REVISTA | CANAL

SOLAR

2 ANOS

Retrospectiva 2022: os fatos que marcaram o ano da energia solar

ARTIGOS TÉCNICOS

Orientações para a medição de albedo em sistemas fotovoltaicos

O impacto da GD e os limites do fator de potência das distribuidoras

REPORTAGEM

Canal Conecta debate impacto da Lei 14.300 e tendências do mercado FV

Canal Solar

DEZEMBRO 2022 | Nº 13

solis

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

Eficiência

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

Inteligente

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

Seguro

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

Econômico

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

www.solisinverters.com Solis
Fone : (+55)19 996133803 | email: sales@ginlong.com

ÍNDICE

07 Retrospectiva 2022: os fatos que marcaram o ano da energia solar

17 Segurança em instalações fotovoltaicas: quais os principais erros cometidos?

24 Canal Conecta debate impacto da Lei 14.300 e tendências do mercado FV

35 Impostos representam mais de 30% no preço dos carros elétricos

43 Orientações para a medição de albedo em sistemas fotovoltaicos

48 O impacto da geração distribuída e os limites do fator de potência das distribuidoras

62 Como determinar o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos

66 Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos para o grupo A

75 Controle do fator de potência dos inversores fotovoltaicos

Conhecimento é a nossa Energia!

EDITOR-CHEFE
Bruno Kikumoto

EDITOR DE CONTEÚDO
Ericka Araújo

DIAGRAMAÇÃO E ARTE
Wissam Haddad

REDAÇÃO
Mateus Badra
Rubens Morelli
Stella Miranda

PRODUÇÃO
Henrique Hein

MARKETING
Renata Zani

FOTO DE CAPA
Giselle Lacerda Santana

ENDEREÇO
R. Paulo César Fidélis, 39
Campinas - SP
13087-727

ANUNCIAR
marketing@canalsolar.com.br

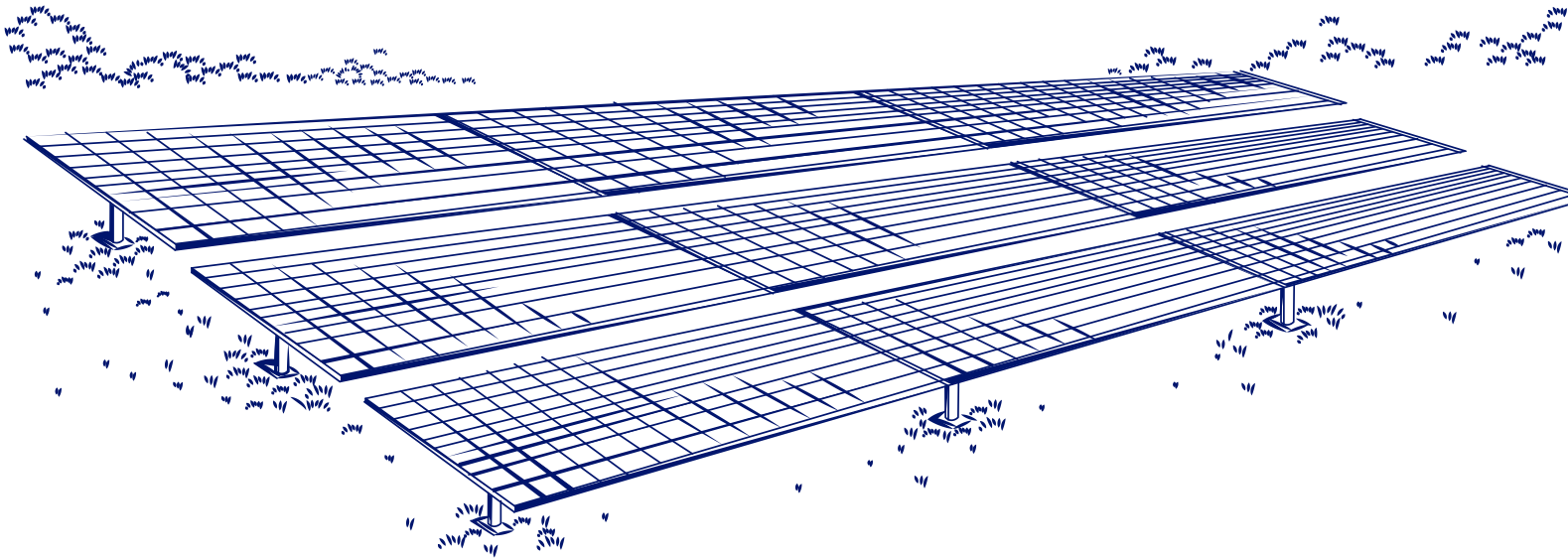
SUGESTÕES DE PAUTAS
redacao@canalsolar.com.br

TELEFONE
(19) 3296-6103

SITE
www.canalsolar.com.br

REVISTA CANAL SOLAR 2022 - Nº 13

JORNALISTA RESPONSÁVEL
MTb 88122/SP



CARTA AO LEITOR

BRUNO KIKUMOTO
Diretor do Canal Solar

A Revista **Canal Solar** completa 2 anos de vida. Desde nossa primeira edição, publicada em dezembro de 2020, estamos firmes em nosso propósito de apresentar conteúdos relevantes e atuais aos leitores, em um formato moderno e de fácil leitura em dispositivos móveis.

Nesta edição apresentamos uma retrospectiva dos fatos que marcaram o setor de energia solar no ano de 2022.

Em janeiro entrou em vigência a lei federal Nº 14.300, que ficou conhecida como o Marco Legal da geração distribuída (GD), com mudanças significativas, sobretudo no sistema de compensação de energia elétrica.

Também neste ano foi publicada a portaria Nº 140 do Inmetro, que trouxe uma maior clareza sobre os requisitos de teste e certificação para os inversores híbridos e sistemas de armazenamento – um segmento que tende a crescer muito nos próximos anos.

Além de tudo, neste ano de 2022 completamos 10 anos da resolução 482/2012 da ANEEL, tivemos mais uma vez uma Intersolar South America com recorde de público, e tivemos a realização do primeiro Congresso do Canal Solar – o Canal Conecta – realizado no mês de novembro em Campinas-SP.

Nesta edição apresentamos uma seleção com os três artigos mais lidos do site Canal Solar, além de três artigos técnicos inéditos, abordando os assuntos do fator de potência dos sistemas fotovoltaicos e a medição do albedo nas usinas solares.

Destacando um outro segmento que está despontando no Brasil e no mundo, o dos veículos elétricos, nesta edição o jornalista Rubens Morelli, do **Canal VE,** apresenta informações sobre a elevada carga tributária que incide sobre os carros elétricos no mercado nacional.

Foi um ano muito intenso, com muitos acontecimentos positivos e também negativos para o mercado de energia solar, mas que sobretudo, nos fizeram mais fortes e prontos para tudo o que teremos pela frente.

Agradecemos por você estar sempre nos acompanhando e desejamos um bom final de ano e um excelente ano de 2023.

Boa leitura e nos encontramos em breve na próxima edição da Revista Canal Solar!

Capacitação não é custo,

É INVESTIMENTO!

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

Canal Solar

Retrospectiva 2022: os fatos que marcaram o ano da energia solar

Henrique Hein
Jornalista do Canal Solar

O Brasil vivenciou em 2022 o ano de maior crescimento da história do setor de energia solar, com cerca de 10 GW de potência instalada nos segmentos de GD (geração distribuída) e GC (geração centralizada).

O segmento não só se popularizou de vez, como também já se prepara para se tornar, em breve, a segunda maior fonte de energia elétrica do país, superando as usinas eólicas.

A sanção de uma legislação própria para o mercado de micro e minigeração distribuída e a chegada de novas tecnologias ao país, além do crescimento do ACL (Ambiente de Contratação Livre), foram uns destaques que marcaram o ano do setor no Brasil.

O Brasil também foi apontado como um país protagonista no atual mercado de energia solar global pelo "Global Market Outlook for Solar Power" - o principal relatório de mercado do setor solar fotovoltaico mundialmente.

Brasil foi apontado como um país protagonista no atual mercado de energia solar global

No restante do mundo, as consequências energéticas da invasão das tropas russas à Ucrânia e os discursos de líderes mundiais na COP-27 a favor dos investimentos em renováveis foram os grandes centros de atenção.

Confira abaixo, uma seleção realizada pelo **Canal Solar** com os fatos e acontecimentos que marcaram o setor de energia solar no Brasil e no mundo neste ano.

Foto: Ricardo Massaki Hanayama

Lei 14.300

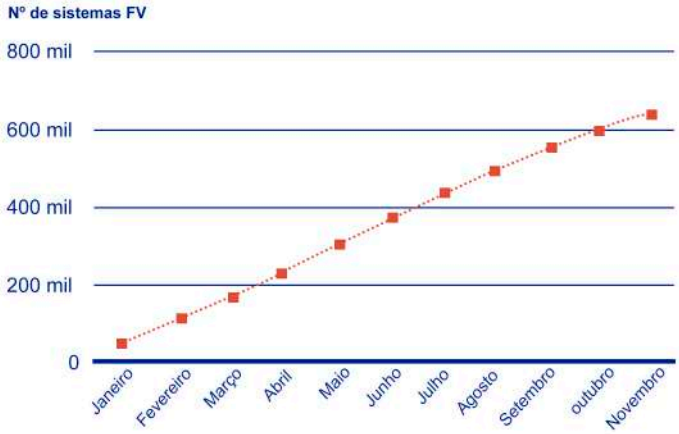
No dia 6 de janeiro o presidente Jair Bolsonaro (PL) sancionou a Lei 14.300/22, que instituiu a criação do Marco Legal da GD no Brasil.

O texto foi publicado no dia 7 de janeiro no DOU (Diário Oficial da União) e prevê um período de transição para projetos solicitados em até 12 meses contados a partir da publicação da Lei.

Ou seja, todos os projetos em GD (geração distribuída) já instalados, ou com solicitação de acesso aprovada até 7 de janeiro de 2023, serão válidos nas regras atuais de compensação previstas na Resolução 482/2012 (Resolução Normativa n.º 482/2012), da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), até o dia 31 de dezembro de 2045.

Por causa disso, iniciou-se uma grande corrida de consumidores para a instalação de sistemas fotovoltaicos ao longo de todo o ano, com o objetivo de permanecer dentro das regras atuais e não perder a rentabilidade de seus projetos.

Essa corrida provocou um crescimento relevante do número de sistemas instalados: foram mais de 640 mil conexões realizadas entre janeiro e novembro em todos os estados brasileiros, contra 458 mil do ano completo de 2021.



Número acumulado de instalações de GD solar no ano de 2022 no Brasil. Fonte: SIGA/ANEEL

Meses após a sanção da Lei, o tempo para que as novas regras se iniciassem no país foi motivo de discussões. Isso porque diversos consumidores relataram a falta de atendimento das distribuidoras de energia com relação a instalação de sistemas. Estes relatos foram trazidos à tona em junho de 2022 na Comissão de Defesa do Consumidor da Câmara dos Deputados, junto de associações do setor solar e do deputado Celso Russomanno (Republicanos-SP).

Essa audiência pública motivou o deputado Russomano a apresentar na Câmara o PL 2703/2022, que propõe alterações no prazo de início da Lei 14.300.

O documento, segundo o parlamentar, foi elaborado com a contribuição de consumidores de micro e minigeradores, de empresas e de associações do mercado de GD, com o objetivo de ampliar o prazo da entrada das novas regras por mais seis meses.

Com 260 votos a favor e 83 contra,

o PL 2703/2022 foi aprovado na Câmara dos Deputados no dia 6 de dezembro. A proposta foi encaminhada para o Senado Federal e chegou a ser incluída na Ordem do Dia do dia 14 de dezembro, porém foi retirada de pauta. Até o fechamento desta edição o PL 2703 não chegou a ser discutido no plenário do Senado.

Foto: Envato

Guerra na Ucrânia

O cenário de guerra proporcionado pela invasão das tropas russas à Ucrânia, em fevereiro deste ano, gerou grande apreensão na comunidade internacional, sobretudo com relação à segurança energética dos países europeus, que são altamente dependentes da importação do gás natural russo.

Para não correrem risco de desabastecimento de energia, a União Europeia foi obrigada a acelerar o processo de transição para fontes de energia limpa, como eólica e solar.

Ao todo, entre os meses de março e setembro, as duas fontes foram responsáveis por gerar 192 TWh e 153 TWh de eletricidade, respectivamente, em todo o bloco – um aumento recorde de 13% (mais 39 TWh) em relação ao mesmo período de 2021, segundo relatório publicado pela Ember – empresa europeia que realiza estudos e relatórios voltados à transição para energia limpa.

O receio de desabastecimento, impulsionou de forma acentuada a procura por instalações de sistemas fotovoltaicos com baterias nestes países. Não à toa que, segundo a Ember, ao menos 19 dos 27 países membros da UE haviam alcançado recordes de geração solar e eólica até setembro.

A Polônia, por exemplo, teve um aumento percentual de 48,5% até setembro em comparação ao período anterior. Já a Espanha evitou € 1,7 bilhão em custos de gás importado, enquanto Portugal registrou crescimento de 37,5% em geração eólica e solar (8,5 TWh), assim como França e Itália.

Foto: Envato

Abertura do Mercado Livre de Energia

A abertura total do Mercado Livre de energia tem avançado a passos largos no Brasil e, neste ano, se expandiu ainda mais com as propostas do Poder Executivo para que, nos próximos anos, todos os brasileiros tenham o

ecori | APsystems ALTENERGY POWER

DS3D

Tecnicamente, o melhor!

MICROINVERSOR DS3D

MONOFÁSICO | 4 MÓDULOS

2.000W | 220V

Compatível com módulos de **alta potência 670 Wp+**

- **20A** — Suporta corrente de até **20A**
- Retorno mais **rápido** sobre o investimento
- A **maior garantia** do mercado
- Comunicação muito mais **estável**
- Muito mais **eficiência ponderada**
- Pronto para **futuras expansões** do sistema

Entre em contato com a **Ecori** e faça já seu pedido!

direito de escolher seu próprio fornecedor e negociar condições personalizadas de contrato.

Em setembro, o MME (Ministério de Minas e Energia) abriu uma consulta pública para tratar da redução do limite de carga para contratação de energia elétrica no Mercado Livre por parte dos consumidores de baixa tensão.

A proposta prevê que a partir de 1º de janeiro de 2026, os consumidores atendidos na modalidade, à exceção dos que integram as classes residencial e rural, poderão optar pela compra de energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do SIN (Sistema Interligado Nacional).

No mesmo mês, a pasta também publicou, no DOU (Diário Oficial da União), a Portaria 50/2022, permitindo que os consumidores classificados como Grupo A possam comprar energia elétrica de qualquer supridor a partir de janeiro de 2024.

Com a medida, cerca de 106 mil novas unidades consumidoras estarão aptas a migrar para o ACL (Ambiente de Contratação Livre).

Além disso, um dos textos que mais tem levantado discussões entre deputados brasileiros é o PL 414, que prevê uma reestruturação do setor elétrico nacional, com a abertura do mercado livre para todos os consumidores, sendo a mudança que gera a maior expectativa.

A votação do projeto de lei chegou a ser anunciada para outubro pelo presidente da Câmara dos Deputados, Arthur Lira (PP/AL), o que acabou não se concretizando no final das contas.

Segundo levantamento realizado pela Abraceel (Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia), no mapa brasileiro do consumo de energia elétrica em 2022, os consumidores que participam do ACL (Ambiente de Contratação Livre) aumentaram em 23 dos 26 estados, além do Distrito Federal.

Foto: Inmetro/Divulgação

Regras para a certificação de inversores híbridos

No final do primeiro trimestre, o Inmetro (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia) publicou a Portaria 140/2022 – o novo regulamento para equipamentos fotovoltaicos comercializados no Brasil.

Tratou-se de uma atualização da Portaria nº 004/2011 e que trouxe como principais novidades as inclusões dos inversores on-grid com baterias (híbridos) e das baterias de lítio no Brasil.

Antes da publicação do documento, não existia um regulamento que previa os procedimentos e testes para certificar inversores híbridos conectados à rede.

A resolução foi considerada uma vitória por parte de profissionais ligados

ao setor de energia solar, que desde o final do ano passado acompanhavam e aguardavam pela publicação do documento.

Para consolidar a utilização da tecnologia no país, a portaria definiu as regras para a operação e ainda estabeleceu prazos para que os fabricantes, importadores e distribuidores se adequassem às medidas impostas pela nova portaria.

COP-27

Aconteceu entre os dias 6 e 20 de novembro, no Egito, a COP-27 (Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas) da ONU (Organização das Nações Unidas).

Reunião das Nações Unidas durante a COP 27.
Foto: Efeverde/Reprodução

Durante o evento um grande avanço foi conquistado: a criação de um fundo de reparação – conhecido como Perdas e Danos – para países vulneráveis que não conseguem se adaptar ao aquecimento global.

O objetivo seria que os maiores responsáveis pela crise climática custeassem os prejuízos causados por eventos extremos aos quais já não cabe adaptação, como ciclones e enchentes.

Por outro lado, temas essenciais no combate ao aquecimento global foram, mais uma vez, deixados de lado no texto final da COP-27, como a eliminação dos combustíveis fósseis.

