em AutoCAD e o programa Google Earth Pro. Dessa forma, a Fig. 2 apresenta imagens de satélite de 2012 de blocos do campus analisados na pesquisa.



Figura 2: ICA, RU e Centro de Convivência da UFC vistos pelo Google Earth Pro

Como o foco do presente artigo é uma análise energética, não foi feito um detalhamento acerca da composição da estrutura dos ambientes. Dessa forma, a modelagem dos blocos foi centrada no espaço disponível para a inserção dos módulos FV.

2.3 Área disponível por bloco

Com a modelagem realizada para cada bloco, confirmou-se uma área útil para aproveitamento FV de 1.954 m² para o Centro de Convivência, 6.683 m² para o ICA e 3.328 m² para o RU. Devido à uniformidade do espaço superior, cada uma das construções aproveita praticamente toda a extensão da sua cobertura para o trabalho proposto.

Com o auxílio do programa Paint, disponível gratuitamente no sistema Windows, fez-se o contorno em azul da área disponível para o estudo de sombreamento e, conseqüentemente, para a inserção dos módulos FV, e em vermelho foram destacados os locais em que os módulos não devem ser instalados por questões estruturais, conforme Fig. 3, 4 e 5.

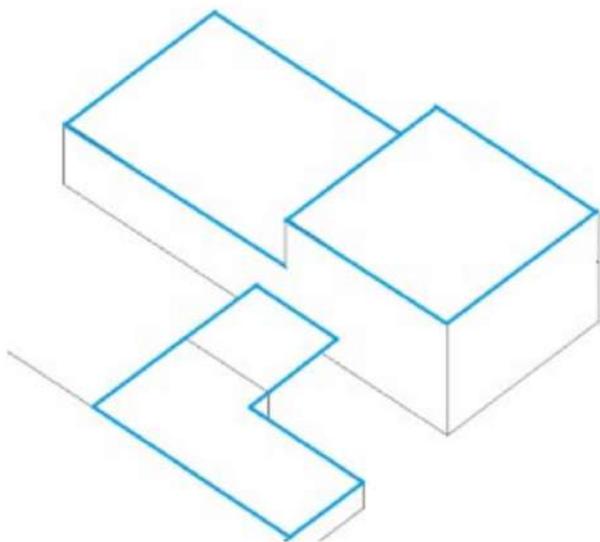


Figura 3: Área do Centro de Convivência disponível para inserção dos módulos fotovoltaico

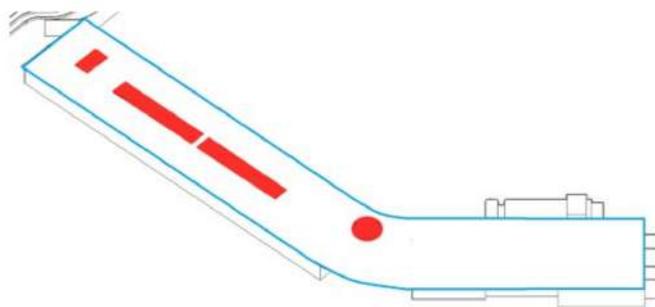


Figura 4: Área do ICA disponível para inserção dos módulos fotovoltaico

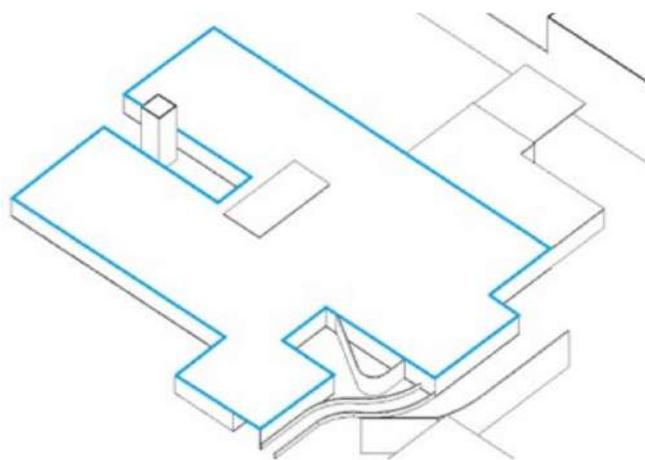


Figura 5: Área do RU disponível para inserção dos módulos fotovoltaico

2.4 Estudo de sombreamento

O estudo de sombreamento torna-se indispensável visando uma análise de geração FV mais precisa. Nesse sentido, o Revit tem a capacidade de viabilizar esse estudo, pois possui a funcionalidade de simular o posicionamento solar de acordo com dados inseridos previamente, assim como mostra a Fig. 6.

Nessa etapa do projeto, o desenhista e/ou calculista tem a possibilidade de determinar a localização geográfica da construção, assim como definir hora, dia, mês e ano que deseja analisar, podendo ter uma previsão do sombreamento com alta precisão. Como exemplo, a Fig. 7 apresenta as simulações do comportamento do sombreamento para o RU no mês de agosto para os 6h, 12h e 17h.

Resistência **máxima** para aproveitar toda **energia** que vem do sol.

Estruturas SSM são garantia de **qualidade máxima**, tanto no telhado quanto no solo.

 **Projetos personalizados.**

 **Facilidade** de instalação.

 **Agilidade** no envio de produtos.



 **TELHADOS**
Estruturas para todos os tipos de telhados.

 **CORREÇÃO DE INCLINAÇÃO**
Correção por meio de estruturas de ajustes.

 **SOLO & CARPORT**
Estruturas aplicadas para todos os tipos de solo.

De **estrutura** a gente **entende:**
Telhado, solo e carport.



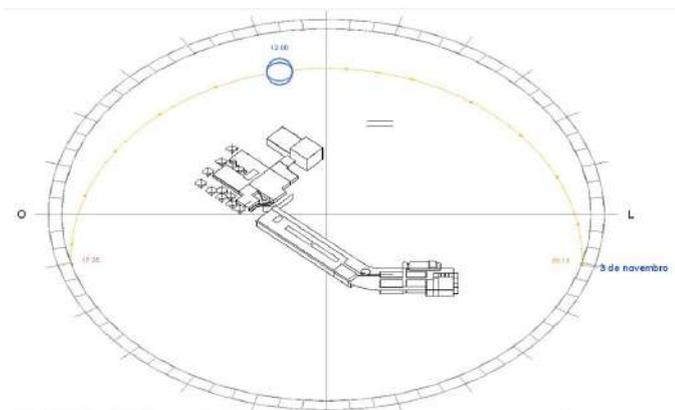


Figura 6: Aba de simulação de sombreamento do Revit

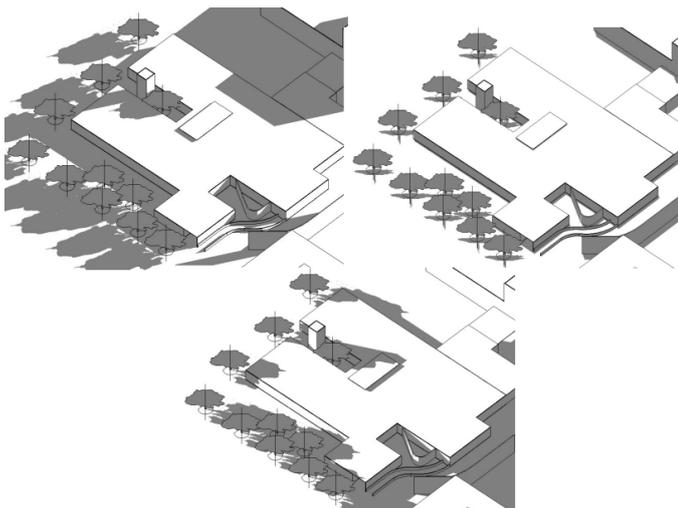


Figura 7: Representação do sombreamento do RU em Revit no mês de agosto para 06h, 12h e 17h

De acordo com (Rocha Filho, 2016), ao analisar as condições encontradas em Fortaleza ao longo do ano para horários anteriores a 6 horas e posteriores a 17 horas, os níveis de irradiância apresentam valores inferiores a 100 W/m^2 ; assim, o período de estudo entre 6 e 17 horas é o mais indicado para o local do estudo.