Em vez disso, o texto final apenas manteve os termos revistos na última reunião, realizada em Glasgow, em novembro de 2021. Na ocasião, a COP-26 havia definido apenas uma redução gradual dos subsídios aos combustíveis fósseis e do uso do carvão.

Alterações no códigos da NCM

No final de 2021, o Comitê-Executivo de GECEX (Gestão da Câmara de Comércio Exterior) implementou alterações na NCM (Nomenclatura Comum do Mercosul), que realizou modificações nas classificações das mercadorias utilizadas para a geração de energia elétrica a partir da fonte solar.

Ficou determinado que as mudanças passariam a produzir efeitos no Brasil a partir de 1º de abril de 2022. Por causa disso, o assunto foi tema de discussões ao longo dos meses de janeiro, fevereiro e março.

A principal preocupação do setor envolvia a possibilidade de as alterações feitas elevarem os impostos dos equipamentos fotovoltaicos, com o aumento da alíquota do IPI e do ICMS, o que – na avaliação de profissionais – poderia provocar um cenário de alta carga tributária nos painéis solares importados.

Devido à preocupação do setor, o **Canal Solar** apurou que o Convênio ICMS 117/96 (Convênio ICMS n.º 117, de 13 de dezembro de 1996) garante que os kits de geradores fotovoltaicos permaneçam tendo o mesmo tratamento tributário.

Isso porque o convênio determina que em caso de reclassificações, agrupamentos e desdobramentos de códigos das NCMs, permanece valendo o tratamento tributário dos Convênios e Protocolos ICM/ICMS em relação às mercadorias e bens classificadas nos referidos códigos.

O que significa que, apesar de as reclassificações de NCMs terem ocorrido, as empresas que atuam no mercado fotovoltaico podem continuar a obter a isenção de ICMS por meio dos Convênios ICMS n° 101/97 e 114/17.

Intersolar South America

A Intersolar South America, a maior feira do setor solar da América Latina, bateu recorde de público na edição de 2022. A feira foi realizada no Expo Center Norte, em São Paulo (SP), nos dias 23, 24 e 25 de agosto.

Intersolar South America 2022 recebeu 44 mil pessoas em todo o evento. Foto: Canal Solar

O evento reuniu mais de 44 mil visitantes nos três dias de exposição, superando a marca de 28 mil pessoas, registrada em 2021.Também marcaram presença no evento mais de 400 expositores e cerca de 2,3 mil congressistas.

Pelo segundo ano consecutivo, o **Canal Solar** esteve presente no evento como parceiro de mídia oficial, mostrando as principais tecnologias apresentadas e tudo o que aconteceu nos principais congressos e palestras.

Nos três dias de evento diversos fabricantes e expositores apresentaram soluções em sistemas de armazenamento, inversores e módulos de alta potência, além de novidades em estruturas de fixação, trackers e financiamentos por parte de bancos digitais.

Também foi possível notar na edição deste ano uma maior presença de estandes com soluções voltadas para mobilidade: veículos híbridos e elétricos, além de seus acessórios, como carregadores.

Foto: Envato

10 anos da REN 482

No primeiro trimestre deste ano, o Brasil comemorou 10 anos da publicação da regulamentação que mudou a história do setor de energia solar no país: a REN 482 (Resolução Normativa nº 482).

O texto, publicado pela ANEEL no dia 17 de abril de 2012, criou regras para potencializar e facilitar o acesso dos brasileiros à geração distribuída.

Ao todo, a GD solar já foi responsável no Brasil pela geração de mais de 640 mil empregos e pela atração de

mais de R$ 100 bilhões em novos investimentos na última década, segundo dados da ABSOLAR (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica).

Em comemoração aos 10 anos da modalidade no país, o Canal Solar apresentou, no começo do ano, uma websérie especial em quatro episódios mostrando desde o processo de elaboração do marco regulatório até a sanção da Lei 14.300.

Nos primeiros dois episódios foram mostrados os detalhes sobre o primeiro sistema conectado à rede do Brasil, as referências para a criação da REN 482 e os principais desafios enfrentados ao longo de todo o processo de elaboração do texto.

Já o terceiro e o quarto capítulo focaram no processo de elaboração da REN 687 (Resolução Normativa nº 687/2015) da ANEEL e do projeto que viabilizou o mercado de autoconsumo remoto no país, além dos bastidores da criação da Lei 14.300.

Foto: Bruno dos Santos Pires de Souza

ICMS no setor de energia

O ano de 2022 também ficou marcado por uma série de decisões governamentais relacionadas à cobrança do ICMS sobre diversos setores em razão da pandemia, incluindo o de energia solar.

Em junho, o projeto aprovado que mais ganhou destaque foi do PLP 18/2022, que fixou o teto de 17% do imposto sobre energia elétrica, combustíveis e serviços de telecomunicações e de transporte público – considerado cada um deles como bens essenciais e indispensáveis.

O projeto, inclusive, foi uma pauta discutida de forma recorrente no legislativo brasileiro até sua aprovação, com parlamentares se mostrando a favor e contrários à medida.

Os favoráveis argumentaram que a mudança diminuiria os gastos dos consumidores com estes segmentos e ajudaria no controle da inflação, beneficiando a economia como um todo.

Já os críticos do PLP afirmaram que não haveria redução significativa de preços nas bombas, mas áreas como saúde e educação poderiam ser afetadas.

No setor de energia solar, o mercado avaliou a proposta como positiva para o consumidor, uma vez que contribuiria com a redução das tarifas de energia no país, independentemente de alongar um pouco mais o payback de projetos fotovoltaicos.

Além disso, outras iniciativas em esferas estaduais também foram destaques no ano, como em São Paulo, onde a ALESP (Assembleia Legislativa do Estado de São Paulo) publicou um decreto legislativo para conceder a

isenção do imposto à GD.

Em Minas Gerais, por sua vez, houve a renovação da isenção do ICMS para o setor de energia solar por mais dez anos para todos os municípios do Estado, até o dia 31 de dezembro de 2032.

Hidrogênio verde

O hidrogênio verde, produzido a partir de eletricidade de matrizes limpas como hidrelétrica, eólica e solar, é hoje uma grande aposta mundial para auxiliar no combate às mudanças climáticas e reduzir a emissão de carbono na atmosfera.

No Brasil, o assunto passou a ganhar destaque em 2022 com a criação de uma série de iniciativas em prol de seu fomento, como a instalação de um hub para atrair investimentos no Ceará e fazer do estado um player global na produção, armazenamento, distribuição e exportação de H2V.

Em julho, o anúncio que a Unigel, uma fabricante de fertilizantes nitrogenados, construirá a primeira fábrica de hidrogênio verde do Brasil até o final de 2023, com investimentos de mais de US$ 120 milhões, movimentou o mercado nacional.

O mesmo aconteceu quando, em outubro, o presidente da Eletrobras, Wilson Ferreira Júnior, disse que o combustível da próxima década será o hidrogênio verde e que a matriz elétrica predominantemente renovável do Brasil coloca o país em uma posição de destaque para sua produção.

O executivo revelou que, por esse motivo, a empresa passaria a investir em usinas solares flutuantes nos reservatórios das suas hidrelétricas para produzir o hidrogênio verde "mais barato do mundo". Segundo ele, a ideia é encapsular e transportar o combustível para outros países.

Em novembro, Ennio Peres, líder do Laboratório de Hidrogênio da UNICAMP (Universidade Estadual de Campinas), explicou durante o Canal Conecta – o primeiro congresso do **Canal Solar** – que diversos países já estão sinalizando para o mundo o interesse na produção de H2V.

"Hoje, o que vemos é uma corrida de muitos países pelo hidrogênio verde para uso próprio e, principalmente, para exportação como um novo negócio, transformando-o em uma commodity internacional", disse ele.

Foto: Envato

Fronius GEN24 plus

Designed to empower.

Made in Austria Configuração e instalação rápida Sustentável

Segurança em instalações fotovoltaicas: quais os principais erros cometidos?

Henrique Hein
Jornalista do Canal Solar

A segurança em instalações de energia solar é um aspecto importantíssimo na hora de validar um projeto e deveria ser a preocupação número 1 de todos os integradores que atuam no mercado.

No entanto, em razão do crescimento acelerado do setor, muitos profissionais e empresas despreparadas acabam surgindo e oferecendo serviços de péssima qualidade, colocando em risco o investimento feito pelo cliente.

Em razão do crescimento acelerado do setor, profissionais e empresas despreparados oferecem serviço ruim, colocando o investimento em risco

No final do mês passado, o **Canal Solar** participou de um webinário a convite do CREA-MT, para falar sobre a importância dos integradores seguirem à risca um manual de boas práticas na hora de realizarem uma instalação fotovoltaica, a fim de evitar problemas judiciais e acidentes junto à rede elétrica.

Bruno Kikumoto, engenheiro eletricista e diretor-geral do **Canal Solar**, listou durante o evento aqueles que considera serem os dez principais erros cometidos.

Antes de mencioná-los, contudo, ele chama a atenção para alguns pontos importantes: o primeiro deles, com relação às normas técnicas para cada tipo de projeto. "Se os seus conceitos fossem aplicados, grande parte dos problemas sequer aconteceriam", garantiu.

"A norma não é uma lei, ou seja, não tem um caráter legislativo. Porém, se uma empresa acabar parando em disputa judicial, um argumento forte para que o juiz dê a sentença é se o projeto e a execução estão ou não em conformidade com as normas técnicas", destacou ele.

Já o segundo ponto mencionado diz respeito à responsabilidade técnica dos projetos, ou seja, quem pode ou não assinar a instalação de um sistema de energia solar. Segundo ele, essa função é habilitada aos engenheiros eletricistas e, dependendo do nível de potência, aos eletrotécnicos.

Confira abaixo os dez erros mais comuns que acabam sendo cometidos por empresas e profissionais do setor de energia solar, na opinião do diretor-geral do **Canal Solar.**

Dimensionamento de cabos

Subdimensionamento, roteamento e conexões em desacordo com normas, especificações dos fabricantes e conceitos básicos de engenharia ocasionam problemas de desligamento do inversor no momento de maior disponibilidade solar.

"Muitos projetistas, inclusive, às vezes acham que há um problema interno no inversor, porque ele está desligando nos períodos de maior geração, sendo que, na verdade, a grande maioria dos problemas são causados por condutores mal dimensionados", disse Kikumoto.

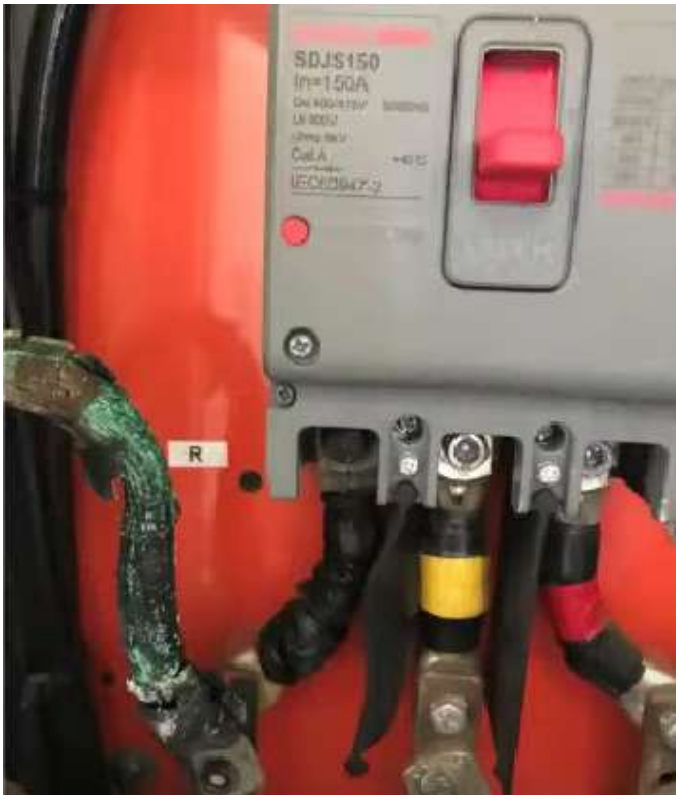


Foto: Canal Solar

Conectores e crimpagem

Os arcos elétricos causados por mau contato nos conectores estão entre as principais causas de falhas na instalação de um sistema fotovoltaico.

Para garantir uma boa conexão elétrica é necessário seguir as recomendações de tamanho máximo do condutor desencapado que se encaixa no terminal e também do uso correto de ferramenta de crimpagem para terminação de condutor.

Torque em conexões

Se as recomendações presentes nos manuais dos fabricantes (inversores, disjuntores, entre outros), a utilização de ferramentas corretas e as normas técnicas em relação ao assunto não forem seguidas, problemas como a interrupção do funcionamento de uma usina de energia solar podem ocorrer.

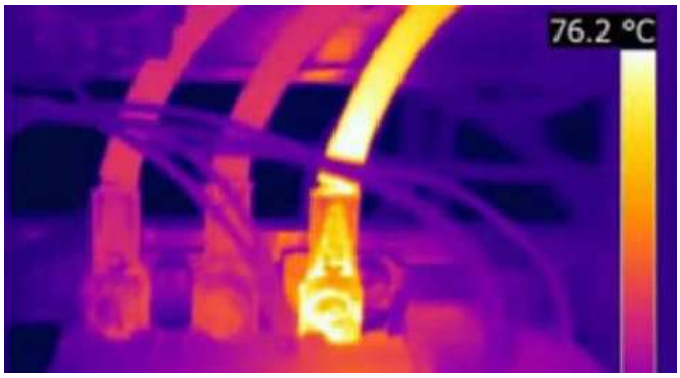


Foto: Canal Solar

"Quando eu faço minhas palestras sempre pergunto quantos participantes utilizam um torquímetro para aferir as conexões elétricas, poucos mencionam ter o equipamento (...) Infelizmente, falhas humanas acontecem e para isso temos que utilizar as ferramentas adequadas".

Foto: Canal Solar

Pisadas em módulos fotovoltaicos

Painéis solares são projetados para suportar intempéries, como chuva, granizo, neve e vento, mas não foram desenvolvidos para suportar o peso de pessoas. "Se uma célula trincar, não haverá passagem de corrente elétrica por essa descontinuidade, causando impactos na geração do módulo fotovoltaico e na expectativa que o investidor tinha com relação à eficiência do projeto. Além disso, pode provocar pontos quentes nestas células, degradando-as de forma acelerada e podendo até levar a incêndios".

Foto: Envato

Estruturas improvisadas

Sistemas fotovoltaicos devem ser projetados para estar de acordo com as especificações dos fabricantes e serem testadas em condições adversas de intempéries para garantir que não haverá problemas para o cliente.

Não se pode, por exemplo, usar estruturas de fixação, como peças ou parafusos, que não foram projetadas para tal função. "Numa primeira situação de uma rajada de vento mais forte, provavelmente essa estrutura poderá se soltar."

GENYX®
CHINT POWER
1 LUGAR EM INVERSORES TRIFÁSICOS NOS EUA
NA MEDIDA PARA O GERADOR

SOLAR DO SEU CLIENTE
MONOFÁSICOS | BIFÁSICOS | TRIFÁSICOS
IMPORTADORES/DISTRIBUIDORES
NÍVEL 4.0
CERTIFICAÇÃO ABSOLAR
Qualidade, suporte técnico, preços competitivos e **garantia de 10 anos** para você ter tranquilidade na hora de construir o seu projeto.
PRONTA ENTREGA
GENYX.COM.BR/**PLATAFORMA**

“Correções” da orientação e inclinação

No hemisfério sul, onde o Brasil está localizado, os módulos fotovoltaicos têm melhor geração quando instalados com orientação para o Norte e com um ângulo de inclinação igual à latitude do local em que se encontram.

O problema aqui é que poucos telhados apresentam essa configuração, e na tentativa de “corrigir” esses dois farores, muitos integradores fazem um reposicionamento dos módulos de maneira equivocada, provocando problemas do ponto de vista mecânico e uma influência estética negativa na construção, como na imagem abaixo:

Foto enviada para a reportagem do Canal Solar

Nestes casos, manter os módulos nas mesmas orientação e inclinação do telhado, em geral, é a melhor opção de projeto. Para compensar a falta de inclinação ou o azimute não ideal, pode-se considerar a possibilidade de acrescentar mais módulos fotovoltaicos para atingir a produção esperada de energia.

Colapso em coberturas

Apesar de não ser algo tão comum, problemas relacionados a coberturas, sobretudo metálicas, que não suportaram a carga adicional dos módulos fotovoltaicos ainda acontecem no país.

Esses erros costumam acontecer com mais frequência em estabelecimentos comerciais que não possuem paredes e pilares de sustentação mais bem distribuídos, como uma residência, por exemplo.

“Isso ocorre devido ao fato de que esse tipo de estrutura é muitas vezes projetada para suportar o peso próprio e as cargas de vento, mas não para suportar cargas adicionais.”

Nestes empreendimentos, o ideal é que um profissional competente (engenheiro civil, por exemplo) avalie e indique se a estrutura consegue suportar o peso extra do sistema que será instalado no local. É importante que esse profissional faça a apresentação do laudo técnico e da ART (Anotação de Responsabilidade Técnica).

Instalações com sombras

A instalação de módulos fotovoltaicos em áreas com sombras nem sempre é evitável, mas é preciso otimizar a alocação dos módulos fotovoltaicos de modo que fiquem na sombra apenas em momentos de pouca geração, que seria no início ou no final do dia.

Na imagem abaixo é possível ver um sistema de energia solar montado em uma área sem nenhuma radiação solar por volta das 11h00. Ou seja, neste projeto, no horário de maior pico de radiação solar, não havia geração, pois os módulos fotovoltaicos estavam totalmente sombreados.

No entanto, não apenas as sombras totais acabam sendo um problema, já que existem casos de projetos insta-

lados em locais que apresentam sombras pontuais ao longo do dia.

Isso também é um problema já que este tipo de sombra muitas vezes não

Foto: Canal Solar

permite o acionamento dos diodos de bypass, ocasionando hotspots nas células. Com isso, a temperatura fará com que as células se degradem de forma mais acelerada, podendo gerar incêndio em casos extremos.

"É um problema bastante frequente que a gente acaba vendo, principalmente em projetos de solo, que a vegetação alta, acima do plano dos módulos acaba gerando esse tipo de sombra. Um trabalho de operação e manutenção bem feito poderia evitar".

Paralelamento de strings

Quando se deseja paralelizar strings de módulos fotovoltaicos é preciso analisar e garantir que se tenha a mesma tensão de circuito aberto entre essas strings, caso contrário podem ocorrer incêndios em instalações.

De acordo com Kikumoto, para evitar estes problemas é preciso trabalhar com strings que contenham módulos fotovoltaicos de mesmo modelo, mesmo fabricante e mesma quantidade.

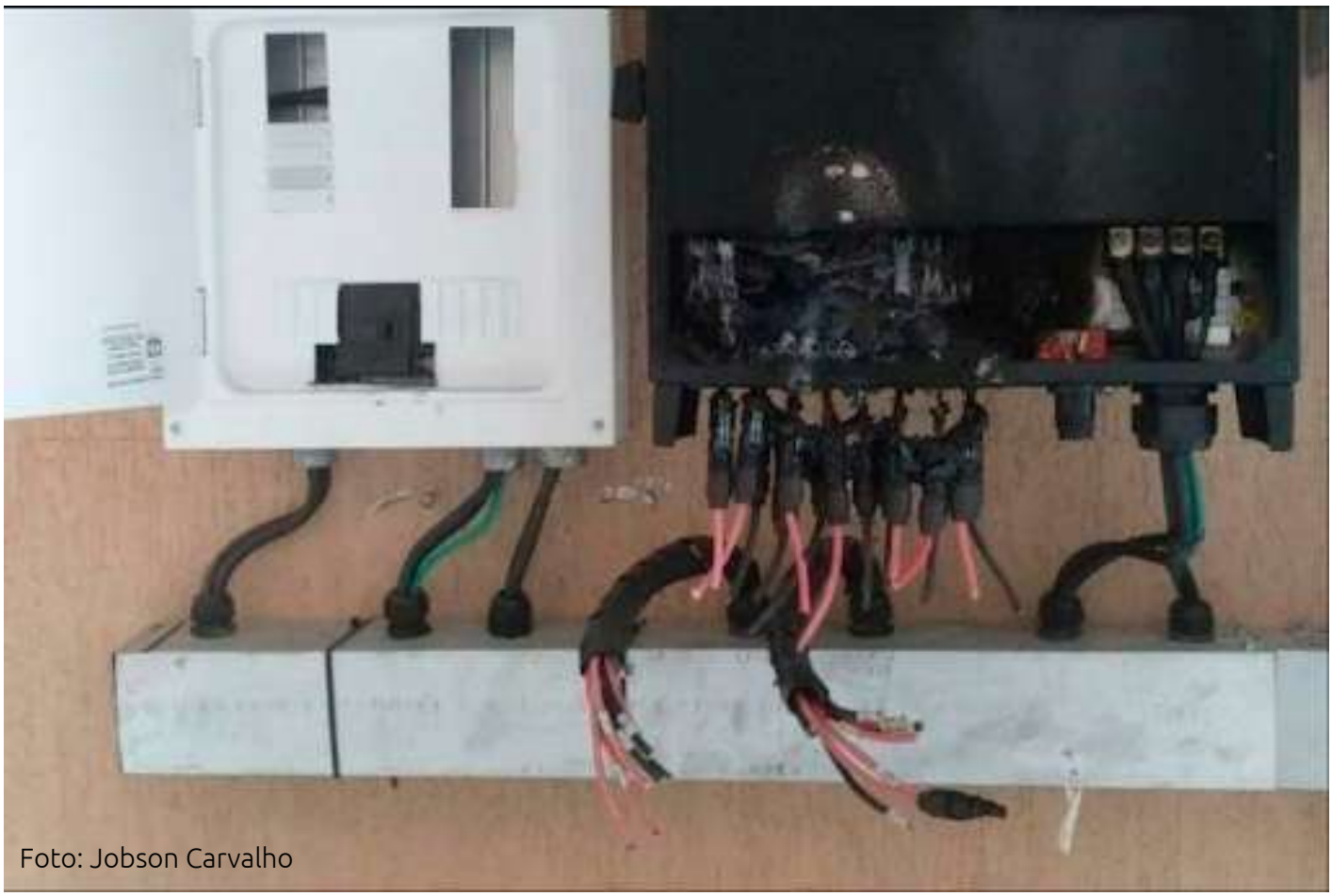


Foto: Jobson Carvalho

GOODWE

Linha HT

225/250 kW

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

Maior rendimento

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

O&M inteligente

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

Excelente segurança e confiabilidade

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

br.goodwe.com

GOODWE PLUS+

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

Central WhatsApp

https://br.linkedin.com/company/goodwesolarengine https://www.instagram.com/goodwebr https://znap.link/goodwebr

Foto: Canal Solar

Congresso do Canal Solar debate impacto da Lei 14.300 e tendências do mercado FV

Mateus Badra
Jornalista do Canal Solar

O Canal Conecta, primeiro Congresso do **Canal Solar**, foi realizado nos dias 28 e 29 de novembro no Centro de Convenções da UNICAMP (Universidade Estadual de Campinas).

O evento, que também teve transmissão ao vivo em plataforma digital, contou com a presença de profissionais renomados do setor solar, que debateram temas como a Lei 14.300/2022 e o mercado de armazenamento de energia em baterias.

Além disso, foram apresentados painéis de discussão e palestras sobre o mercado de hidrogênio verde no Brasil e no mundo, aplicações das usinas fotovoltaicas flutuantes e O&M (operação e manutenção) de usinas solares, entre outros assuntos.

De acordo com integradoras e executivos de empresas ligadas ao setor, os conteúdos apresentados foram o grande diferencial do congresso.

"O nível técnico foi excelente, com ótimos palestrantes e perguntas. É desse tipo de educação que gostamos de ver sendo transmitido em eventos desse patamar", disse Fernando Castro, Country Manager da JA Solar no Brasil.

De acordo com integradoras e executivos de empresas ligadas ao setor, os conteúdos apresentados foram o grande diferencial do congresso.

Para Matheus Elias Gil, que também atua na JA Solar como sales manager da companhia, os dois dias de palestras foram importantes para ajudar a explorar mais a fundo a questão da capacitação dos integradores.

"Normalmente, o que a gente vê por aí no mercado são eventos que acrescentam pouco ou quase nada em

questões técnicas. Foi um evento muito bom e diferente do que estamos acostumados a ver", disse ele.

Rene Santos, coordenador de vendas da Aldo Solar, por sua vez, disse que o evento foi um verdadeiro sucesso. "A possibilidade de reunir pessoas e empresas que têm um mesmo objetivo faz o mercado de energia solar crescer com sustentabilidade e respeito", comentou.

Já João Ferrer, sales head de GD na Longi no Brasil, fez questão de dizer que estava ansioso para acompanhar o evento. "Estávamos com grandes expectativas para ouvir tudo que está acontecendo com relação a atualização das novas leis para o setor e as perspectivas para 2023", afirmou.

Entre os integrantes, segundo eles, o evento entregou tudo aquilo que eles almejavam em termos de conhecimento técnico e capacitação profissional.

Morador de Vinhedo (SP), Alei Costa, por exemplo, disse que as palestras foram proveitosas, principalmente a que abordou questões jurídicas sobre a Lei 14.300. "Está sendo para mim um evento muito importante em termos de informações adquiridas e uma grande oportunidade de fazer networking com outras empresas", afirmou.

Confira abaixo o que aconteceu nos dois dias do Canal Conecta

Lei 14.300

No primeiro dia, na parte da manhã, o advogado Pedro Dante, especialista em energia e infraestrutura do **Lefosse Advogados**, explicou quais mudanças começam a valer a partir de janeiro de 2023 com a Lei 14.300 e trouxe exemplos de como os integradores podem se preparar para realizar seus negócios e aproveitar as oportunidades do setor.

"O Marco Legal da GD veio para ficar e nós estamos num momento de consolidação de projetos. Então, na minha apresentação, foquei muito na GD remota. As regras já deveriam estar mais claras, mas o impulsionamento da energia para o mercado cativo faz com que a gente fique bem animado", comentou.

Em sua apresentação, Dante também falou sobre um termo que vem sendo muito usado por profissionais do setor, o chamado "Netflix de energia solar" - que nada mais é do que o uso da fonte por assinatura (como um serviço de streaming).

A alternativa serve a quem não tem dinheiro ou espaço para instalar as próprias placas solares em casa. Funciona assim: o consumidor se beneficia da energia solar gerada em outro lugar.

"Procurei fazer uma visão mais de futuro dos projetos de energia. É o que a gente sempre fala: a Netflix do setor de energia vem com a geração distribuída", disse ele.

Dante disse ainda que várias dúvidas importantes do público respondidas durante sua apresentação, como: consigo me conectar no regime mais benéfico? Se eu eventualmente mudar a unidade consumidora, perco esse benefício?

Além disso, falamos sobre desmembramentos de usinas, discussões jurídicas com distribuidoras, entre outros temas. "O legal foi perceber que o

pessoal está muito antenado nos principais debates e já estão estruturando projetos", comentou.

Ainda sobre a 14.300, foi realizado

em seguida um painel de discussão sobre os impactos que a legislação trará para a rotina dos profissionais do mercado solar fotovoltaico.

O painel teve a moderação de Bernardo Marangon, sócio administrador na **Exata Energia**, e contou com as participações de Natália Maestá, CEO da **Fonte Solar**; Marcelo Abuhamad, diretor Comercial do **Grupo Bonö**; e Roberto Caurim, CEO da **Bluesun.**

"Coube a nós levarmos o assunto para um lado um pouco mais comercial e técnico para que o pessoal pudesse entender um pouco mais sobre as outras implicações da lei que não somente a parte jurídica", disse Caurim.

"Infelizmente, nenhuma legislação no Brasil é como a gente quer. Ela podia ser melhor, mas sem ela o cenário seria muito pior. A qualquer momento poderia acabar a GD por uma canetada e hoje não. Podemos até ir à Justiça contra uma distribuidora com muito mais propriedade, justamente porque temos uma lei que nos ampara", finalizou o CEO da Bluesun.

Estratégias de negócios

Durante o evento, a Maestá deu ênfase ao leque de oportunidades que essa nova lei trará ao setor de armazenamento de energia, desde sistemas híbridos, off-grid e para energy time-shift e peak shaving, por exemplo.

"Vemos que a tendência do armazenamento é crescer ano após ano, principalmente agora com a tecnologia da bateria de lítio, que normalmente recebem garantia de 10 anos e têm durabilidade de até 30 anos", relatou.

Já Abuhamad trouxe aos participan-

tes algumas estratégias aplicadas pelo Grupo Bonö no setor solar. A ideia foi mostrar e elucidar melhor as movimentações do mercado a que as empresas terão que atentar a partir do próximo ano.

"Com a aplicação das novas regras, o mercado vai ficar um pouco mais afunilado. Então, vamos ter uma barreira de entrada um pouco maior no segmento e uma necessidade de explanação técnica maior por parte do consultor comercial que vai atender os clientes para a venda de novos projetos", destacou.

De acordo com ele, as companhias vão ter que segmentar melhor a sua carteira de clientes para poder fornecer uma boa experiência e permitir a

GROWATT

Solução FV pronta para baterias e preparada para o futuro

- Relação CC/CA até 2,0
- Flexível para expandir com baterias modulares
- Segurança aprimorada com química LFP
- Garantia de todo o sistema

Sistema de Baterias ARK XH MIN 2500-6000TL-XH

Growatt New Energy

SHENZHEN GROWATT NEW ENERGY CO., LTD.
www.ginverter.pt | info@ginverter.com
Centro de Suporte - São Paulo e Maringá
+55 (44) 3122-3636 +55 (44) 3123-3650 br.service@growatt.com

construção de um relacionamento muito mais sólido.

Usinas flutuantes

No período da tarde, no primeiro dia do evento, José Bione, gerente de P&D na **Chesf** (Companhia Hidrelétrica do São Francisco), falou sobre os principais aspectos de uma usina solar flutuante relacionados às etapas de implementação da tecnologia.

O profissional falou também sobre as vantagens, perspectivas e potencial de crescimento da fonte no Brasil, assim como estudos aplicados pela Chesf na usina solar flutuante de Sobradinho (BA).

Na visão de Bione, com o processo de transição energética pelo qual o país vem passando, é preciso otimizar ainda mais as fontes. "Hoje temos limitações nos níveis ambiental, tecnológico e social. Conseguir fazer com que uma planta hidrelétrica isolada integre outras fontes dentro dela faz o ESG realmente acontecer".

Mudanças climáticas

Vitor Hassan, head de energia do Grupo **Climatempo**, também esteve presente no encontro e discorreu sobre como as mudanças climáticas estão impactando o setor elétrico, e de forma especial, os projetos de energia fotovoltaica e o que podemos esperar a longo prazo no cenário de projeções. "O mundo está vivendo atualmente uma das maiores e mais rápidas transições energéticas, e o foco está nas renováveis. Então, foi abordado como se tornar eficiente frente às mudanças climáticas, frente ao aumento de temperatura e metas extremamente agressivas para redução de emissão de gases de efeito estufa, tornando o clima um grande aliado", disse.

Vendas

Encerrando o primeiro dia, o Canal Conecta promoveu um painel destacando como alavancar vendas no setor fotovoltaico.

O encontro teve como convidados: Gustavo Tegon, diretor de negócios da **Esfera Solar**; Fábio Furtado, CEO da **SolarZ**; Neto Tosato, fundador da **Projesol**; Raphael Brito, proprietário e fundador da **SolarPrime**, e teve moderação de Rodrigo Matias, diretor comercial da **Ecori.**

Ao longo da discussão, os executivos discutiram temas sobre a importância da realização de um bom pós-venda junto ao cliente e como fazer isso da forma correta.

"Existe uma real necessidade de aprendizado em um mercado onde

amaranzero

ENERGY TRANSITION KEY PARTNER

Além de produtos e serviços

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

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

amaranzero.com.br sac@amaranzero.com app.amaranzero.com.br +55 71 3273-7882

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

as empresas estão se desenvolvendo, crescendo e deixando buracos na sua base", disse Tosato.

Os palestrantes também chamaram atenção dos presentes para a importância da capacitação, do treinamento e do oferecimento de cursos técnicos práticos para suas equipes.

"Como é que você cobra resultado de alguém, se você não ensinou esse alguém a vender aquilo que você almeja como resultado financeiro dentro da sua empresa? Como você explora o mercado se o seu departamento comercial sequer sabe o que é energia solar? São coisas que parecem absurdas, mas que, infelizmente, ainda são comuns", ressaltou Tegon.

Já Matias, chamou a atenção dos presentes para a importância do setor comercial no atual cenário em que se encontra o mercado de energia solar.

"Estamos vivendo um momento muito particular e de várias definições. A única certeza que temos é que o papel comercial é fundamental para a GD continuar prosperando e crescendo com qualidade", afirmou.

Armazenamento de energia

O segundo dia do Canal Conecta teve início com uma palestra sobre armazenamento de energia em grande escala.

A apresentação foi conduzida por Rogério Costa, gerente de vendas da You.On, que mostrou para o público mais detalhes sobre o mercado de energia e o que esperar para 2023 em termos de leilões de capacidade e melhoria do incremento da tecnologia junto aos sistemas isolados.

Além disso, o palestrante apresentou dados sobre o Isa Ceteep - o primeiro projeto de armazenamento de energia em baterias em larga escala no sistema de transmissão do Brasil. No caso, foi mostrado quanto a novidade economizou com o projeto em relação ao valor investido em expansão de rede.

"Hoje é aquela história: temos as fontes renováveis e, consequentemente, a energia, mas não temos a potência disponível. Ou seja, com o armazenamento, a gente busca que as fontes renováveis também nos tragam a potência necessária para ser usada no nosso dia a dia", explicou Costa.

O&M

Leandro Figueiredo, gerente de Operações e Manutenção na **Siemens**

Energy, deu continuidade ao evento com um debate sobre o serviço de O&M (Operação e Manutenção) de usinas fotovoltaicas, que, em sua visão, é indispensável para qualquer cliente.

O executivo também falou sobre a taxa de perdas por sujeira acumulada em painéis solares e comentou em quais momentos é recomendado mandar equipes de limpeza para o campo, além das falhas mais comuns de serem observadas neste tipo de operação.