Para analisar os efeitos do posicionamento do Sol ao longo do ano, foram escolhidos os meses de fevereiro, maio, agosto e novembro de 2021 para a representação.

O estudo de sombreamento se baseou na influência do Sol sob as construções para os horários:

- Em que efetivamente os módulos começam a produzir energia elétrica (seis horas);

- Com o sol em zênite (doze horas);
- No momento em que os níveis de produção caem significativamente (dezessete horas).

Após as simulações, pode-se observar que não há sombreamento relevante para o ICA, visto que a caixa d'água existente passa a sombrear os módulos FV apenas em parte do ano e unicamente ao final do dia.

Para o caso do Centro de Convivência há sombreamento durante uma parte da manhã para uma considerável área. Para o RU, o sombreamento aparece no turno da tarde e é devido às árvores ao redor do prédio.

Analisando os sombreamentos para os três horários diferentes e com intervalos de três meses para cada simulação, pode-se definir a área efetiva de uso para a implantação dos módulos FV nos três blocos a partir da área total subtraída da área afetada pelo sombreamento: ICA $\rightarrow 6.683 \text{ m}^2$; Centro de Convivência $\rightarrow 1.404 \text{ m}^2$; RU $\rightarrow 2.935 \text{ m}^2$.

A partir desse cálculo, pode-se fazer o dimensionamento da geração FV e definir quanto o sistema em cada construção pode gerar de energia elétrica.

3. Dimensionamento da planta FV

3.1 Dimensionamento do número de módulos

Considerando que o Campus do Pici da UFC tem apenas um ponto de medição de consumo de energia elétrica, não há como saber com total precisão o quanto cada bloco está consumindo.

Devido a esse fator, o presente dimensionamento se baseia na quanti-

dade de eletricidade que cada construção consegue gerar a partir dos módulos FV instalados em seus telhados.

Para encontrar tal valor, faz-se necessário o uso do FC (Fator de Capacidade), que é a relação entre a produção efetiva de energia elétrica num dado período de tempo e a geração nominal dos módulos neste mesmo intervalo de tempo.

Na presente pesquisa são utilizados dados de geração FV medidos no LEA (Laboratório de Energias Alternativas) da UFC. O LEA tem foco na pesquisa em fontes alternativas de geração de energia elétrica, notadamente a solar FV, buscando a descentralização e diversificação da matriz energética (Chaves, 2019).

A Tab. 1 apresenta os valores medidos de FC a partir da planta do LEA em 2019, que são os mais indicados visto que os blocos analisados estão a poucos metros do laboratório (Silva, 2021).

Tabela 1: Fator de capacidade da planta FV do LEA-UFC

Mês	FC (%)
Janeiro/2019	16,11
Fevereiro/2019	14,38
Março/2019	15,31
Abril/2019	15,65
Maio/2019	17,66
Junho/2019	18,55

Mês	FC (%)
Julho/2019	17,20
Agosto/2019	22,84
Setembro/2019	23,01
Outubro/2019	22,15
Novembro/2019	19,90
Dezembro/2019	17,62
Média	18,36

A Tab. 2 caracteriza o módulo FV a ser aplicado no presente estudo, com valores obtidos para as condições padrões de testes.

Este módulo foi escolhido por ser do mesmo modelo dos módulos existentes no LEA (Canadian Solar, 2020).

Tabela 2: Dados do módulo FV utilizado

Parâmetros	Modelo Hiku 330P
Potência Nominal	330 Wp
Tensão Nominal	32,2 V
Corrente Nominal	10,24 A
Tensão de Circuito Aberto	39,2
Corrente de Curto Circuito	10,82 A
Dimensões	1765 x 1048 x 40 mm



PHB SOLAR: ● ● ●
*ENGENHARIA, ASSISTÊNCIA ●
E SUPORTE TÉCNICO PRÓPRIO*

Engenharia PHB Solar

Trabalha ativamente para implementar melhorias nos produtos, utilizando instrumentos voltados ao desenvolvimento e testes de inversores, analisando todas as atualizações de firmware e hardware dos equipamentos.



Assistência técnica

Possui equipe local especializada no teste e reparo de inversores PHB Solar.

Suporte técnico

Atendimento localizado no Brasil que oferece respostas rápidas aos integradores.



SEJA NOSSO PARCEIRO, REALIZE O CADASTRO EM NOSSA PLATAFORMA

www.plataformaphbsolar.com.br



@PHBSOLAR



YOUTUBE.COM/PHBSOLARBR



O cálculo do dimensionamento dos módulos FV realizado foi proposto por (Carvalho, 2016), baseado no consumo de energia elétrica do local estudado, no FC e na potência FV. Inicialmente, é obtida a área de cada módulo a partir da Eq. (1):

$$\text{área do módulo} = 1,765 * 1,048 \approx 1,85 \text{ m}^2$$

A partir da Eq. (2), pode-se estimar quantos módulos podem ser instalados no ambiente de acordo com a área efetiva de uso definida e com a área ocupada por cada módulo:

$$E_{gerada} = FC * E_{nominal}$$

Para o caso de valores não inteiros, utiliza-se o inteiro menor mais próximo do valor obtido. Em seguida, calcula-se a potência nominal do sistema FV a partir do número de módulos encontrados e da potência nominal de cada módulo, conforme Eq. (3):

$$N^{\circ}_{módulos} = \frac{\text{área efetiva de uso}}{\text{área do módulo}}$$

A partir da potência do sistema FV e da quantidade de horas em um ano, 8760 h, é calculada a energia elétrica gerada nominal, expressa em MWh, conforme Eq. (4):

$$P_{sistema} = P_{módulo} * N^{\circ}_{módulos}$$

Ao relacionar a energia gerada nominal obtida com a Eq. (4) e o FC medido no LEA, pode-se mensurar a energia elétrica que pode ser gerada por cada bloco estudado. A Eq. (5) apresenta a formulação:

$$E_{nominal} = P_{sistema} * 8760$$

Aplicada a metodologia para os três blocos do Campus do Pici, são obtidos os resultados listados na Tab. 3.

Tabela 3: Resultados dos dimensionamentos dos módulos para os blocos avaliados

Blocos	Eletricidade gerada (MWh/ano)	Potência nominal do sistema FV (kWp)	Quantidade de módulos FV
Centro de Convivência	401,65	250,14	758
ICA	1.913,94	1.191,96	3.612
RU	845,69	526,68	1.596

3.2 Dimensionamento dos inversores

Após definidos os parâmetros relacionados ao módulo FV, necessita-se escolher qual inversor será utilizado em conjunto com os módulos para converter a energia elétrica gerada pelos módulos.

O inversor selecionado é da marca PHB Solar, especificamente PHB5000D-NS, pois é o mesmo utilizado no LEA, assim como os módulos do presente artigo, e possui as seguintes características (PHB Solar, 2017): Máxima Potência FV = 6500 W; Máxima Tensão = 580 V; Máxima Corrente = 22,8 A; N° de strings= 2.

De acordo com o catálogo, o inversor selecionado suporta até duas strings em paralelo, em que uma string é formada por um conjunto de módulos FV conectados em série. Como o presente estudo usa apenas um tipo de módulo, então as strings são iguais e, com isso, pode-se calcular a tensão presente em cada uma a partir da Eq. (6):

$$V_{string} = N_{painéis} * V_{painel}$$

Onde V_{string} é a tensão da string, $N_{painéis}$ é o número de módulos conectados em série e V_{painel} é a tensão de circuito aberto do módulo. Para definir o número de inversores a serem utilizados, bem como a quantidade de módulos por inversor, a Eq. (7) define que:

$$N^{\circ}_{inversores} = \frac{P_{nominal\ FV}}{P_{MAX\ inversorCC}}$$

Onde $N_{inversores}$ é a quantidade de inversores utilizados, $P_{nominal\ FV}$ é a potência nominal do sistema FV e $P_{MAX\ inversorCC}$ é a potência máxima do inversor. Em seguida, pode-se encontrar a quantidade de módulos FV a serem alocados para cada inversor, conforme Eq. (8):

$$módulos\ por\ inversor = \frac{P_{nominal\ FV}}{P_{MAX\ inversorCC}}$$

Ao aplicar a metodologia para os três blocos estudados, obtêm-se os resultados listados na Tab. 4.

Tabela 4: Resultados dos dimensionamentos dos inversores para os blocos avaliados

Blocos	N° de módulos	N° de inversores	N° de módulos por inversor
Centro de Convivência	758	30	26
ICA	3.612,00	139,00	26
RU	1.596	62	26

4. Análise financeira

4.1 Impacto na fatura de energia elétrica do campus

Considerando os valores obtidos, pode-se fazer uma análise do quanto os módulos FV instalados podem compensar no consumo de energia elétrica do campus Pici. A Tab. 5 mostra o consumo mensal do campus.

Tabela 5: Consumo de energia elétrica do campus de janeiro de 2019 a novembro de 2021 (KWh)

mês	2019	2020	2021
Janeiro	1.124.000	896.500	352.589
Fevereiro	869.548	953.541	769.354
Março	1.125.364	1.066.723	715.784
Abril	1.040.364	639.160	618.695
Mai	1.090.364	575.122	639.250
Junho	1.254.364	637.221	709.717
Agosto	960.364	722.513	774.496
Setembro	944.785	752.261	817.049
Outubro	1.293.604	905.770	779.922
Novembro	1.367.625	731.618	864.809
Dezembro	1.359.068	819.660	-
Média	1.130.685	774.710	706.458

Considerando o somatório da geração dos três blocos, a Eq. (9) indica o valor total ao mês:

$$G_{total} = G_{CC} + G_{ICA} + G_{RU}$$

$$G_{total} = 263,44 \text{ MWh ao mês}$$

Assim, caso o sistema FV já estivesse em operação, os módulos estariam economizando mensalmente nas faturas de 2019, 2020 e 2021 uma média, de acordo com a Eq. (10), de:

$$Redução = \frac{G_{total}}{média}$$

$$Redução_{2019} = \frac{263,44 * 10^6}{1.130,685 * 10^6} \approx 0,23,30 = 23,30 \%$$

$$Redução_{2020} = \frac{263,44 * 10^6}{774,710 * 10^6} \approx 0,3400 = 34,00 \%$$

$$Redução_{2021} = \frac{263,44 * 10^6}{706,458 * 10^6} \approx 0,3729 = 37,29 \%$$



A CONTA DIGITAL QUE ACELERA O CRESCIMENTO DO INTEGRADOR SOLAR

Vamos juntos fomentar o setor de Energia Solar

ABRA SUA CONTA

bancogenyx.com.br

GET IT ON
Google Play

Download on the
App Store



*Consulte condições
** Sujeito a análise de crédito

Com isso, a redução no consumo de eletricidade para os três anos poderia ser de 23,3%, 34% e 37,29% do valor total consumido no Campus do Pici, apenas instalando os módulos FV no Centro de Convivência, no ICA e no RU.

4.2 Payback fotovoltaico

Para a presente análise financeira, decidiu-se utilizar o RETScreen, um software lançado no ano de 1998, desenvolvido pelo governo do Canadá e que possui reconhecimento internacional.

O programa auxilia na análise de viabilidade técnica e financeira quando se trata de projetos que lidam com energias renováveis (RETScreen, 2021). O uso do programa inicia-se com a inserção dos dados de geolocalização e alocação da base de dados de acordo com a localização escolhida.

Com isso, são definidos dados geográficos, climáticos e níveis de irradiação solar diária média para cada mês do ano.

Em seguida, define-se a tecnologia utilizada para os módulos FV, suas respectivas características e os dados de dimensionamento tanto dos módulos como dos inversores para cada local estudado.

Para os três blocos da UFC analisados, foi padronizado um sistema de posicionamento solar fixo, inclinação de 15° e azimute de 180°. Após os dados serem inseridos, RETScreen retorna os valores de geração anual de 401,96 MWh para o Centro de Convivência, 1.914,26 MWh para o ICA e 846,07 MWh para o Restaurante Universitário, o que confirma os valores encontrados via dimensionamento proposto por (Carvalho, 2016), conforme apresentado na Tab.3.

Com isso, faz-se necessário entrar com os dados relativos ao custo do projeto envolvendo todas as etapas. O valor usado na presente pesquisa foi obtido através da edição de 2019 do estudo “O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica” do Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (IDEAL), que apresenta a relação entre o preço médio e o kWp instalado (IDEAL, 2019).

Como o presente estudo foca na produção de energia elétrica, os custos envolvidos no estudo de viabilidade, nos processos de engenharia e no balanço do sistema foram desconsiderados e como o Centro de Convivência, ICA e RU apresentam potência maior que 100 kW, o preço médio aplicado a todos os blocos é de R\$ 3.080,00/kWp. O valor total de investimento para os três casos é dado na Tab. 6.

Tabela 6: Investimento total por bloco

Centro de Convivência	R\$ 1.058.318,00
ICA	R\$ 5.036.354,00
RU	R\$ 2.211.902,00

Para a etapa da análise financeira, o RETScreen requer algumas taxas: inflação para 2021 é de 10,25 % a.a. (IBGE, 2021) e a taxa de desconto é de 11% a.a. (NAKABAYASHI, 2014), pois é equivalente à taxa de juros para títulos públicos.

Além disso, definiu-se o tempo de vida útil do projeto para 25 anos. Dessa forma, o RETScreen apresenta um payback de 5,6 anos, ou seja, 6 anos para o investimento se pagar.

5. Equivalência em créditos de carbono

A equivalência da redução de emissões de CO₂ com a geração distribuída FV (ECO₂) é dada pela quantidade evitada de CO₂ na atmosfera em quilogramas com a utilização da geração distribuída FV para geração de eletricidade em kWh. A Eq. (11) apresenta o cálculo, sendo o fator de emissão de CO₂ médio anual para o Brasil de 0,0927 kg CO₂/kWh no ano de 2017 (MCTIC, 2018). Devido à forte presença da fonte hídrica na matriz energética brasileira, esse fator tem valor abaixo da média mundial.

$$E_{CO_2} = 0,0927 * G_{FV}$$

Analisando para o caso do Centro de Convivência, ICA e RU, respectivamente:

$$E_{CO_2} = 0,0927 * G_{CC} = 0,0927 * 401,65 * 10^6 \approx 37,23 \text{ toneladas}$$

$$E_{CO_2} = 0,0927 * G_{ICA} = 0,0927 * 1.913,94 * 10^6 \approx 177,42 \text{ toneladas}$$

$$E_{CO_2} = 0,0927 * G_{RU} = 0,0927 * 845,69 * 10^6 \approx 78,40 \text{ toneladas}$$

Assim, o total de CO₂ reduzido por ano é:

$$E_{CO_2total} = 37,23 + 177,42 + 78,4 \approx 293 \text{ toneladas}$$

Considerando a equivalência de uma tonelada reduzida na emissão de CO₂ para cada crédito de carbono dada na Eq. (16), então:

$$\frac{1 \text{ crédito}}{1 \text{ tonelada}} = \frac{293}{x} \rightarrow x = 293 \text{ créditos de carbono}$$

Assim, o projeto proposto tem a capacidade de gerar 293 créditos de carbono por ano.