"É essencial que as manutenções sejam realizadas, que tenha uma operação de qualidade para garantir indicadores de performance do projeto e para que se consiga fazer uma entrega de energia mensalmente, garantindo assim a margem de lucro do proprietário", ressaltou.

Após a palestra de Figueiredo, foi

realizado um painel de discussão com a presença de Paulo Edmundo Freire, professor do Curso de Aterramento de Usinas Solares do **Canal Solar** e sócio diretor da **Paiol Engenharia**, Victor Soares, engenheiro da **JA Solar**, e Mauro Sirtoli, gerente de Energias Renováveis na **Weidmueller.**

"A questão do aterramento e da proteção contra raios se vê com importância crescente neste cenário de aquecimento global. O aterramento é a referência de terra para todo sistema que está sendo implantado. Tanto o funcionamento das placas, inversores, todos têm que ter uma referência para terra, e o aterramento dá essa referência", pontuou Paulo Freire.

Opex e boas práticas

Outro ponto enfatizado no congresso foi a questão de que nas usinas fotovoltaicas não se deve olhar somente para o CAPEX, mas também para o OPEX – que é o que influencia a rentabilidade a longo prazo.

"A gente tentou mensurar isso e mostrar como se pode viabilizar e dar a devida importância para a O&M na hora de fazer o fechamento de uma obra", enfatizou Sirtoli.

Já Soares focou na correta utilização dos módulos fotovoltaicos e na importância de se fazer um bom projeto de aterramento.

"Falar da compatibilidade dos equipamentos também é fundamental. Todos precisam estar falando a mesma 'língua', de certa maneira".

"Boas práticas são essenciais para diferentes projetos, seja de GD (geração distribuída) ou de utility-scale. Essas dicas são muito importantes para levar em consideração para qualquer tipo de projeto, desde o desenvolvimento até a implantação", concluiu o engenheiro da JA Solar.

Hidrogênio verde

O palco do Canal Conecta recebeu, na tarde do segundo dia do evento, uma apresentação do professor doutor Ennio Peres da Silva, líder do **Laboratório de Hidrogênio da UNICAMP** (Universidade Estadual de Campinas), sobre o andamento de projetos de H2V (hidrogênio verde) no Brasil e no mundo.

Além de explicar a diferença entre o hidrogênio verde e as demais categorias de hidrogênio, Peres destacou que diversos países da Europa, Estados Unidos e Japão já sinalizam para o mundo que demandarão hidrogênio verde e que estão dispostos a pagar um preço mais alto por isso.

"Hoje, o que vemos é uma corrida de muitos países pelo hidrogênio verde para uso próprio e, principalmente, para exportação como um novo negócio, transformando-o em uma commodity internacional", apontou Ennio.

Eduardo Tobias, sócio-diretor da **Watt Capital**, também participou do evento e discorreu sobre o H2V com foco em modelos de negócio, viabilidade econômica, projetos em desenvolvimento no Brasil e o papel da fonte fotovoltaica nesse novo mercado emergente.

No que se refere à viabilidade econômica, ele enumerou, por exemplo, os principais fatores que determinam o LCOH (custo nivelado do hidrogênio), como: custo da eletricidade (com encargos e tributos); fator de carga do eletrolisador; custo do eletrolisador (CAPEX, vida útil, eficiência); e WACC – custo ponderado de capital.

O executivo ainda enfatizou que o Brasil está no momento ideal para a fonte solar se posicionar como parte da solução para se produzir hidrogênio de baixo carbono e a custo competitivo no Brasil. "Temos recursos eólico e solar muito bons no Brasil. Poucos países possuem dois bons recursos e que podem se complementar na modulação horária".

"Acho que isso nos dá, pensando em projetos híbridos, como fotovoltaico com energia eólica e fotovoltaico com hídrica, um potencial de ser bastante competitivos. Temos também, por sermos um país muito grande, particulari-

dades regionais como biomassa competitiva e com volume. Portanto, o potencial é tremendo para nosso país numa visão de médio e longo prazo", concluiu.

Custo das baterias

Um dos últimos palestrantes do evento foi Glaysson de Mello, pesquisador da **EPE** (Empresa de Pesquisa Energética). Ele comentou a respeito do que ocorreu nos últimos anos em capacidade e custo, com relação às baterias, bem como a tendência para os próximos anos, voltando sempre estudos para médio e longo prazos, e sobre aplicações, analisando sua viabilidade econômica em determinadas áreas.

Além disso, Mello tratou especificamente sobre a visão da parte de custo. "Hoje, o preço ainda é muito alto e a tendência é de queda. Mas qual vai ser a queda? E tendo essa queda, o que podemos esperar para desenvolver mais o mercado de baterias?"

"Para decolar o mercado de baterias, acredito que falta avançar na parte regulatória em alguns pontos e também na parte de impostos, pois a incidência de impostos nas baterias importadas é muito alta", relatou.

Inversores híbridos

O evento foi encerrado com a realização de um painel de discussão sobre inversores híbridos, que teve a moderação de Bruno Kikumoto, diretor do **Canal Solar,** e a participação do professor doutor Marcelo Gradella Villalva, diretor do LESF (Laboratório de Energia e Sistemas Fotovoltaicos da Unicamp); de Alexandre Borin, diretor comercial na Canadian Solar; e de Guilherme Peterlini, vice-gerente de serviços da Growatt.

Durante o painel foram apresentadas as principais soluções do mercado de energia solar e de armazenamento e os desafios que os integradores enfrentarão daqui para frente.

O painel contou com espaço para perguntas e respostas do público. Uma delas, por exemplo, questionou os profissionais se o payback é o principal atrativo na venda dos projetos com baterias para sistemas residenciais.

"No sistema residencial, eu vejo que é muito mais backup de energia do que propriamente o payback - que, claro, é muito importante", disse Borin, se referindo a importância dos clientes obterem conforto a partir da estabilidade da rede.

Peterlini ainda relacionou as inovações do Marco Legal e o seu impacto no mercado. "A gente sabe que com a Lei 14.300 novas possibilidades de mercado no Brasil vão surgir e que os sistemas de armazenamento de autoconsumo e autoprodução serão uma das engrenagens desse novo cenário que se desenha pela frente", disse.

JA SOLAR

DEEP BLUE

P-Type

N-Type

Para mais informações

Melhor Performance
comprovada por testes internacionais

Solidez Financeira
AAA pela PV Tech
Tier 1 pela Bloomberg

2022 HIGH ACHIEVER

TOP PERFORMER 2022 PVEL PV MODULE RELIABILITY SCORECARD

UL

Série de vídeos
no Youtube

JA Solar Brasil

jasolarbrasil

www.jasolar.com

Impostos representam mais de 30% no preço dos carros elétricos

Rubens Morelli
Jornalista do Canal VE

Ao encomendar um carro elétrico zero quilômetro em uma concessionária brasileira, o motorista pode ter dificuldades para entender a conta que faz o veículo ter um preço tão elevado. É que, normalmente, o valor informado não discrimina logo de cara todos os impostos e suas alíquotas que incidem sobre os preços. Também, pudera. São tantos tributos que fica até difícil de entender.

As siglas estão aí: IPI, PIS/Pasep, Cofins, ICMS, IPVA… E ainda tem o imposto de importação, para os veículos fabricados no exterior (no caso dos carros 100% elétricos disponíveis no Brasil, são todos importados). Além dessas, que incidem sobre o produto, ainda há taxas setoriais e encargos pagos em serviços, durante a fabricação.

Somando todos os impostos, diretos e indiretos, dá pra dizer que o valor das taxas que incidem sobre os preços dos carros no Brasil, seja a combustão ou eletrificados, pode representar mais de 30% do que o consumidor paga pelo veículo, mas a conta pode variar bastante para mais que isso, especialmente dos veículos 100% elétricos, que hoje são todos importados. Como comparação, nos Estados Unidos os impostos representam uma média de 6% no preço dos carros.

No Brasil, tributos federais e estaduais afetam os preços dos automóveis e as alíquotas podem variar caso a caso

"Dado o manicômio tributário brasileiro, fica difícil calcular a carga de impostos sobre qualquer tipo de veículo, e no caso dos eletrificados é ainda

mais complexo", afirma Glauco Lucena, gerente de imprensa da Anfavea, Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores.

Os principais impostos diretos são PIS/Pasep e Cofins, ICMS (estadual) e IPI. No entanto, a base de cálculo de cada um é diferente.

PIS/Pasep e Cofins são calculados considerando o preço líquido (custo de produção, lucro do fabricante e os encargos em serviços e taxas setoriais), enquanto o ICMS pode ser cobrado sobre o preço líquido e o preço final.

Depois disso, ainda vem o IPI, que tem alíquotas bastante variáveis. O Imposto de Importação também entra na conta para os carros produzidos no exterior, como são os elétricos. Pensa que acabou? Nada disso. O carro novo precisa de emplacamento, e o IPVA vem para arrematar.

Vale destacar que os impostos valem para todos os automóveis, sejam a combustão ou eletrificados. Mas como cada veículo tem uma característica diferente, as contas se tornam complexas.

Entendendo os impostos

No Brasil, a tarefa de calcular os impostos que incidem sobre os veículos é praticamente impossível, já que as montadoras não apresentam os valores de custo dos carros e a margem de lucro tanto das fabricantes como das revendedoras.

A estimativa de especialistas no setor é que a margem das fabricantes no Brasil fique em torno de 10% do custo (como comparação, a margem de lucro das montadoras nos EUA, por exemplo, gira em torno de 3%, pois lá há uma política de lucro pelo volume de vendas).

Como os impostos agem sobre o preço líquido e também sobre o preço final, a conta varia de veículo para veículo.

Vale destacar que os componentes do carro (bancos, pneus, vidros, etc.) também têm impostos embutidos, o que interfere no preço líquido.

O índice do PIS/Pasep (Programa de Integração Social e Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público) é de 2%, enquanto o do Cofins (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) é de 9,6%.

As alíquotas são aplicadas sobre o preço líquido do veículo. As duas contribuições são federais e devem ser pagas por pessoas jurídicas fabricantes e importadoras desses bens (tributação concentrada), enquanto pessoas jurídicas atacadistas e varejistas desses bens são isentas, segundo a Receita Federal.

O ICMS (Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias) varia de estado para estado, de 12% a 18%, conforme o modelo.

Em São Paulo, o ICMS é de 14,5%. O IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados) é outro tributo federal que incide sobre o preço do veículo, já somado aos impostos anteriores.

O índice varia de acordo com a massa em ordem de marcha (peso do carro em movimento) e a eficiência energética do mesmo. No caso dos elétricos, pode variar de 5,27% a 13,03%.

De acordo com a Receita Federal, "quanto ao IPI incidente na produção ou importação de automóveis elétri-

cos (TIPI 8703.80.00), embora inicialmente sejam tributados a 18,81%, são beneficiados por reduções de alíquotas relacionadas com critérios de eficiência energética (não incluídos os veículos que utilizem diesel, mesmo que híbridos), nos termos da NC (87-6) da TIPI/2022 (Dec. 10.979/21, TIPI/2022 em vigor a partir de 1º/04/2022)".

A tabela do IPI, que inclui carros a combustão (códigos TIPI 8703.40.00 e 8703.60.00) ajuda a esclarecer:

CÓDIGO DA TIPI	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (EE) (MJ/km)	MASSA EM ORDEM DE MARCHA (MOM) (kg)	ALÍQUOTA (%)
8703.40.00 e 8703.60.00 (carros a combustão)	EE menor ou igual a 1,10	Menor ou igual a 1400	6,77
		Maior que 1400 e menor ou igual a 1700	7,53
		Maior que 1700	8,28
	EE maior que 1,10 e menor ou igual a 1,68	Menor ou igual a 1400	9,03
		Maior que 1400 e menor ou igual a 1700	9,78
		Maior que 1700	11,29
	EE maior que 1,68	Menor ou igual a 1400	12,79
		Maior que 1400 e menor ou igual a 1700	14,3
		Maior que 1700	15,05
9703.80.00 (carros elétricos)	EE menor ou igual a 0,66	Menor ou igual a 1400	5,27
		Maior que 1400 e menor ou igual a 1700	6,02
		Maior que 1700	6,77
	EE maior que 0,66 e menor ou igual a 1,35	Menor ou igual a 1400	7,53
		Maior que 1400 e menor ou igual a 1700	9,03
		Maior que 1700	10,54
	EE maior que 1,35	Menor ou igual a 1400	10,54
		Maior que 1400 e menor ou igual a 1700	12,04
		Maior que 1700	13,55

Fonte: Receita Federal

CONHEÇA OS INVERSORES TRIFÁSICOS PHB

Família de inversores PHB, com certificação Inmetro e 7 anos de garantia completa em toda a linha ON-GRID.

Inversores Trifásicos	F-DT			T-DT		MT / S-MT		MT			HT		
Potência (kW)	9,0	12	15	13	21	15 | 20 35	27 | 36 60	50	75	85	73	125	250
Saída (Vca)	220 V		380 V	380 V		220 V	380 V	220 V	380 V		220 V	380 V	800 V

SEJA NOSSO PARCEIRO, REALIZE O CADASTRO EM NOSSA PLATAFORMA

www.plataformaphbsolar.com.br

@PHBSOLAR YOUTUBE.COM/PHBSOLARBR

phb® Solar

Para veículos a combustão movidos a etanol ou equipados com motores que utilizam alternativa ou simultaneamente gasolina e etanol, há um desconto de dois pontos percentuais.

Veja, a seguir, exemplos de carros a combustão e elétricos e as respectivas alíquotas de IPI conforme a eficiência energética (de acordo com o PBE Veicular 2022, Programa Brasileiro de Etiquetagem para veículos automotivos, do Inmetro) e Massa em Ordem de Marcha (MOM):

Tabela IPI para veículos

CARROS	PREÇO	PROPULSÃO	EE (MJ/KM)	MOM (kg)	ALÍQUOTA
Kwid Zen 1.0	R$ 62.990	flex	1,36	818	9,03%*
Kwid E-Tech	R$ 146.990	elétrico	0,44	977	5,27%
BMW X3 M40i	R$ 580.950	gasolina	2,62	1.810	15,05%
BMW iX3 M Sport	R$ 475.950	elétrico	0,57	2.185	6,77%
Fiat Scudo Cargo	R$ 187.490	diesel	2,17	1.725	15,05%
Fiat e-Scudo Cargo	R$ 329.990	elétrico	0,7	2.053	10,54%

*Com desconto de dois pontos percentuais aplicado a veículos com motor a etanol ou com motor que utilize alternativa ou simultaneamente gasolina e etanol, a alíquota fica em 7,03%

*Preços apresentados são referentes a outubro de 2022. Fontes: Receita Federal, Inmetro e montadoras.

Já a alíquota do Imposto de Importação para a NCM 87.03.80.00 (outros veículos, equipados unicamente com motor elétrico) é de 35%, de acordo com a Receita Federal. Como os veículos 100% elétricos disponíveis no Brasil são todos importados, os preços para os consumidores sofrem esse impacto.

Por fim, para tirar o carro da revendedora e circular pelas ruas, o motorista precisa pagar o IPVA (Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores), que também varia de acordo com o estado. Em São Paulo, por exemplo, a alíquota do IPVA é de 4% para carros de passeio.

Como saber quais impostos estou pagando?

A Lei do Imposto na Nota (Lei nº 12.741/12, de 8 de dezembro de

2012) foi criada com o intuito de informar ao cidadão o quanto representa a parcela dos tributos que paga a cada compra realizada.

Assim, todo estabelecimento que efetuar vendas diretamente ao consumidor final é obrigado a incluir nos documentos fiscais ou equivalentes os impostos pagos, valores aproximados e percentuais.

A lei obriga, inclusive, que todos os fornecedores constantes das diversas cadeias produtivas forneçam aos consumidores, em meio magnético, os valores do Imposto sobre a Importação (II) e do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), individualizados por item comercializado.

As concessionárias de veículos brasileiras apresentam esses dados nas notas fiscais. Algumas chegam a expor nas lojas as tabelas com os percentuais de impostos embutidos nos preços aos consumidores.

Com base no que é divulgado por meio das notas fiscais, é possível afirmar que um automóvel no Brasil pode ter entre 31% e 79% de impostos embutidos no preço.

Comparação de preços

Embora os impostos sejam os mesmos, as alíquotas interferem nos preços dos carros de maneiras diferentes, já que os preços líquidos dos carros são diferentes.

Assim, fica impossível fazer a comparação, mesmo que seja entre dois carros da mesma marca. Um exemplo é o Renault Kwid, que possui o modelo a combustão vendido a R$ 62.990, e o elétrico a R$ 146.990 (preços referentes a dezembro de 2022, em São Paulo).

Desembarque de veículos Renault Kwid E-Tech no porto de Santos. Foto: Renault

Enquanto o modelo a combustão é fabricado no Brasil, o elétrico é importado. Além disso, segundo a empresa, as tecnologias empregadas nos dois veículos são diferentes, para perfis de públicos diferentes. Logo, os preços líquidos pré-determinados pela montadora — e as margens de lucro — obedecem critérios próprios.

Assim, após a aplicação de todos os impostos (sem considerar a variação dos impostos estaduais), os preços finais aos consumidores não podem ser comparados entre si, de acordo com a montadora.

Plano nacional de eletromobilidade

Entidades e especialistas da área defendem uma política nacional de eletromobilidade, para fomentar a transição energética no país, o que incluiria uma reforma tributária no setor.

A Associação Brasileira do Veículo Elétrico (ABVE) e o Instituto de Engenharia (IE) lançaram, em agosto de 2022, a Carta da Eletromobilidade,

construída em conjunto após série de reuniões e debates realizados pelas organizações.

O documento defende diretrizes necessárias para um novo ciclo de desenvolvimento econômico e social do país.

Segundo a carta, a eletromobilidade "é a grande fronteira tecnológica da indústria global do século 21". Além disso, o documento reforça que o Brasil não pode se desconectar dessa tendência.

"O Brasil necessita instituir, urgentemente, um marco regulatório da mobilidade que contemple planos nacionais de inserção da eletromobilidade em todos os modos de transporte, em níveis de governos federal, estaduais, metropolitanos e municipais, com vistas à racionalização, planejamento e economia da atividade para inserir os veículos elétricos numa estratégia de desenvolvimento do país. Esse plano deve incluir um conjunto de metas para assegurar a inevitável transição dos combustíveis fósseis para os renováveis no transporte, a exemplo de outros países", diz um trecho da carta.

No entanto, ainda há uma discussão sobre a urgência dessa pauta. Para Ricardo Bacellar, conselheiro consultivo da SAE Brasil e fundador da Bacellar Advisory Board Automotive & Mobility, ainda não existe uma necessidade imediata de uma política de estado que incentive a transição energética da mobilidade para a elétrica no Brasil.

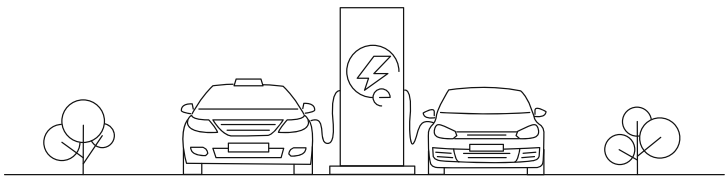
"Eu costumo usar uma expressão. A gente não pode encarar [a transição energética da mobilidade] como um interruptor de luz, que ou está ligado ou está desligado. Tem que encarar como um dimer, em que vai graduando a luz, porque é um processo gradual.

O que está acontecendo hoje é um processo dimerizado, com várias etapas", diz Bacellar, citando toda a cadeia produtiva existente na indústria

Ricardo Bacellar, conselheiro consultivo da SAE Brasil e fundador da Bacellar Advisory Board Automotive & Mobility. Foto: Canal VE

automobilística brasileira, hoje voltada aos veículos à combustão, e todos os empregos gerados pelo setor.

"Todos nós pagamos muitos impostos, não é uma questão apenas de automóveis. Mas, se restringirmos a discussão apenas a automóveis, a gente tem uma aplicação de política diferenciada de veículos elétricos porque a gente está num processo inicial. Quando a gente fala que o número de vendas de carros elétricos está crescendo exponencialmente, é em cima de uma base baixa. Em cima da frota inteira brasileira, a representatividade ainda é uma fração percentual, muito pequena. Um dia isso vai mudar, mas faz parte do processo evolutivo", completa Bacellar.



RENOVIGI ENERGIA SOLAR / 10 ANOS

RENOVIGI 10 ANOS

ENERGIZANDO UM MUNDO MELHOR COM VOCÊ!

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

Fundada em 2012 em Chapecó-SC, a **Renovigi** tornou-se uma das maiores fabricantes de sistemas fotovoltaicos no Brasil, com **mais de 90 mil geradores instalados** em todo território nacional. **São 10 anos distribuindo qualidade, confiabilidade, inovação e ajudando a tornar o mundo mais sustentável tendo o sol como inspiração.**

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

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

@renovigi

@renovigisolar

/renovigi

Visite nosso site **renovigi**.com.br

Seja um credenciado:

QUEM CONHECE, INDICA RENOVIGI

Orientações para a medição do albedo em sistemas fotovoltaicos

João Frederico Souza de Paula
Pesquisador do LESF – Laboratório de Energia e Sistemas Fotovoltaicos da Unicamp

Introdução

A radiação solar é composta por duas componentes: a direta e a difusa. A radiação direta é a que provém diretamente da direção do Sol e produz sombras nítidas sobre os objetos no solo.

A radiação difusa parte de todas as direções e chega à superfície depois de sofrer espalhamento pela atmosfera terrestre [1]. As nuvens alteram as propriedades da luz solar. Em um dia sem a presença de nuvens, no mínimo 20% da radiação que incide na superfície é difusa.

No caso de um dia totalmente nublado a radiação é totalmente difusa, não havendo a presença de radiação direta [1]. Abaixo da atmosfera ainda existem obstáculos que também ocasionam o espalhamento, a reflexão ou a absorção da radiação solar.

Ao chegar à superfície terrestre a radiação solar pode ser absorvida, difratada ou refletida, dependendo das características da superfície atingida – tipo de material e inclinação com relação à horizontal.

Nos estudos solarimétricos, a radiação refletida acaba se tornando uma terceira e importante componente da luz solar. Superfícies que refletem a luz solar possuem um coeficiente de reflexão denominado “albedo” [1].

O estudo desse coeficiente é extremamente importante para a avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos com módulos bifaciais.

A Figura 1 mostra as componentes direta, difusa e refletida da luz solar.

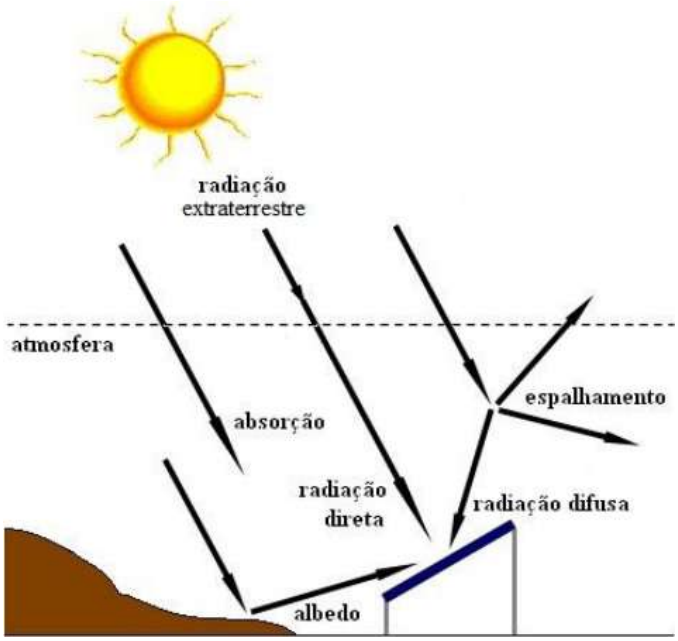


Figura 1: Componentes direta, difusa e refletida da radiação solar [1].

Devido ao aumento da utilização de sistemas fotovoltaicos com módulos bifaciais, o estudo sobre o albedo do solo e o efeito da luz refletida na parte traseira dos módulos está se tornando relevante.

A norma internacional IEC 61724-1:2021 [2], que trata do monitoramento do desempenho de usinas fotovoltaicas, contribui com informações sobre a medição do albedo ao ar livre (outdoor) e no local (in situ) de instalação do sistema fotovoltaico, orientando a obtenção de dados confiáveis para a medição do performance ratio e o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos que se aproveitam da luz refletida pelo solo.

O albedo é, por definição, o coeficiente de reflexão da superfície, que consiste na razão entre a irradiância da luz refletida e a irradiância da luz incidente, conforme mostrado na equação a seguir [3].

$$P = \frac{RHI}{GHI}$$

Sendo: **P**= albedo; **RHI** = Reflected Horizontal Irradiance (Irradiância Horizontal Refletida) e **GHI** = Global Horizontal Irradiance (Irradiância Horizontal Global)

O albedo é um coeficiente adimensional cujo valor é menor do que 1, pois o denominador é a irradiância da luz solar incidente (medida em watts por metro quadrado), enquanto o numerador é a irradiância da luz refletida, que depende das propriedades do solo ou da superfície [3]. A Tabela 1 mostra alguns valores de albedo já conhecidos na literatura [1].

Tabela 1: Valores conhecidos de albedo para alguns tipos de superfícies. Fonte: adaptado de [1]

Superfície	Albedo
Gramado	0,18 – 0,23
Grama Seca	0,28 – 0,32
Asfalto	0,17
Solo descampado	0,15
Concreto novo (sem ação de intempéries)	0,55
Concreto (em construção urbana)	0,2
Neve Fresca	0,8 – 0,9
Água, para diferentes valores de altura solar: α > 45º α = 30º α = 20º α = 10º	 0,05 0,08 0,12 0,22

Figura 2: Piranômetros posicionados para a medição de GHI (irradiância global horizontal) e RHI (irradiância horizontal refletida). Fonte: Kipp & Zonen

Medição de albedo horizontal

O arranjo da Figura 2 é conhecido como albedômetro, que é um instrumento que mede a radiação global e a refletida. O dispositivo é composto por dois piranômetros, ambos instalados de forma horizontal, sendo que um está com o sensor voltado para o chão para a medição da componente refletida da radiação solar [3].

Em estudos de campo aberto, o albedo solar depende da distribuição direcional da radiação incidente e das propriedades da superfície refletora ou do solo. Normalmente o cálculo do albedo é realizado pelo resultado da média diária de medição. O valor de albedo varia lentamente e sazonalmente, exceto pela presença de neve [1].

Para a correta medição do albedo é preciso construir uma estação solarimétrica sobre o mesmo tipo de solo a ser avaliado e com as mesmas condições climáticas em que o sistema fotovoltaico encontra-se. É importante que o solo sob a estação seja o mesmo que está sob a usina fotovoltaica.

Segundo [4], não existe uma padronização normativa sobre o método de medição do albedo nas instalações fotovoltaicas.

De acordo com a seção 8.2.3.3 da IEC 61724-1:2021, os sensores devem

Weidmüller Conexel

Soluções para Sistemas Fotovoltaico de Larga Escala

Agrupe e proteja os inversores de string fotovoltaicos de forma confiável e econômica

Combiner Boxes PV AC robustas e eficientes

- Customização projetadas sob demanda e configurações comuns em designs padrões
- Redução do custo de cabos para sua usina fotovoltaica
- Proteção contra corrente reversa
- Garantia de 5 anos
- Fábrica no Brasil

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

+55 11 4366-9610

vendas@weidmueller.com

ser posicionados em um local que reproduza da melhor forma possível as condições encontradas no terreno da usina fotovoltaica.

Os sensores devem ser instalados a uma altura mínima de 1 metro para permitir um campo de visão suficientemente amplo da irradiância refletida do solo. Além disso, os sensores devem ser instalados longe de objetos que possam causar sombra, incluindo vegetação e estruturas próximas, num ângulo de visão de ±80 graus.

Se houver uma variedade grande de tipos de solo ou cobertura vegetal na área da usina fotovoltaica, recomenda-se a instalação de um número maior de sensores para uma amostragem maior de dados. Os dados de irradiação (tanto GHI quanto RHI) são armazenados em um datalogger com o intervalo de registro, normalmente, a cada minuto, cinco minutos ou 15 minutos, dependendo do que foi padronizado no sistema de monitoramento, contanto que esteja em sincronia com os intervalos de registro para outros dados solarimétricos [2].

Conclusão

A medição de albedo é um desafio, principalmente quando se trata de solos não uniformes ao longo de um mesmo terreno, dificultando a previsibilidade de geração de um sistema fotovoltaico com módulos bifaciais.

O conhecimento do albedo do terreno é importante para a alimentação de modelos matemáticos e para a previsão da geração de energia das usinas fotovoltaicas bifaciais. Entretanto, o conhecimento do albedo do solo não é suficiente para avaliar o desempenho das usinas, o que requer ainda a mensuração da irradiação captada nas superfícies frontal e traseira dos módulos.

Nos sistemas bifaciais, a irradiação (energia da luz) captada pela superfície traseira dos módulos depende não somente do albedo do solo, mas também da geometria e das características construtivas da usina fotovoltaica (tipo de estrutura de fixação, distância do solo e inclinação).

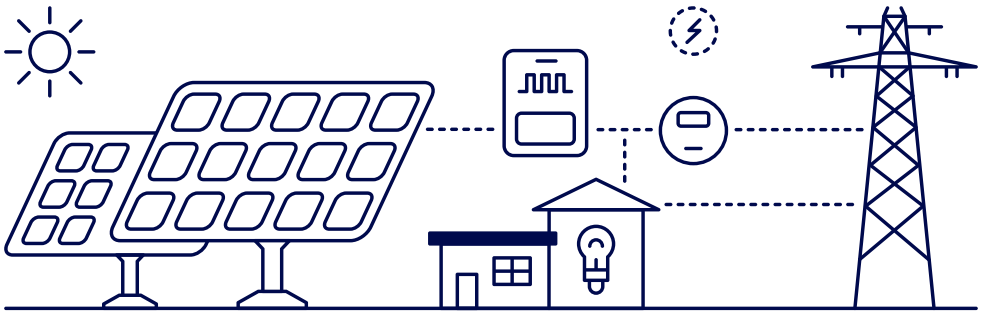
Referências

[1] Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Grupo de Trabalho de Energia Solar (GTES), 2014

[2] IEC 61724-1. Photovoltaic System Performance – Part 1: Monitoring, 2021

[3] How to measure albedo for bifacial PV, Hukseflux Thermal Sensors

[4] Comparative analysis of albedo measurements (plane-of-array, horizontal, satellite) at multiple sites worldwide, Sebastian Dittmann , Laurie Burnham, Soo-Young 0h, Ahmed Benlarabi, Jun-Hong Choi, Matthias Ebert, Ben Figgis, Ralph Gottschalg, Kyung--Soo Kim, Thomas Reindl, Ricardo Ruther, 39th EU PVSEC, 2919



SAJ

INVERSORES SOLARES E SOLUÇÕES DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA TODOS OS CENÁRIOS

Novo design e melhor desempenho

SAJ Brasil

www.saj-electric.com brasil@saj-electric.com

+55 (11) 963 207 954 | +55 (11) 963 475 982

O impacto da geração distribuída e os limites do fator de potência das distribuidoras

Autores: Thiago Rodrigues Costa Carvalho, Vinicios Thomaz Medeiros, Ana Caroline Silveira da Pena, Helton Eklund e Vinicios M Lima.

A geração distribuída de energia elétrica vem sofrendo modificações ao longo do tempo com a chegada de novas fontes e com a modificação da regulamentação brasileira sobre o tema a partir de 2012.

Uma grande mudança foi a possibilidade da entrada de micro e minigeradores nas redes de distribuição.

Nesse cenário, empreendimentos de usinas fotovoltaicas estão cada vez mais populares, instalados em residências, comércios, pequenas e grandes indústrias e até mesmo nas áreas rurais.

Na operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede diversos parâmetros elétricos devem ser observados, dentre eles o fator de potência.

Os Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) estabelecem em seu submódulo 3.6 que as distribuidoras devem manter o fator de potência (FP) nos pontos de conexão com a rede básica (RB) e demais instalações de transmissão (DIT) dentro da faixa limite definida por tensão nominal.

No presente trabalho busca-se demonstrar de que forma o fator de potência pode afetar o sistema elétrico das distribuidoras e como esse parâmetro impacta os limites de fator de potência nos pontos de fronteira com a rede básica e DIT.

O objetivo é relatar fatos constatados por meio de medições e análises regulatórias, com o intuito de promover a reflexão com relação aos impactos da Resolução Normativa n° 756 [2], de 16 de dezembro de 2016, que alterou as faixas limite do fator de potência previstas nos Procedimentos de Rede.

Introdução

Os órgãos regulamentadores do setor elétrico brasileiro vêm trabalhando amplamente na busca do aprimoramento das metodologias de apuração do desempenho do fator de potência no Sistema Interligado Nacional (SIN), bem como nas formas de promover estímulos à redução do consumo de reativos pelos agentes do setor. Na Resolução Normativa n° 414/2010 [3], o fator de potência é um tópico bem detalhado, cabendo uma seção exclusiva para tratar do assunto. Entretanto, no âmbito do relacionamento entre o ONS e os acessantes do sistema de transmissão, o tema "fator de potência" ainda requer discussão.

O fator de potência é um indicador da eficiência energética para o sistema elétrico, porém, cabe destacar que em algumas situações há necessidade de ampliar a visão de forma sistêmica, avaliando um conjunto de fatores dos quais as análises isoladas de um ponto de conexão trariam conclusões e necessidades equivocadas de investimentos [5].

Somado a isso, a penetração de geração descentralizada de energia fotovoltaica tem se tornado um importante tema de estudos nos âmbitos técnicos e econômicos do setor elétrico – uma vez que modalidades de conexões de mini e microgeração estão ganhando força desde a publicação da Resolução Normativa Nº 482 da ANEEL, em 212, e seguem com tendência de crescimento para os próximos anos.

No contexto de fator de potência, quando associado à operação das usinas fotovoltaicas, cabe destacar uma característica importante que é a capacidade que os inversores têm de realizar o controle de reativos, consequentemente permitindo o controle do fator de potência e o ajuste da tensão do ponto de conexão. Muito embora, o que se observa atualmente nas distribuidoras é que as UFVs normalmente estão sendo operadas com injeção de potência reativa nula, ou seja, fator de potência unitário.