6. Conclusões

Com o uso do Revit, a análise de sombreamento pode ser integrada diretamente à modelagem das construções. A disponibilidade de correções na modelagem enquanto o simulador de sombreamento estava ativo facilitou um estudo

preciso sobre o impacto de árvores e outras construções nos blocos estudados, o que garantiu a qualidade da análise.

Para o caso do ICA, não houve sombreamento a ser considerado, visto que a caixa d'água existente produzia sombra numa ínfima parte do telhado em poucas horas ao dia e por apenas poucos meses ao ano.

Para o Centro de Convivência, o sombreamento se deu devido à parte da construção mais elevada influenciar na menos elevada. Para o caso do RU, o sombreamento foi causado pela existência de muitas árvores de grande porte ao redor.

Pela análise de sombreamento, obteve-se uma área efetiva de uso de 6.683 m² para o ICA, 1.404 m² para o Centro de Convivência e 2.935 m² para o RU, pois, nos espaços desconsiderados, os níveis de geração são muito reduzidos.

Após as áreas efetivas de uso definidas, calculou-se a quantidade de módulos FV a serem instalados em cada construção: 3.612 módulos FV para o ICA, 758 para o Centro de Convivência e 1.596 para o RU, sendo, respectivamente, 139, 30 e 62 inversores a serem instalados em cada bloco. Isto significa um total de 5.966 módulos FV e 231 inversores instalados.

O dimensionamento FV apresentou uma capacidade instalada de 1.191,96 kWp para o ICA, 250,14 kWp para o Centro de Convivência e 526,68 kWp para o RU, acarretando numa geração ao ano de 1.913,94 MWh, 401,65 MWh e 845,69 MWh, respectivamente. Isto representa 3.161,28 MWh gerados ao ano nas três construções.

Considerando que a média das faturas de 2019 é de 1.130.685 kWh, a de 2020 é 774.710 kWh e a de 2021 é 706.485 kWh, a redução média de consumo em cada ano seria de 23,3% para 2019, 34% para 2020 e 37,29% para 2021, justificado pelo período de uso reduzido causado pela pandemia.

Ao utilizar o RETScreen, pode-se fazer a validação dos cálculos desenvolvidos, visto que os valores obtidos foram 1.914,26 MWh para o ICA, 401,96 MWh para o Centro de Convivência e 846,07 MWh para o RU, validando a metodologia de cálculo anterior.

Também de acordo com o RETScreen, encontrou-se o valor que deve ser investido para a implantação do sistema FV em cada um dos blocos: R\$ 1.058.318,00 para o Centro de Convivência, R\$ 5.036.354,00 para o ICA e R\$ 2.211.902,00 para o RU; para os três casos, o tempo de retorno do investimento é de seis anos.

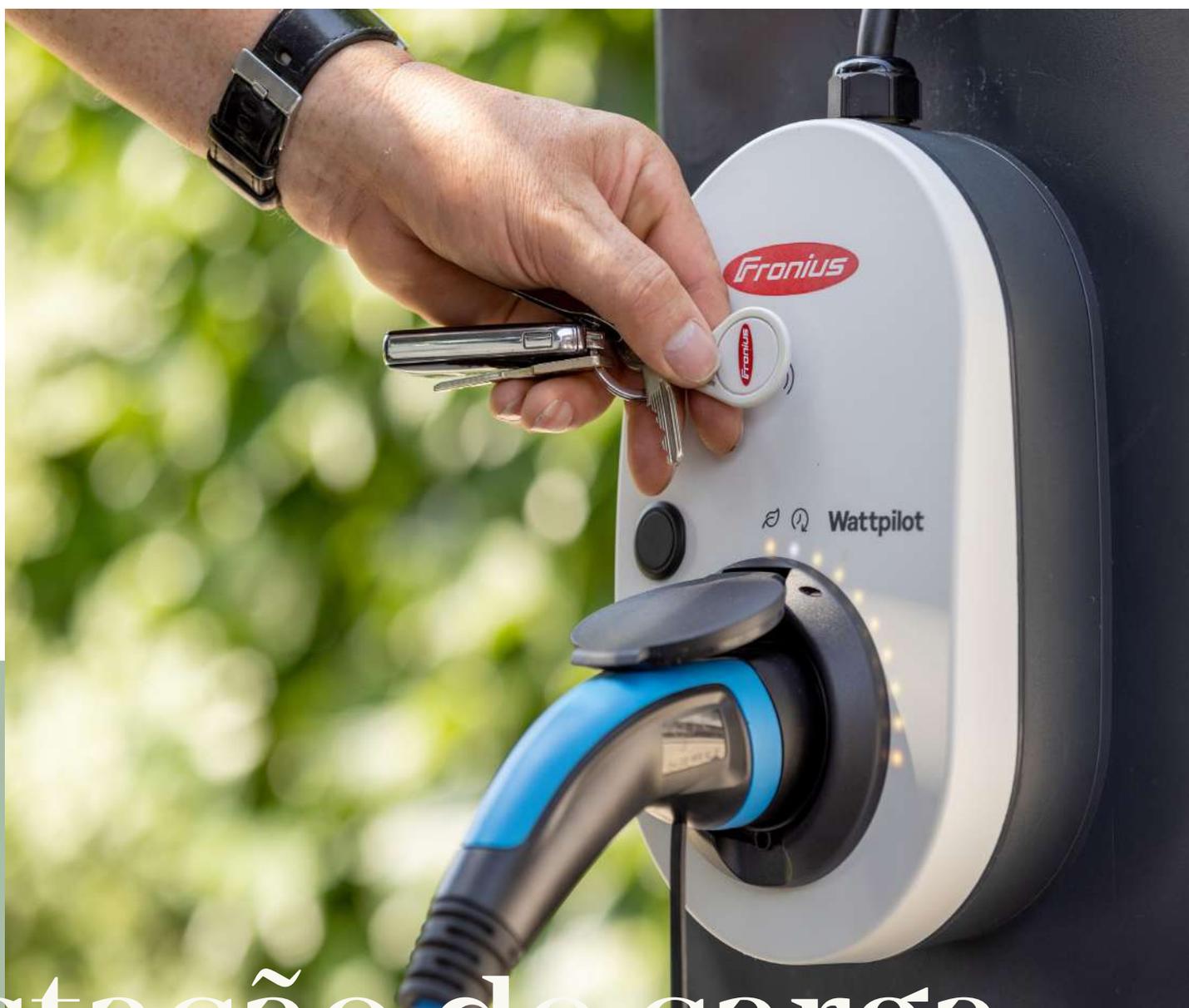
Além disso, com uso da metodologia BIM, foi realizada uma valoração usando como referência créditos de carbono, obtendo-se um total de 293 créditos de carbono ao ano.

Agradecimentos

À FUNCAP pela bolsa de mestrado fornecida ao primeiro autor. Ao CNPq pela bolsa de produtividade em pesquisa 2 para o segundo autor. À UFC por disponibilizar os dados das faturas de energia elétrica do Campus em estudo.

Referências

ABSOLAR. Energia Fotovoltaica no Brasil: Infográfico N° 38.



Estação de carga inteligente

com Fronius Wattpilot

Com o Fronius Wattpilot, nosso carregador de carro elétrico, seus clientes podem carregar mais inteligentemente do que nunca. Nossa solução de carga otimiza seu uso de energia excedente de sistemas PV de 1,38 a 22 kW, liga automaticamente entre 1 e 3 fases e regula em incrementos de 1 ampere. Isto evita picos de carga enquanto garante que toda a casa ainda seja fornecida de forma confiável. É a e-mobilidade que nos faz avançar a todos.
Fronius Wattpilot. Projetado para se mover.

www.fronius.com.br



ANEEL. Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012. Agência Nacional de Energia Elétrica. 2012

ANEEL. Resolução Normativa Nº 687, de 24 de Novembro de 2015. Agência Nacional de Energia Elétrica. 2015

ANEEL. Resolução Normativa Nº 786, de 17 de Outubro de 2017. Agência Nacional de Energia Elétrica. 2017

AUTODESK. Vantagens da BIM. **Disponível aqui.**

Carvalho, P. C. M. Dimensionamento de planta FV conectada à rede elétrica. Fortaleza: UFC, 2016. 18 slides, color.

CBIM. Câmara Brasileira de BIM, 2018.

Chaves, M. P., Dupont, I. M, Carvalho, P. C. M., Araujo, D. N.. Estudo sobre sombreamento em planta fotovoltaica localizada em zona urbana de Fortaleza-CE. REVISTA TECNOLOGIA (UNIFOR), v. 40, p. 1-21, 2019, DOI: 10.5020/23180730.2019.8898

Costa, D. A. C. Estimativa do Potencial de Geração Fotovoltaica do Campus do Pici da UFC. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, 2018.

IBGE. Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, 2021. **Disponível aqui.**

IDEAL. O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica – Edição 2019, 2019.

IRENA. Solar Energy Data. **Disponível aqui.**

NAKABAYASHI, R. K. Microgeração Fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras. Dissertação – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, 2014.

Protocolo de Kyoto. Protocolo de Kyoto.

PHB Solar. Catálogo Inversor Solar Fotovoltaico, 2017.

RETscreen.

Rocha Filho, J. I. C.; Sistema de Seguimento Solar de um Eixo com Diferentes Estratégias de Seguimento para Módulos Fotovoltaicos. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, 2016

SAEPRO. Breve Histórico do BIM, 2018. **Disponível aqui.**

SDS EDUCA. As Dimensões do BIM. **Disponível aqui.**

Silva, F. E. C., Carneiro, T. C., Carvalho, P. C. M..Análise Estatística da Geração de Eletricidade de Plantas Fotovoltaicas do Laboratório de Energias Alternativas da Universidade Federal Do Ceará (LEA-UFC). Fortaleza CE. I CONNIP. Congresso Internacional Virtual de Pesquisa, Pós-graduação e Inovação do Instituto Federal do Ceará, Fortaleza.

Yingli. Catálogo Módulo Fotovoltaico, 2016.



Power Plant Controller básico x avançado



Rodrigo Pereira Gosmann

Engenheiro na REIVAX S/A
Automação e Controle

O mercado de energias renováveis está em plena ascensão. Atualmente, o Brasil tem mais de 18 mil usinas em operação no segmento de GC (geração centralizada), com uma potência outorgada total de aproximadamente 9,58 GW [1].

Neste cenário, a utilização de uma solução integrada de controle, como o PPC (Power Plant Controller), em grandes plantas solares, ou até mesmo eólicas, faz-se necessária. Isso porque a elevada potência produzida enquadra a usina em regras de funcionamento específicas.

A CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) é o órgão responsável pela contabilização da geração.

Dentre outras atribuições, ela é responsável por fiscalizar as possíveis ultrapassagens dos limites de transmissão acordados no CUST (contrato de uso do sistema de transmissão).

Caso estas ultrapassagens ocorram, penalidades financeiras serão aplicadas [2]. Usinas com potência superiores a 30 MW também estão sujeitas a requisitos operativos demandados pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) [3], que o controle embarcado nos inversores é incapaz de prover, exigindo a complementação por um PPC.

O PPC é o equipamento que controla a usina fotovoltaica e normalmente é instalado na sala de controle ou de proteção da subestação elevadora.

Sua principal função é realizar o controle conjunto dos inversores, sendo que implementações mais avançadas podem controlar, adicionalmente e de maneira integrada, capacitores/indu-

tores e comutadores de tap de transformadores elevadores.

Além da função normativa, o ONS também é responsável por determinar os pontos de operação das diferentes usinas que estão conectadas ao SIN (Sistema Interligado Nacional) a fim de manter o sistema nacional estável e com o menor custo operacional. Mediante solicitação do ONS, os operadores de usinas devem conduzi-la para uma nova condição operativa.

O ONS pode requerer uma restrição de geração, mudança do modo de controle ou até mesmo sua desconexão do Sistema interligado Nacional. Tendo em vista a quantidade e a diversidade de equipamentos envolvidos, é desejável que exista um controle capaz de coordenar a atuação destes equipamentos.

Classificação dos PPCs

As normas às quais as usinas se submetem estabelecem os requisitos mínimos operativos para que o sistema elétrico nacional se mantenha estável e funcional. No entanto, esses requisitos não necessariamente visam atender aos interesses dos agentes geradores.

Devido à possibilidade de implementar funcionalidades que não são solicitadas pelas normativas, criou-se uma distinção entre os controladores disponíveis no mercado, classificados em: básicos e avançados:

- **PPCs básicos:** implementam as funcionalidades normatizadas;
- **PPCs avançados:** implementam funcionalidades normatizadas e adicionais.

Adiante iremos discorrer sobre estas funcionalidades avançadas e os impactos (inclusive econômicos) que elas geram aos agentes geradores.

Funções básicas

As funções mínimas requeridas pelo ONS, as quais devem ser contempladas por um PPC básico, estão descritas no Submódulo 2.10 do ONS [3]:

- Item 5.2.3: Capaz de operar em três modos de controle: tensão, potência reativa e fator de potência;
- Item 5.2.3.3: Em modo de tensão deve prover estatismo de tensão;
- Item 5.2.5: Atendimento de fator de potência em regime de tensão não nominal;
- Item 5.9: Tomada de carga.

Em um PPC básico a limitação de potência para não ultrapassagem do MUST não é feita no PPC, sendo ajustado o limite estático diretamente nos inversores.

Funções avançadas

1. Compensação de perdas elétricas

As perdas elétricas são inerentes ao processo de transmissão e transformação da eletricidade, sendo que as perdas que ocorrem após a conversão para corrente alternada são passíveis de compensação pelo PPC.

Perdas nos cabos de corrente alternada entre o eletrocentro e a subestação são da ordem de 0,15 % – 0,3 % [4][5], enquanto nos transformadores dos skids entre 0,5 % – 1,0 % [6][7] e no transformador da subestação coletora da ordem de 0,36 % [8][9]. O somatório dessas perdas no melhor caso

é de 1,01 % e no pior caso 1,66 %.

Somente um PPC avançado é capaz de quantificar as perdas em tempo real e enviar setpoints para o aumento da geração dos inversores a fim de compensar as perdas elétricas. A folga para o aumento da geração advém do sobredimensionamento dos inversores em relação ao MUST.

A não ultrapassagem do MUST é realizada pelo controle do PPC avançado, não por um limite fixo programado no inversor. Tal folga acontece nos períodos do dia em que o nível de potência sobre os módulos fotovoltaicos é máximo.

Com a utilização de trackers este período de tempo diário é ampliado com relação à utilização de sistemas fixos e alcança cerca de 6h [10][11][12][13][14][15][16]

Podemos quantificar as perdas devido à não compensação de geração por meio do seguinte exercício:

Potência CA da usina(MUST): 100 MW;

Insolação: 6 horas de potência máxima por dia (tracker de 1 eixo horizontal);

Leilão: R\$ 271,30/MWh [17];

Custo de oportunidade com perdas compensáveis (mensal):

Entre

$$1,01 \%. (100 \text{ MW} \cdot 6 \text{ horas} \cdot 30 \text{ dias}) \cdot \frac{\text{R\$ } 271,30}{\text{MWh}} = \frac{\text{R\$ } 49.322,34}{\text{mês}}$$

e

$$1,66 \%. (100 \text{ MW} \cdot 6 \text{ horas} \cdot 30 \text{ dias}) \cdot \frac{\text{R\$ } 271,30}{\text{MWh}} = \frac{\text{R\$ } 81.064,44}{\text{mês}}$$

Conforme demonstrado acima, caso o agente gerador opte por adquirir um equipamento que realize a compensação das perdas da usina ele terá um incremento considerável de receita e o payback do investimento em um PPC avançado se dará rapidamente.