Foto: Envato

Este trabalho apresenta um estudo sobre como o aumento na penetração de usinas fotovoltaicas, operando com fator de potência unitário, pode afetar o sistema elétrico de distribui-

ção e como isso deverá impactar as distribuidoras brasileiras em função da regulamentação vigente nos procedimentos de rede, devido aos limites de fator de potência nos pontos de fronteira com a rede básica e DIT.

Geração distribuída no Brasil

A geração de energia foi durante muito tempo restrita aos grandes players do setor elétrico, principalmente pertencentes às grandes empresas verticais que monopolizavam o setor. Com o tempo, a regulamentação começou a passar por modificações e a possibilidade de geração de energia começou a ser mais acessível normativamente.

Nesse contexto, uma modalidade de geração de energia elétrica que tem ganhado grande relevância para a operação dos sistemas de distribuição é a geração distribuída (GD). Segundo a ANEEL, no módulo 1 do PRODIST, esta é a definição técnica de GD: "Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS."

De acordo com o SISGD (base de dados Power BI) da ANEEL, sistema público com informações de todos os geradores distribuídos existentes no Brasil, em 2008 foi realizada a primeira conexão de geração distribuída do Brasil, com 25 kW. Desde a primeira conexão até 2012, quando foi publicada a Resolução Normativa Nº 482 da ANEEL, toda a geração distribuída conectada nas distribuidoras totalizava apenas 645 kW.

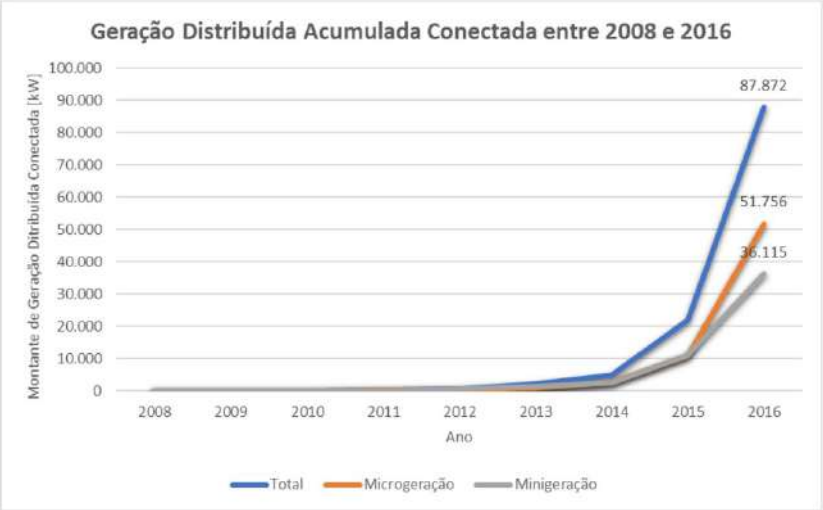


Figura 1 – Crescimento da geração distribuída no Brasil até 2016 (Fonte: ANEEL)

A partir da publicação da REN 482, a conexão de geração distribuída nas redes das distribuidoras cresceu expo-

nencialmente até 2016, como é apresentado na Figura 1.

Até 2015, é possível verificar que os casos de microgeração, até 75 kW, e de minigeração, superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW, estavam crescendo de forma semelhante, somando pouco mais de 20 MW conectados em todo o Brasil. O crescimento que aparentava ser exponencial, se mostrou ainda mais acelerado a partir de 2018, como mostra a Figura 2.

Até novembro de 2021, a geração distribuída já acumulava mais de 7,3 GW de potência instalada de sistemas conectados nas distribuidoras brasileiras – constituída majoritariamente de sistemas fotovoltaicos.

Figura 2 - Crescimento da geração distribuída no Brasil (Fonte: ANEEL)

A geração distribuída ocorre em grande parte com fontes renováveis de energia: solar fotovoltaica, eólicas e hídricas, sendo a fonte solar a mais utilizada. A tabela 1 mostra a representatividade que cada uma das fontes tem no montante total de potência instalada.

Tipo de Geração	Modalidade	Potência Instalada [kW]	Representatividade	Total
CGH	Microgeração Minigeração	420,97 64.230,10	0,01% 0,87%	0,88%
EOL	Microgeração Minigeração	331,10 14.600,00	0,00% 0,20%	0,20%
UFV	Microgeração Minigeração	5.963.787,31 1.209.520,01	81,01% 16,43%	97,44%
UTE	Microgeração Minigeração	11.252,30 97.660,28	0,15% 1,33%	1,48%
Total	Microgeração Minigeração	5.975.791,68 1.386.010,39	81,17% 18,83%	100,00%

Com os dados mostrados, fica clara a predominância dos microgeradores, com 81,17% de toda a potência instalada, e da massiva representatividade das UFVs, que têm 97,47% de toda a geração distribuída no Brasil.

Fundamentos teóricos do fator de potência

A Figura 3 ilustra o triângulo de potências, que estabelece a relação entre as potências ativa, reativa e aparente presentes em um sistema elétrico.

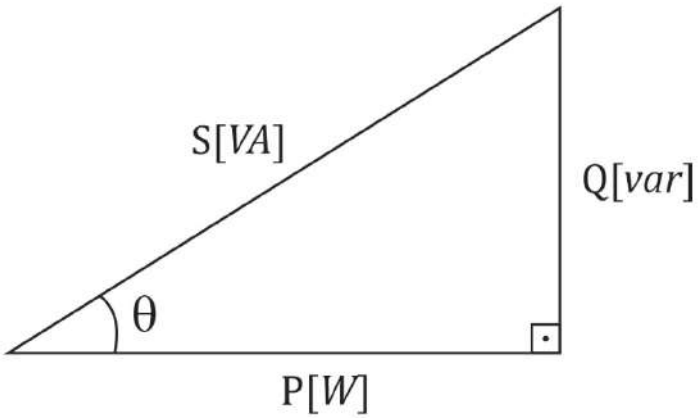


Figura 3 - Triângulo de potências

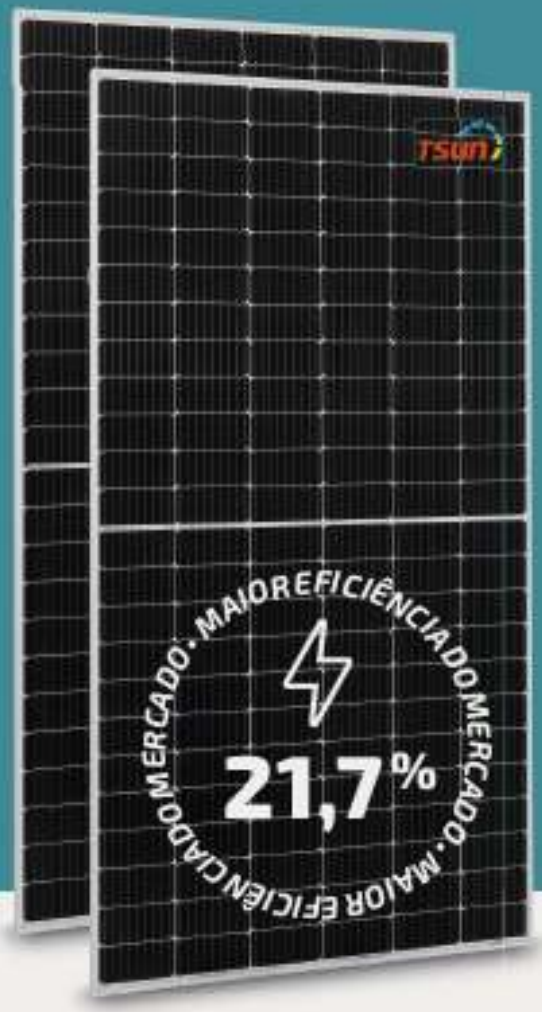
SERRANA SOLAR

VANTAGENS EXCLUSIVAS PARA O INTEGRADOR SOLAR PARCEIRO

- SERRANA CASHBACK
- SEGURO INSTALAÇÃO E MONTAGEM — Liberty Seguros
- FINANCIAMENTO
- PLACA SINALIZAÇÃO GERAÇÃO PRÓPRIA (CUIDADO)
- SUPORTE TÉCNICO ESPECIALIZADO
- GARANTIA COM SUBSTITUIÇÃO DE INVERSOR
- ENVIO + ÁGIL
- FRETE GRÁTIS

PAINEL SOLAR HALFCELL MONOCRISTALINO

560 W



Aponte a câmera do seu celular e confira Vantagens Comerciais

SERRANA SOLAR CAPACITA

9 MÓDULOS COM PROFESSOR TIAGO CASSOL SEVERO
Diretor Regional da ABGD e mais de 20 anos de experiência no Solar

Acesse para conhecer e assistir a algumas das 50 videoaulas

KITS COMPLETOS PARA SUA USINA SOLAR

- ON GRID
- OFF GRID
- MICRO INVERSOR
- DRIVER BOMBA SOLAR
- CARREGADOR VEICULAR WALLBOX

ISO 9001:2015 · 16 · CREA-RS · 15 ANOS

Aponte a câmera do seu celular e CONHEÇA A SERRANA

(54) 3039 9999
serranasolar.com.br

Nos sistemas elétricos puramente lineares, o fator de potência é a relação entre a potência ativa e a potência aparente presentes no circuito elétrico, onde θ é o ângulo de defasagem entre a tensão e a corrente instantâneas:

$$FP = P / S = \cos(\theta)$$

Considerando o triângulo de potências, mantendo-se a potência reativa Q constante, é visível que o ângulo θ será modificado se a potência ativa for modificada – como ilustrado na Figura 4.

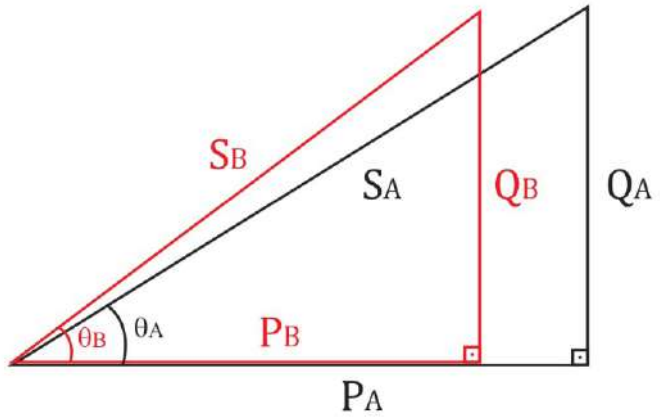


Figura 4 - Triângulos de potência em duas condições distintas (A e B) de operação, mantendo-se constante a potência reativa Q e alterando-se a potência ativa P

Como ilustrado, se nas duas situações temos Qa = Qb, então a potência ativa será determinante no valor do ângulo θ. Assim, quanto maior for o P, menor será o θ e mais próximo de 1 será o fator de potência. Analogamente, diminuindo-se a potência ativa, aumenta-se o ângulo θ e o fator de potência vai tender a zero.

Análise dos consumidores conectados aos sistemas de distribuição

Como mostrado anteriormente, conexão de geradores no sistema de distribuição já atingiu grandes patamares no Brasil, impulsionada principalmente pela geração fotovoltaica, que representa mais de 97% dos geradores conectados ao sistema de distribuição em todo o país.

Uma característica importante das usinas fotovoltaicas é a capacidade de realizar o controle de potência reativa (e controle de fator de potência) por meio dos inversores.

Os inversores apresentam uma curva de capacidade de geração mostrada na Figura 5, onde a potência ativa P está no eixo vertical e a potência reativa Q está no eixo horizontal. A área de operação do inversor é na região cinza. Pela curva, é possível verificar que para entregar o máximo de potência ativa, o sistema tem que operar com fator de potência unitário. Para operar absorvendo ou fornecendo reativo o inversor vai diminuir a potência ativa entregue à rede.

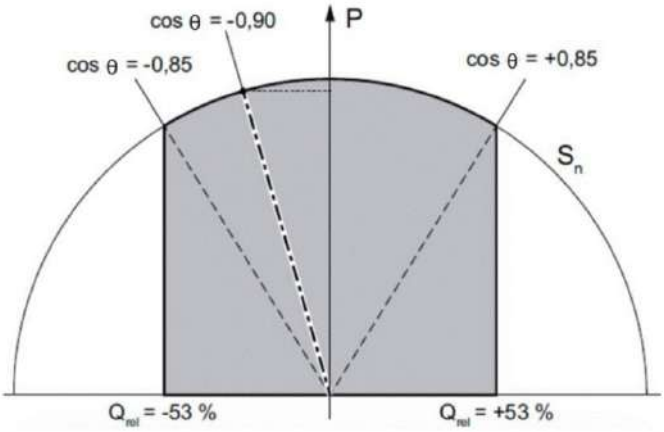


Figura 5 - Curva de capabilidade de um inversor fotovoltaico

As usinas que estão entrando em operação nas distribuidoras, em sua maioria são UFVs que se conectam operando com fator de potência unitário, injetando a máxima potência ativa e nenhuma potência reativa.

A Figura 6 mostra o caso real de operação durante um mês com todos os

dias sobrepostos de uma UFV de 1 MW de potência conectada à rede de média tensão de uma distribuidora.

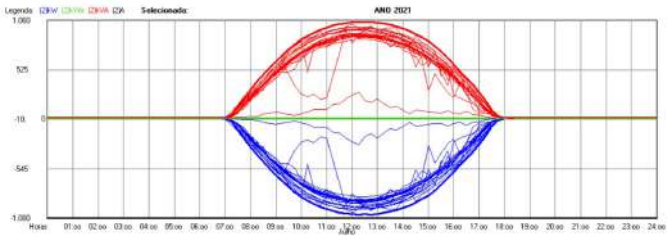


Figura 6 - Potências ativa (azul), reativa (verde) e aparente (vermelha) de uma UFV de 1 MW conectada à rede de média tensão durante um mês de operação (julho de 2021)

O mês de julho de 2021 foi um mês em que a UFV teve uma operação praticamente constante, com presença de poucas nuvens e chuvas e sem interrupções no fornecimento, com poucas oscilações na produção. É possível verificar na curva verde que durante todo o momento a UFV estava com potência reativa nula, ou seja, operando com fator de potência unitário.

Analisando a mesma usina fotovoltaica em um mês que tem mais nuvens e chuvas no local onde ela foi instalada, pode-se observar o mês de janeiro de 2021, apresentado na Figura 7.

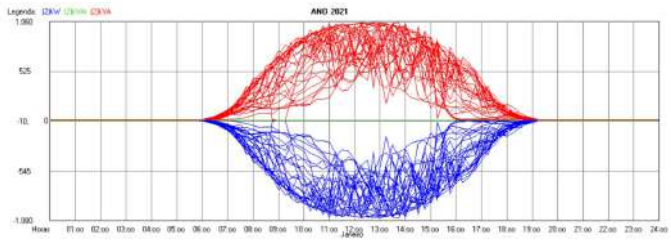


Figura 7 - Potências ativa (azul), reativa (verde) e aparente (vermelha) de uma UFV de 1 MW conectada à rede de média tensão durante um mês de operação (janeiro de 2021)

De forma semelhante ao mês com produção mais constante, é possível verificar que durante todo o mês a produção da UFV foi realizada só injetando potência ativa no sistema e sem consumir ou injetar potência reativa. Este mesmo comportamento pode ser observado em praticamente todos os sistemas de micro e minigeração conectados ao sistema de distribuição brasileiro, visando sempre a maximização da energia ativa.

Tendo em vista este cenário, pode-se dizer que a inserção de geração distribuída na rede de distribuição tem modificado diretamente a potência ativa líquida da rede, mas a necessidade de potência reativa da rede ainda permanece intacta, como se pode ver nas figuras a seguir.

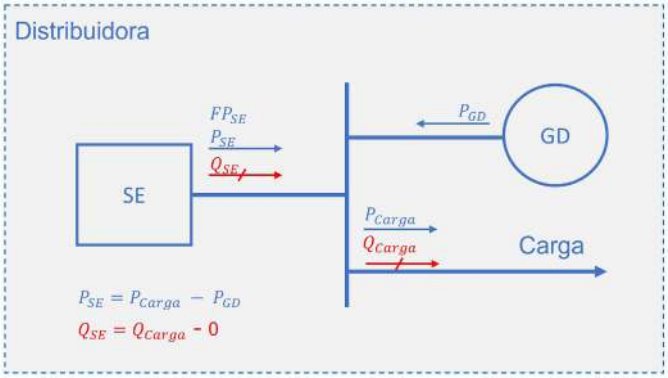


Figura 8 - Potências ativa e reativa em um sistema da distribuidora

Na Figura 8 a potência ativa PGD representa toda a potência de geração distribuída (GD) conectada à rede de distribuição da subestação (SE), considerando a soma de todos os micro e minigeradores.

A Figura 9 ilustra o fluxo de potência na subestação considerando o caso de uma pequena região com uma carga próxima de 5 MVA, sem a presença de geração distribuída (ou seja, PGD = 0). Como pode ser visto, em condições normais de operação, quando a mesma não tem geração distribuída, a subestação supre todas as necessidades da carga e o fator de potência no barramento é elevado.

SMA ENERGY SYSTEMS

A SMA agora oferece ainda mais segurança para suas instalações

Toda linha de inversores residenciais e comerciais da SMA agora conta com a exclusiva proteção SMA ArcFix contra falha de arcos elétricos nas conexões de corrente contínua. O recurso de proteção de falha de arco detecta com eficácia arcos elétricos e interrompe o circuito de corrente antes que um incêndio possa se desenvolver. O sistema fotovoltaico se reinicia automaticamente, se ocorrer um alarme falso.