A Figura 1 apresenta um comparativo entre sistemas fixos, trackers de um eixo e de dois eixos. As usinas centralizadas, em sua maioria, utilizam trackers de eixo único (gráfico vermelho).

A imagem apresenta o “alargamento do gráfico” ao se utilizar trackers se comparado com equipamentos fixos e, por consequência, o aumento de tempo em que o sistema fotovoltaico estará trabalhando com potência CA máxima (intervalo de tempo em que a compensação de perdas pode ser realizada).

HYPONTECH

HYPON.COM

@HYPONTECH SOLAR ENERGIZING FUTURE

Fornecedor único para String PV, inversores de armazenamento, Microinversores e ESS inteligente



HYPONTECH BRAZIL

JOSÉ ROCHA BOMFIM AVENUE , 214
BLOC B LONDRES, ROOM 217
CAMPINAS
SÃO PAULO - CEP 13080-650

2023
ENERGY
INDEPENDENCE

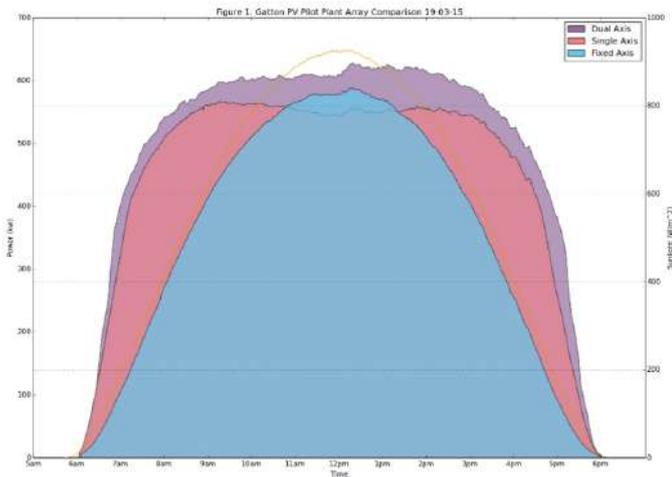


Figura 1: Aproximadamente 6 horas de potência máxima com utilização de trackers horizontal de 1 eixo [15]

Pode-se concluir que a funcionalidade de compensação de perdas elétricas traz um ganho bastante significativo para o agente gerador, especialmente caso este tenha uma usina com sistema de trackers.

2. Compensação de obstruções de irradiação, como passagem de nuvem

A compensação de geração quando uma string está com a irradiação obstruída, devido à sujeira ou sombreamento causado por passagem de nuvem, acarreta reduções de potência da ordem de 11% a 26 % [18] enquanto a nuvem estiver sob a string.

O PPC consegue realizar uma ação corretiva, fazendo com que as strings que não estão obstruídas aumentem a sua potência, desde que possuam irradiação para tal, a fim de compensar a obstrução de irradiação. Esta funcionalidade mantém a geração elevada, tanto quanto possível.

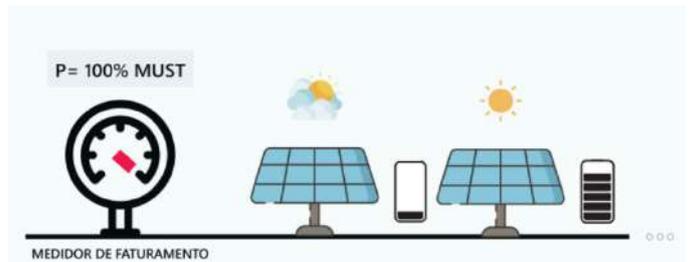
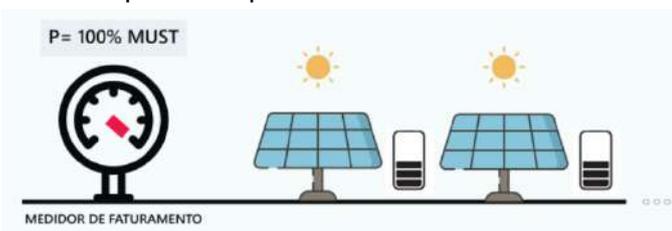


Figura 2: Obstrução de irradiação na string da esquerda é compensada pelo aumento de produção da string da direita

3. Amortecimento de oscilações, para evitar reduzir geração

A implementação de um POD (power oscillation damping), responsável pelo amortecimento dos modos oscilatórios no PPC, permite que a usina alcance um patamar de elevada potência de maneira estável, o que é impraticável sem sua implementação [19].

Para sua execução é necessário um baixo tempo de resposta, o que implica na utilização de um PPC baseado em CLP e na devida escolha e configuração dos medidores de faturamento.

A redução de geração é uma possível solução, porém, não ideal já que o agente gerador é remunerado por potência despachada. A implementação do amortecimento destas oscilações permite que as usinas maximizem o escoamento de potência ativa e, por consequência, seu faturamento.

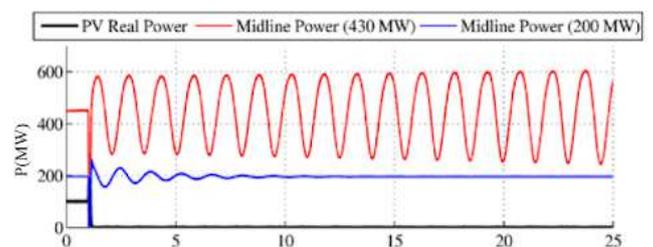


Figura 3: PPC sem POD, oscilatório na transmissão de 430 MW [19]

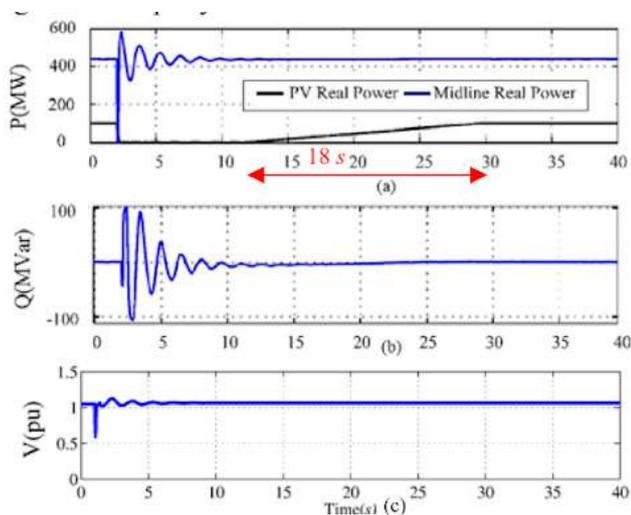


Figura 4: PPC com POD, estável na transmissão de 430 MW [19]

4. Redução da potência instalada do capacitor/indutor da subestação

A utilização de bancos de capacitores e indutores é um recurso que pode ser necessário para o atendimento ao requisito 5.2.2 [3] de mínima capacidade de fornecimento/absorção de reativo quando a usina estiver em potência ativa máxima.

Esta geração/absorção de potência reativa pode ser proveniente tanto dos inversores quanto dos capacitores/indutores. O objetivo é realizar o menor investimento financeiro possível

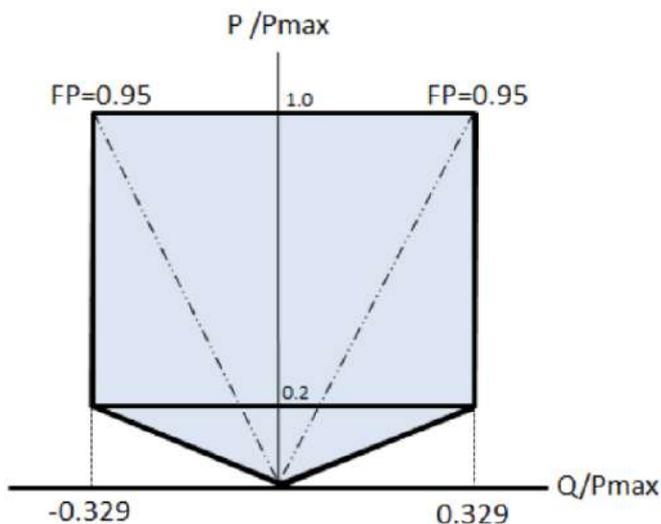


Figura 5: Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora [3]

vel para atendimento do requisito.

A capacidade de geração de potência reativa e aparente dos inversores pode ser ampliada com o aumento da sua tensão de saída [20], permitindo que a usina utilize bancos de capacitores de menor potência sem sacrificar a geração de potência ativa.

Tendo em vista esta condição particular de operação da usina, é essencial que o PPC seja capaz de coordenar de maneira autônoma e em tempo real o controle dos inversores, capacitores, indutores e posição do tap do transformador. Caso contrário poderá ocorrer instabilidade de tensão, insuficiência de geração de reativo ou desarme de inversores.

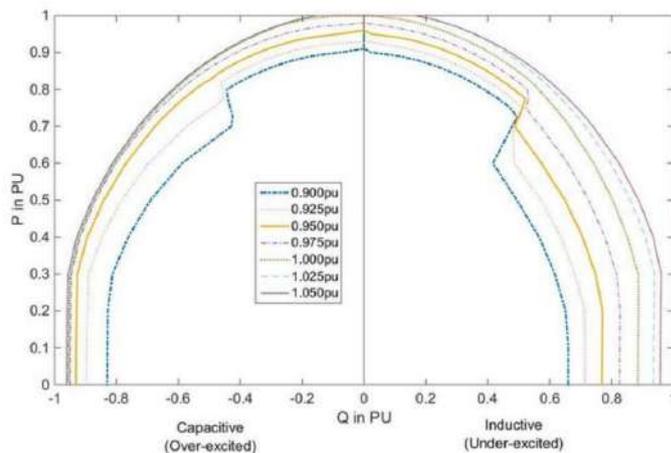


Figura 6: Aumento da capacidade de potência reativa em função do aumento de tensão [20]

5. Restrição de faixas operativas inadequadas

Os transformadores da usina são equipamentos sujeitos ao limite de sobrefluxo, também chamado de volts/hertz, estabelecido em 1.05 para transformadores em carga [21].

Sua ultrapassagem deve ser evitada, mesmo durante poucos segundos, devido aos danos da laminação por superaquecimento e consequente parada do transformador para manutenção. Durante distúrbios da rede elétrica

esta relação pode exceder 1.25 [22].

Um exemplo de ocorrência deste distúrbio é a abertura de uma linha de transmissão externa à usina, ocasionando o ilhamento de uma área da rede elétrica. A ocorrência desse evento desencadeia os seguintes resultados na região ilhada:

- Elevação de tensão do sistema, já que a linha de transmissão aberta passa a gerar mais reativo;
- Redução da frequência da rede devido ao excesso de carga.

Estes dois fatores ocasionam o aumento do sobrefluxo do transformador.

A detecção do ilhamento contida nos inversores não será capaz de detectar esta condição de maneira confiável, sendo eficaz somente quando a ilha formada for dentro ou nas imediações da usina.

Um PPC avançado é capaz de monitorar a relação de sobrefluxo e deslocar a usina para uma faixa operativa que não seja prejudicial ao transformador, evitando inclusive um trip de relé de proteção, caso o transformador possua tal proteção.

6. Redução de perdas com limitação de potência reativa

Tipicamente, os inversores fotovoltaicos implementam faixas de geração/absorção de potência reativas maiores do que os requisitos presentes em 5.2.2 [3]. Isto ocorre porque a curva de capacidade típica dos inversores, para médias e baixas gerações de potência ativa, é maior do que o requerido neste item.

A curva requerida pelo ONS e a cur-

va típica de um inversor fotovoltaico de mercado são apresentadas abaixo.

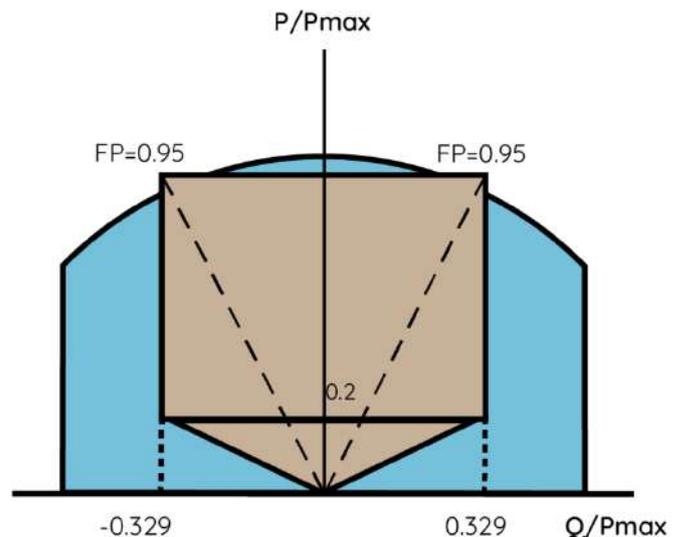


Figura 7: Em azul a capacidade dos inversores e em marrom a necessidade do ONS. Pode-se observar a sobra da capacidade do inversor em baixas e médias potências

A não-implementação desta restrição de potência reativa de acordo com a curva requerida pelo ONS ocasiona a geração/absorção de mais reativos do que os requeridos no item 5.2.2 [3], beneficiando o sistema elétrico, porém não agregando valor para o agente gerador, que arcará com perdas desnecessárias nos cabos de transmissão internos à usina devido ao excesso de geração de potência aparente.

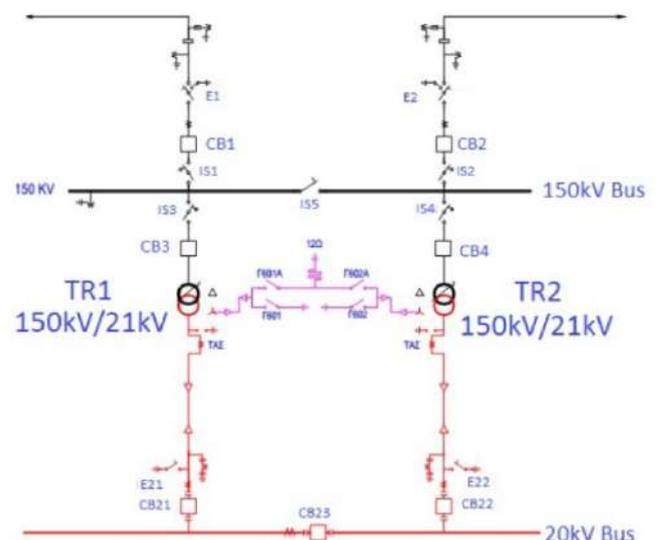


Figura 8: Exemplo de subestação com dois transformadores [23]

STP 110-60 (AFCI)

NOVO: Agora com interruptor de circuito contra falha de arco voltagem integrado

NOVO: Agora com Proteção contra surtos de corrente contínua Tipo 1/2



AGORA COM NOVAS FUNCIONALIDADES

Mais flexibilidade

- Para grandes instalações em telhados e no solo até a faixa de MW
- 12 rastreadores MPP
- 24 strings com conectores Sunclix de 1100 VCC
- Interruptor de circuito de falha de arco integrado (AFCI)