Mais informações em www.sma-brasil.com/safesolar

Sunny Boy

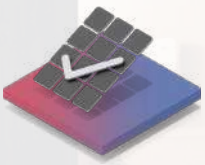
Sunny Tripower

Sunny Tripower X

Sunny Tripower CORE1

Sunny Tripower CORE2

SMA ArcFix
Prevenção efetiva de arcos elétricos



SMA Shadefix

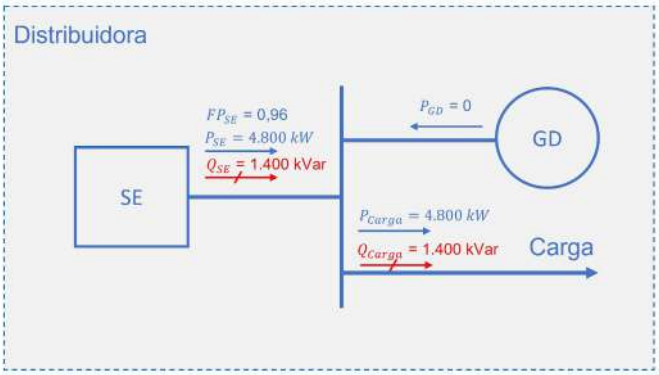


Figura 9 - Fator de potência no barramento da subestação sem geração distribuída

Quando uma geração distribuída de 1 MW é introduzida, conforme ilustrado na Figura 10, a subestação passa a ver outro valor líquido de potência ativa, relacionando a carga e as gerações.

A potência reativa é considerada constante, pois a carga desta subestação está sendo considerada como constante ao longo do tempo.

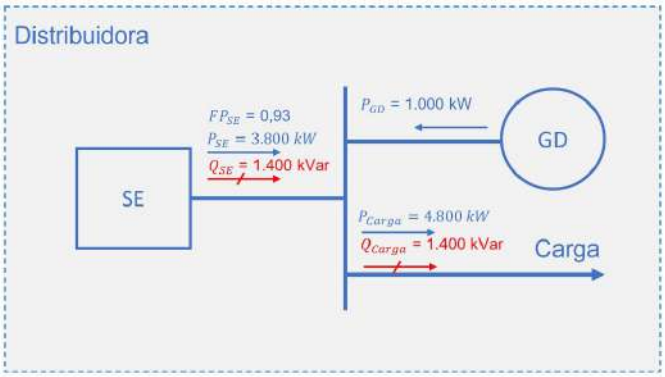


Figura 10 - Fator de potência no barramento da subestação com geração distribuída de 1MW

Como pode ser visto na Figura 10, a inserção da geração distribuída, devido a sua característica de operação, tende a afetar diretamente o fator de potência da região onde é inserida.

Nota-se que esse efeito ocorre principalmente pelo fato de as usinas de geração distribuída operarem com fator de potência unitário, injetando apenas potência ativa no sistema elétrico, devido à conveniência técnica e econômica para o negócio. A Figura 11 mostra o registro do fator de potência da UFV em um dia normal de funcionamento, com sua potência alcançando o valor nominal de 1 MW nesse dia.

O fator de potência foi unitário durante todo o período de injeção de potência.

Apesar de as UFVs operarem preferencialmente com fator de potência unitário, há uma tendência em alguns países de fazer os inversores para conexão de GDs ao sistema elétrico de distribuição deixar de operar exclusivamente como fornecedores de potência ativa e passar a contribuir para o fornecimento de potência reativa de forma controlada, contribuindo com a qualidade de fornecimento de energia elétrica na região (Villalva, 2019).

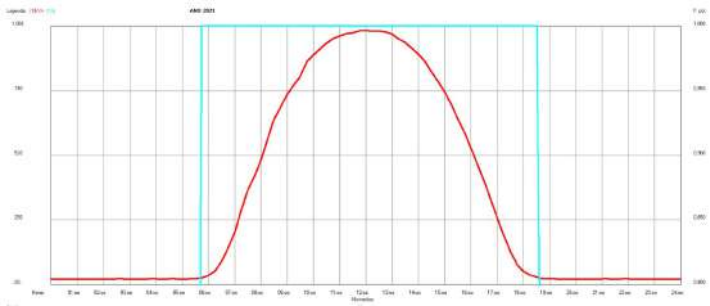


Figura 11 - Fator de potência registrado durante um dia de operação da UFV

Aspectos regulatórios do fator de potência

Conforme citado anteriormente, o ONS estabelece nos Procedimentos de Rede, em seu submódulo 3.6, que acessantes conectados ao Sistema de Transmissão (aplica-se inclusive a distribuidoras) devem manter o FP nos pontos de fronteira, dentro da faixa limite definida por tensão nominal [1], conforme Tabela 2.

Tabela 2 – Faixa vigente de fator de potência no ponto de conexão com RB e DIT

Tensão nominal do ponto de conexão	Faixa de fator de potência
Vn ≥ 345 kV	0,98 indutivo a 1,0
69 ≤ Vn ≤ 345 kV	0,95 indutivo a 1,0
Vn < 69 kV	0,92 indutivo a 1,0 0,92 capacitivo a 1,0

Após a homologação da Resolução Normativa n° 756/2016 (01/01/2017), conforme informado na Tabela 3, novos limites do fator de potência passaram a vigorar por classe de tensão nominal nos pontos de fronteira das distribuidoras com a rede básica (RB) e demais instalações de transmissão (DIT).

Tabela 3 – Comparação dos limites de fator de potência por classe de tensão

Limite de Fator de Potência		
Tensão	Até 31/12/2016	Após 01/01/2017
Vn ≥ 345 kV	0,98 (IND)	0,98 (IND)
230 kV ≤ Vn < 345 kV	0,95 (IND)	0,95 (IND)
69 kV ≤ Vn < 230 kV	0,92 (IND/CAP)	0,95 (IND)
Vn < 69 kV	0,92 (IND/CAP)	0,92 (IND/CAP)

Conforme informado na Figura 12, a principal alteração em relação aos limites anteriores ocorreu na faixa que contempla instalações com tensão nominal superior ou igual a 69 kV e inferior a 230 kV. Os Procedimentos de Rede estabeleciam que o fator de potência nas fronteiras com a rede básica e DIT deveria permanecer entre 0,92 e 1,00, sendo indutivo ou capacitivo. A partir da publicação da Resolução Normativa n° 756/2016, estes limites foram alterados, para 0,95 e 1,00 (indutivo), ou seja, não há mais tolerância para o fator de potência capacitivo e a faixa de tolerância para o fator de potência indutivo ficou mais restrita.

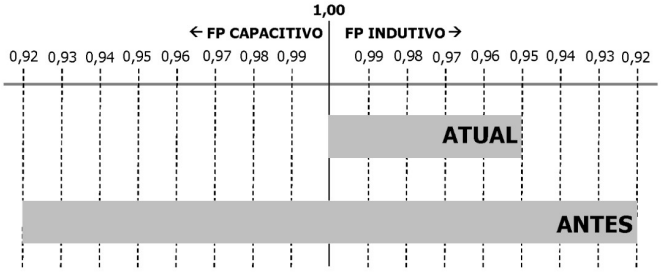


Figura 12 - Alteração do limite de fator de potência para a faixa de tensão entre 69 kV e 230 kV com a Resolução Normativa n° 756/2016

Neste trabalho, observou-se que de todos os pontos de uma determinada distribuidora analisada, 87% estão inseridos na faixa de tensão compreendida entre 69 kV e 230 kV. Cabe destacar que tais pontos de interligação com a rede básica e DIT comportam diversas subestações que atendem prosumers (produtores e consumidores de energia) conectados ao sistema elétrico de distribuição.

Ainda com relação a este ponto, cumpre destacar que, conforme Tabela 4, há uma divergência em relação à regulamentação vigente para o fator de potência segundo o módulo 8 do PRODIST e os Procedimentos de Rede do ONS.

Tabela 4 – Divergência de critérios da regulamentação vigente com relação ao fator de potência

Limite de Fator de Potência	
Módulo 8 - PRODIST REN 414/2010	Procedimentos de Rede REN 756/2016
Vn < 230 kV	69 kV ≤ Vn ≤ 345 kV
0,92 (IND/CAP)	0,95 (IND)

Neste ponto, ocorre que como esses clientes assinam CUSD, submetem-se a um fator de potência de referência de 0,92 (indutivo/capacitivo), conforme a Resolução Normativa n° 414/2010 ("Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica").

Porém, para tais pontos a distribuidora analisada deve celebrar CUST com as transmissoras, submetendo-se a um fator de potência de referência 0,95 (indutivo), conforme o módulo 3.6 dos Procedimentos de Rede (que trata dos requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão).

Efeito verificado nos pontos de fronteira das distribuidoras devido à penetração massiva de GDs operando com FP unitário

O Sistema Interligado Nacional (SIN) consiste na operação e controle integrado dos sistemas de geração hidrotérmica de grande porte, linhas de transmissão da RB e DIT, dos sistemas elétricos das concessionárias e permissionárias de distribuição, além das centrais geradoras distribuídas e dos consumidores conectados aos diversos grupos e subgrupos de níveis de tensão [6].

Conforme supracitado, desde 2011 a ANEEL vem debatendo o assunto "fator de potência" no âmbito de audiências públicas. Citando como exemplo a audiência pública n° 065/2012, que analisou contribuições públicas com relação à uniformização do fator de potência de referência, a ANEEL esclareceu que o comando vigente à época era de que os consumidores conectados em DIT caracterizados como agentes do sistema de distribuição, deveriam celebrar CUSD, de acordo com o art. 5°, § 3°, da Resolução Normativa n° 67/2004, dos arts. 4°-A e 4°-B da Resolução Normativa n° 68/2004; e do art. 1°, parágrafo único, da Resolução Normativa no 506/2012 [4]. Portanto, do mesmo modo que os consumidores conectados em instalações de propriedade de distribuidora assinam CUSD e, por isso, submetem-se a um fator de potência de referência de 0,92, conforme a REN n° 414/2010.

Em suma, conforme exposto pela ANEEL naquela oportunidade, a regulamentação vigente à época estabelece que o fator de potência de referência deve ser adotado em função do tipo de contrato de uso (CUSD ou CUST) que o consumidor celebra, e não pela propriedade das instalações às quais se conecta.

Neste contexto, entende-se que o desempenho dos consumidores conectados aos sistemas de distribuição não estava dissociado dos sistemas de transmissão, devendo haver, portanto, coerência regulatória quanto aos

requisitos de desempenho técnico em ambos os segmentos.

Para exemplificar a necessidade desta coerência regulatória, ilustra-se na Figura 13 o resultado de medições reais de potência reativa no ponto de fronteira da distribuidora com um cliente.

Neste caso, o SMF (sistema de medição para faturamento) do cliente é o mesmo da distribuidora e o ponto de CUSD é o mesmo de CUST, não havendo separação física entre ativos da distribuidora e do consumidor.

As medições do SMF são referentes ao ano de 2016, integralizadas por intervalos de 15 minutos, onde, o "Reativo Registrado" representa o fluxo passante de potência reativa no ponto de conexão. A faixa de "Reativo Referência 0,95" representa o limite de fluxo de potência reativa necessário no ponto de conexão para que o fator de potência esteja entre 0,95 e 1,00 (indutivo). O "Reativo Registrado 0,92" representa o fluxo passante de potência reativa no ponto de conexão necessário para que o fator de potência esteja entre 0,92 e 1,00 (indutivo ou capacitivo). Para cada medição integralizada de potência ativa, foi calculado um valor de potência reativa mínima para que o fator de potência esteja em uma faixa adequada, tanto em relação ao que estabelecem os Procedimentos de Rede, quanto à Resolução Normativa n° 414/2010.

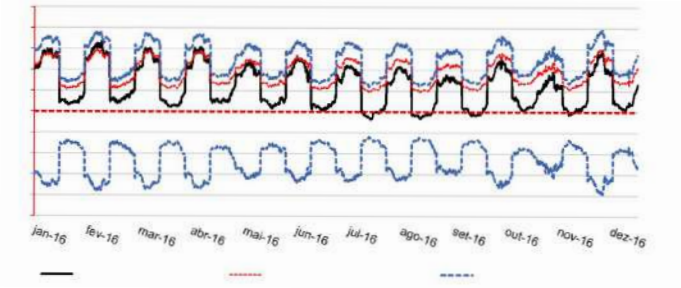


Figura 13 - Medição de potência reativa de um cliente conectado à rede

Nota-se na Figura 13 que, em determinados períodos do ano, o Reativo Registrado está acima do Reativo de Referência para que o fator de potência esteja entre 0,95 e 1,00 pu. Entretanto, considerando a faixa de Reativo de Referência para que o fator de potência fique entre 0,92 e 1,00 pu indutivo ou capacitivo, não existem amostras de medição inadequadas.

Importante destacar que o fator de potência medido é consequência direta da característica operacional dos respectivos consumidores, não havendo qualquer envolvimento da distribuidora no desempenho aferido. Entretanto, a regulamentação atual cobra que as distribuidoras devem celebrar CUST com as transmissoras e, por isso, submeter-se a um fator de potência de referência de 0,95 pu (indutivo), conforme os Procedimentos de Rede.

Neste contexto, não há como a distribuidora garantir fator de potência de acordo com requisitos dos Procedimentos de Rede, visto que seria necessário instalar equipamentos de

SSM
SOLAR DO BRASIL

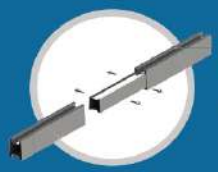
MAIOR RESISTÊNCIA E O MELHOR CUSTO BENEFÍCIO

PARA SUA INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA.

SELO DE GARANTIA EM ESTRUTURAS SOLARES
GARANTIA 30 ANOS

Perfil em alumínio projetado especialmente para usinas de solo

Alta resistência a cargas de ventos de até 50m/s



Perfil tubular que permite emendas mais resistentes

Vãos de 3m para melhor aproveitamento em sua obra

Perfis e acessórios de fixação para todos os tipos de telhados

Acesse nosso catálogo e conheça nossas soluções.

ESTRUTURAS SSM faz a DIFERENÇA

vendas@ssmdobrasil.com.br
(41) 3037-3750
(41)99841-8202
www.ssmsolardobrasil.com.br

Siga a SSM nas rede sociais

compensação reativa nas instalações particulares dos clientes do grupo A2, estando, portanto, a riscos de penalizações por violação do fator de potência.

Embora o efeito observado esteja se referindo a grandes centrais de geração conectadas ao sistema de subtransmissão, múltiplas unidades de geração distribuída conectadas ao sistema de distribuição tendem a ter impacto semelhante nos pontos de fronteira das distribuidoras com o sistema elétrico. Esta situação tende a se agravar no curto prazo em função do aumento nas conexões de centrais de minigeração distribuída.

Conclusões

De acordo com o cenário atual, fica evidente a representatividade da inserção da geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Depois da implementação da REN 482, a capacidade instalada de geração distribuída no Brasil já superou 15 GW no final de 2022. Com esta inserção se faz necessária a reflexão de como as normativas estão tratando a questão do fator de potência das centrais geradoras conectadas às redes de distribuição.

Como foi mostrado, as usinas fotovoltaicas de geração distribuída têm operado com fator de potência unitário. A existência de um incentivo para realizar controle de tensão no ponto de conexão poderia ajudar a manter a qualidade de energia do sistema ao qual a GD está conectada. Uma boa medida poderia ser a possibilidade de criar um modelo de serviços ancilares que pudesse recompensar a UFV que ajuda o sistema de distribuição com o fornecimento de potência reativa para rede.

Diante dos fatos apresentados neste trabalho, propõe-se também uma reflexão com relação à regulação do setor elétrico sobre as discrepâncias entre os requisitos propostos nas Resoluções Normativas n°756/2016 e n°414/2010 a respeito do fator de potência.

É de grande relevância para os usuários do sistema elétrico, que a ANEEL promova discussões sobre o fator de potência, visando garantir maior qualidade operativa para o SIN. Entretanto, com a massiva penetração de geração distribuída e tendência de aumento, percebe-se que ainda são necessárias discussões com a sociedade para o aprimoramento das regulamentações vigentes.

Referências bibliográficas

Procedimentos de Rede - Submódulo 2.10 (Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão), Operador Nacional do Sistema (ONS), 2021

Resoluções Normativas 756/2016, 414/2010, 622/2014, 482/2012, ANEEL, 2016

Contribuições da Audiência Pública n° 020/2015 – ANEXO I, ANEEL, 2016

ITO, Danilo Eiji. ROCHA, Rodrigo Mazo. O Fator de Potência das Distribuidoras em Regiões com Operação em Malha e sob Influência de Geração Distribuída. In: XXI Seminário de Distribuição de Energia Elétrica – XXI SENDI, 2014

PRODIST - Módulo 1, Revisão 10 ANEEL, 2016

1º Mais Lido 2022

Como determinar o ângulo de inclinação dos módulos FV

Marcelo Gradella Villalva
Docente e pesquisador da UNICAMP

Qual é o ângulo correto para a inclinação dos módulos fotovoltaicos? Esta é uma pergunta simples e ao mesmo tempo um mistério que permeia o mundo da energia solar.