Mais potência

- 110 kW para 400 V_{ac} padrão
- Rápido comissionamento sem combinadores CC adicionais
- Eficiência de pico de 98,6%

Mais rendimento

- Serviço de monitoramento premium para um desempenho confiável do sistema
- Rendimentos máximos graças à solução de software integrada SMA ShadeFix

Mais integração do sistema

- Expansão flexível e preparada para o futuro devido à integração perfeita do sistema com o SMA Energy System Business
- Gerenciamento holístico de energia com o ennexOS
- Alta segurança de TI

SUNNY TRIPOWER CORE2

Projeto de sistema flexível e rendimentos mais altos graças aos recursos integrados

Ideal para estruturas de sistemas descentralizados até a faixa de megawatts. Com 110 quilowatts, 24 strings e 12 rastreadores MPP, o Sunny Tripower CORE2 permite uma cobertura solar particularmente alta em sistemas fotovoltaicos montados no solo, bem como em diferentes inclinações de telhado durante o dia. A solução integrada de software SMA ShadeFix otimiza automaticamente o desempenho do sistema a qualquer momento, mesmo com módulos parcialmente sombreados. O serviço de monitoramento automático do inversor SMA Smart Connected também garante o máximo rendimento do sistema fotovoltaico ao detectar falhas o mais rápido possível. O interruptor de circuito de falha de arco integrado AFCI contribui adicionalmente para a segurança. Com o Sunny Tripower CORE2 como um componente central do SMA Energy System Business, os instaladores e operadores de sistemas fotovoltaicos se beneficiarão dos componentes de alta qualidade de uma única fonte e das opções à prova de futuro para expandir seus sistemas com as soluções de armazenamento da SMA.

7. Transferência automática de carga

Usinas de elevada potência possuem mais de um transformador conectado ao sistema de transmissão [23]. Durante manutenções de equipamentos da subestação é necessário que o PPC realize a transferência automática de carga [24], contemplando a transferência de carga entre transformadores e posterior redistribuição de carga.

Isso permitirá a conexão/desconexão do transformador com segurança operacional, redução das falhas humanas e redução do tempo de manobra. Tais manobras estão contempladas nos automatismos de PPCs avançados.

Quadro resumo do comparativo de PPCs

Requisito	Interessado	Básico	Avançado
Procedimentos de rede 2.10.	ONS.	Atende.	Atende.
Limitação de potência - MUST.	CCEE.	Atende. No entanto, sem otimização do seu uso.	Atende. Com maximização da utilização.
Compensação de perdas elétricas após conversão para AC.	Agente gerador.	Não.	Sim. Podem totalizar até 1,66 %. Um custo mensal de oportunidade de até R\$ 81.064,44 para uma usina com MUST de 100 MW.
Compensação de obstruções com irradiações.	Agente gerador.	Não.	Sim.
POD (amortecimento de oscilações).	Agente gerador.	Não. Em caso de oscilação requer redução de potência ativa para manter a usina estável.	Sim. Podendo manter a planta operando em elevadas potências e de maneira estável.
Redução de potência instalada do capacitor/ reator instalado na subestação.	Agente gerador.	Improável. Requer execução e operação coordenada de vários equipamentos.	Possível. Permite a operação de maneira estável, evitando instabilidade de tensão, insuficiência de geração de reativo ou desarme de inversores.
Restrição das faixas operativas inadequadas.	Agente gerador.	Não possui.	Possui. O PPC irá deslocar a usina para uma região menos prejudicial, evitando inclusive paradas desnecessárias.
Redução de perdas com limitação de potência reativa.	Agente gerador.	Não possui.	Possui. Minimiza as perdas aos necessários ao cumprimento de requisitos.
Transferência automática de carga.	Agente gerador.	Não possui.	Possui. Permitindo o deslocamento de carga entre os transformadores.

RENOVIGI
ENERGIA SOLAR

11
ANOS

RENOVIGI 11 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 mais de 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 centros de distribuição em SC, SP e PE.

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 8 mil parceiros credenciados Renovigi.

Conquiste seu lugar, conecte-se com essa energia.

QUEM CONHECE, INDICA RENOVIGI



Visite nosso site
renovigi.com.br

Seja um
credenciado:



Referências

- [1] Dados obtidos no SIGA (Sistema de Informações de Geração) da ANEEL. Fonte: Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações dos Serviços de Energia Elétrica (SCE); data de referência dos dados: 13/06/2023
- [2] ONS. Procedimentos de rede: Submódulo 8.3 - A Apuração mensal de serviços e encargos da transmissão e encargos setoriais. 2020.12
- [3] ONS. Submódulo 2.10 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. 2020.12
- [4] PVSYST. AC ohmic loss from inverter to injection point. **Disponível aqui.**
- [5] Nexans. 6-36 kV Medium Voltage Underground Power Cables XLPE insulated cables. **Disponível aqui.**
- [6] ABB Review, Greener. SPECIAL REPORT - TRANSFORMERS. Driving down energy losses in transformers
- [7] Verma. Solar PV Performance Parameter and Recommendation for Optimization of Performance in Large Scale Grid Connected Solar PV Plant—Case Study. 2015
- [8] ABB. Power transformers. **Disponível aqui.**
- [9] Scotech-electrical. Technical Datasheet. **Disponível aqui.**
- [10] iPV Tracker.
- [11] MSAT100. Solar Photovoltaic (PV) tracking System for Large Scale Solar Power Plants. **Disponível aqui.**
- [12] SOLSYSTEMS. Not Just Another Day of Sun: Reviewing the Solar Eclipse's Effect on PV System Performance . **Disponível aqui.**
- [13] SAMANIR. 25% More Energy Production | Made in Iran . **Disponível aqui.**
- [14] Powermag. Trackers Optimize Yield of Utility-Scale Solar Plants. **Disponível aqui.**
- [15] The University of Queensland. Dual-axis tracking array. **Disponível aqui.**
- [16] Reed MacMilan et all, Potential of single axis horizontal solar trackers in utility-scale projects. **Disponível aqui.**
- [17] Casarin. CCEE: Preço médio da energia solar em leilões cai para R\$ 271,30/ MWh | Portal Solar. **Disponível aqui.**
- [18] Vijayalekshmy et all. Estimation of Power Losses in Photovoltaic Array Configurations under Moving Cloud Conditions. 2014 Fourth International Conference on Advances in Computing and Communications
- [19] Varma, PV Solar System Control as STATCOM (PV-STATCOM) for Power Oscillation Damping. IEEE Transactions on Sustainable Energy. Volume: 10, Issue: 4, Oct. 2019
- [20] Elshahed, Assessment of Sudden Voltage Changes and Flickering for a Grid-Connected Photovoltaic Plant. International journal of renewable energy research, Vol.6, No.4, 2016
- [21] IEEE, IEEE Tutorial on the protection of synchronous generators. Special publication of the IEEE PSRC. 2011
- [22] Mozina, Coordination of Generator Protection with generator excitation control and generator capability. IEEE Conference Record of Annual Pulp and Paper Industry Technical Conference. 2008
- [23] Siderakis. Power transformers management in the power system of Crete. 9th International Conference on Deregulated Electricity Market Issues in South Eastern Europe, Nicosia, Cyprus, 25-26 September, 2014
- [24] Radhika. Automatic load transfer in electrical power system (In ring electrical network). 2015 International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing (PICC).2015

Capacitação não é custo, **É INVESTIMENTO!**

Cursos do básico ao avançado para você atuar com excelência no mercado de energia solar!

Curso Avançado

Projeto Avançado de Usinas

GD até 3MW

Curso Intermediário

Energia Solar no Mercado

Livre (ACL)

Curso Básico

**Hidrogênio Verde: Tecnologias,
Custos e Transição Energética**

HYDROGEN H2

ROGEN H2



Canal Solar



www.canalsolar.com.br