Se você tem um telhado a resposta não poderia ser mais direta: o ângulo de inclinação é o mesmo do seu telhado.

Se você não está satisfeito com seu telhado ou vai fazer uma instalação fotovoltaica em laje ou em solo, então vai ter que continuar buscando a resposta. Afinal, qual é o melhor ângulo de inclinação para o módulo fotovoltaico? Como calcular?

Se você não está satisfeito com seu telhado ou vai fazer uma instalação fotovoltaica em laje ou em solo, então vai ter que continuar buscando a resposta. Afinal, qual é o melhor ângulo de inclinação para o módulo fotovoltaico? Como calcular?

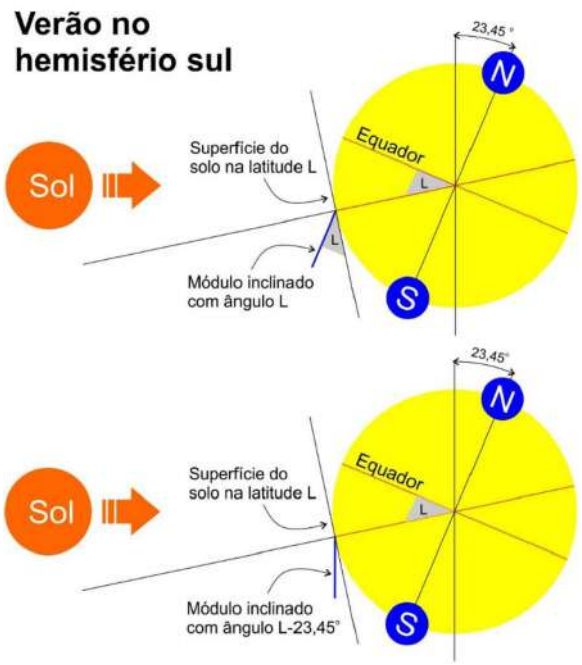
Primeiramente, vamos ter em mente uma coisa: nós gostaríamos que a superfície frontal do painel solar pudesse ficar sempre de frente para os raios solares (ou seja, perpendicular à direção de incidência dos raios).

Obviamente, isso requer um sistema de rastreamento, pois a posição e a trajetória do Sol no céu mudam durante as horas, os dias e os meses do ano. Mas neste caso estamos falando dos sistemas fixos, nos quais devemos escolher um ângulo de inclinação único, que não pode ser alterado.

Vamos usar um pouco de geometria básica na figura a seguir. A situação ilustrada mostra o que ocorre no solstício de verão no hemisfério sul (dia 21/12). Neste dia, a declinação solar é máxima e o Sol descreve sua trajetória mais elevada no céu.

Em um ponto qualquer na latitude L o módulo solar precisa ser inclinado

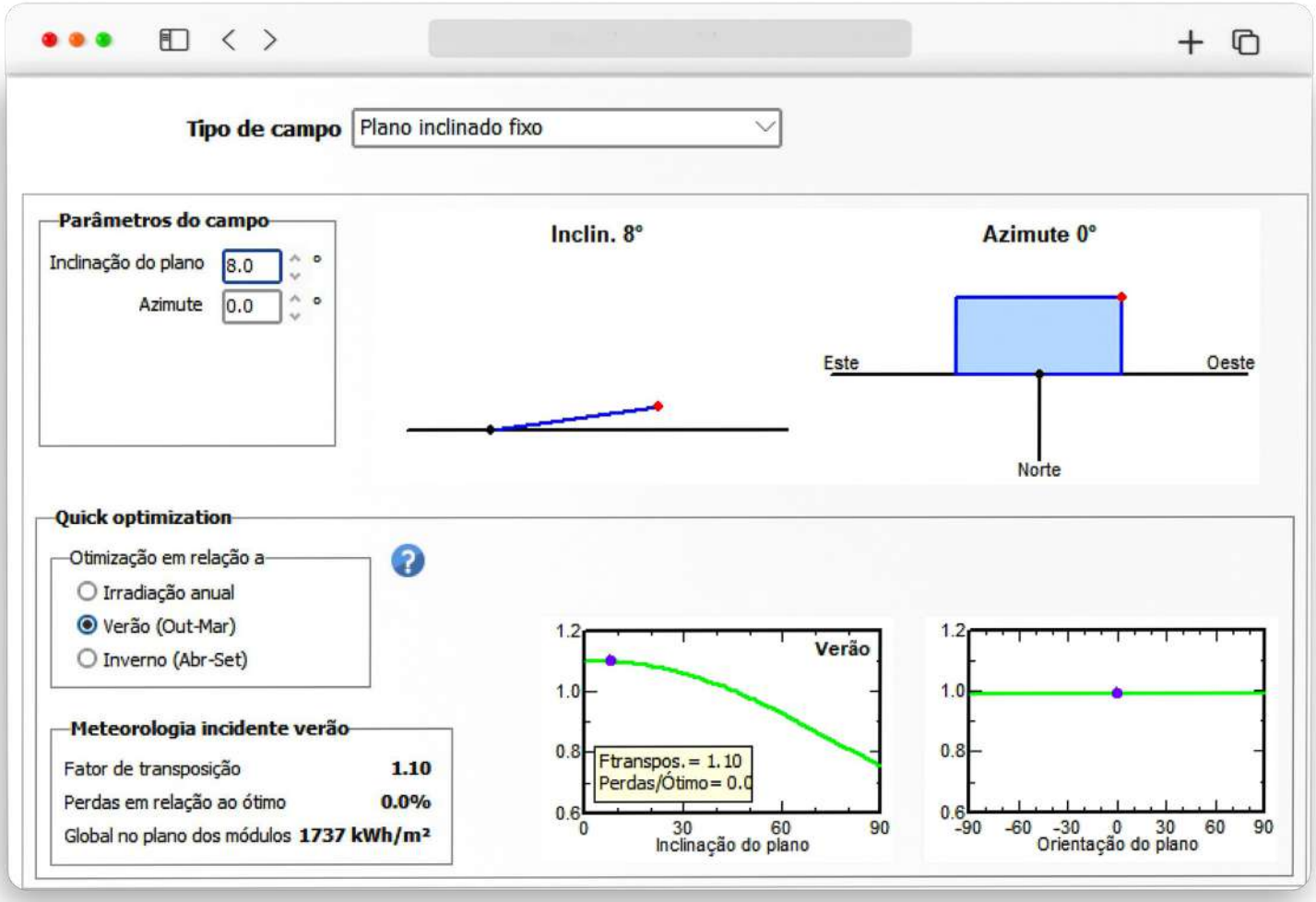
com ângulo L-23,45°. Seguindo raciocínio análogo, podemos concluir que no solstício de inverno (dia 21/06) o módulo deve ser inclinado com ângulo L+23,45°.

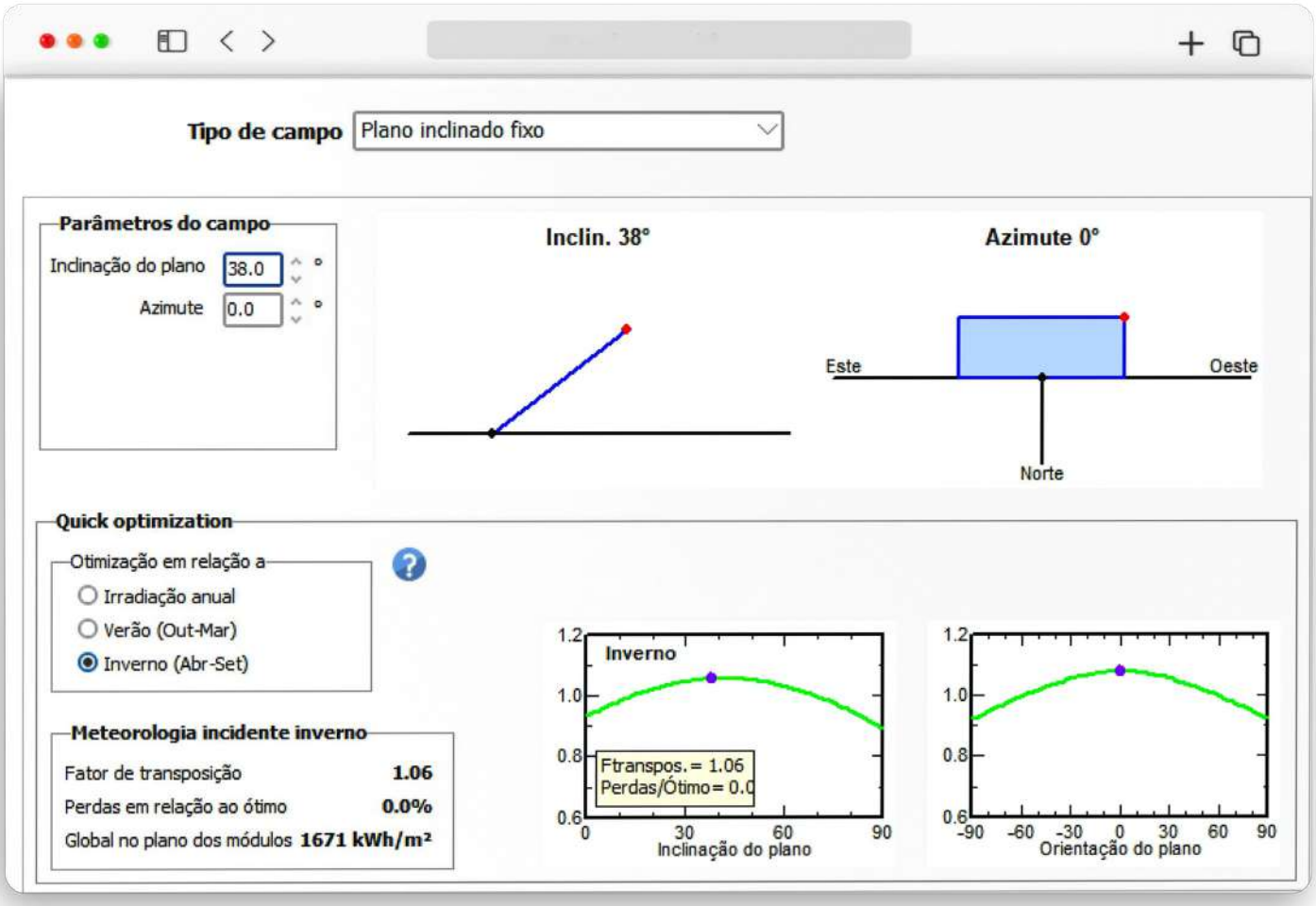


O ângulo 23,45° corresponde à declinação do eixo de rotação da terra (eixo Norte-Sul) em relação ao eixo do movimento de translação em torno do Sol. Essa declinação é responsável pelas estações do ano e também tem como consequência a variação da altura da trajetória solar em diferentes dias do ano.

Em resumo, para uma dada latitude L o melhor ângulo de inclinação no solstício de verão (quando a altura solar é máxima) seria L-23,45°. No solstício de inverno (quando a altura solar é mínima) o ângulo deveria ser L+23,45°. Para privilegiar a geração de energia em todo o verão (e não somente no solstício) o ângulo de inclinação recomendado é L-15°, ao passo que no inverno é L+15°.

O número 15°, somado ou subtraído do ângulo de latitude L, é recomendado por muitos autores por ser aproximadamente o valor médio entre os ângulos de declinação Solar mínimo e máximo, entre os equinócios e os sols-





tícios. Nos sistemas fixos, para não privilegiar qualquer dia, mês ou estação do ano, a regra geral é inclinar os módulos com o próprio ângulo de latitude L.

Essa regra, entretanto, não substitui a análise da geração realizada por meio de ferramentas de software como o PVSyst com base em dados solarimétricos históricos. Há fatores climáticos, e não somente geométricos, que afetam a escolha correta do ângulo de inclinação nos sistemas fotovoltaicos.

As figuras a seguir mostram ângulos de inclinação sugeridos pelo software PVSyst na cidade de Campinas-SP, com latitude Sul de aproximadamente 23°. As seguintes situações foram consideradas: geração de energia constante ao longo do ano (inclinação = 23°), maior geração no verão (inclinação = 23°-15°) e maior geração no inverno (inclinação = 23°+15°).

A regra geral sempre é orientar os módulos para o Norte (no hemisfério Sul) e inclinar com o ângulo da latitude, mas a regra geral nem sempre se aplica e gráficos como o mostrado a seguir podem ser obtidos com uma análise de otimização avançada no PVSyst para o local em que se pretende instalar a usina solar.

Os ângulos ideais de instalação de um módulo fotovoltaico podem variar em função do clima e do relevo do local. O gráfico a seguir, elaborado com a ferramenta de otimização avançada do PVSyst, relaciona inclinação, azimute e produção de energia. A terceira dimensão do gráfico é representada pelo mapa de cores.

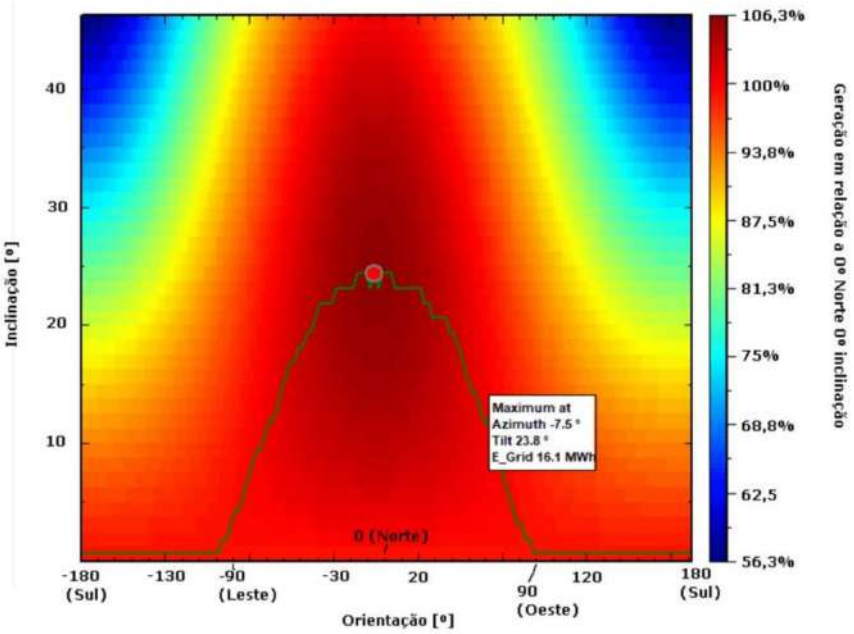
O gráfico mostra que o melhor modo de instalação de um módulo fotovol-

taico nesta localidade é com azimute de 7,5° (Leste) e inclinação de 23,8°. O ângulo de inclinação sugerido é muito próximo do ângulo de latitude.

Um fato interessante neste gráfico é que a orientação azimutal sugerida não é zero, ou seja, os painéis solares não deveriam ser voltados exatamente para o Norte geográfico em Campinas, mas com um ângulo de 7,5° (para o Leste).

Conclusão

Uma boa regra a ser seguida é inclinar os módulos com o mesmo ângulo de latitude do local para garantir o melhor desempenho do sistema fotovoltaico, com uma produção de energia aproximadamente constante ao longo do ano, sem privilegiar nenhuma época do ano em particular.



Ou seja, se a sua cidade tem um ângulo de latitude de 23°, uma boa ideia é inclinar o módulo fotovoltaico com este mesmo ângulo em relação ao plano horizontal. Não se preocupe com precisão: alguns graus a mais ou a menos não vão fazer uma enorme diferença. Nem sempre é possível inclinar os módulos com um ângulo exato desejado, dependendo da solução de fixação que você vai utilizar.

Se você deseja produzir mais energia no verão, uma boa ideia é subtrair 15 graus da sua latitude. Por exemplo, em Campinas (latitude = 23°) seria recomendável inclinar os módulos a 8°. Se você deseja produzir mais energia no inverno, uma opção seria somar 15 graus a sua latitude (ou seja, inclinação de 38° em Campinas).

Mas a regra do ângulo de latitude não é uma coisa rígida, pois o ângulo de inclinação correto para os módulos solares depende de fatores climáticos e geográficos. Além disso, a regra não vale para módulos que não estejam orientados para o Norte geográfico.

A regra geral também não é válida para usinas solares com módulos dispostos em fileiras muito próximas, pois neste caso o fator de sombreamento mútuo das fileiras deve ser considerado – o que acaba exigindo um ângulo de inclinação menor do que o valor da latitude. Então o melhor desempenho da usina solar não depende apenas do ângulo de inclinação dos módulos, mas também do espaçamento existente entre eles.

A despeito de qualquer regra seguida, o correto ângulo de instalação dos módulos de um sistema fotovoltaico só pode ser determinado com exatidão a partir de uma simulação avançada em ferramentas como o PVSyst.

2º Mais Lido 2022

Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos para o grupo A

Bruno Kikumoto
Diretor do Canal Solar

Consumidores do grupo A são aqueles que possuem alimentação em média tensão (superior a 2,3 kV). Enquadram-se nessa categoria os consumidores de médio e grande portes como indústrias, shopping centers, universidades, supermercados e grandes propriedades rurais, entre outros.

Esses clientes recebem energia elétrica em média tensão e possuem transformador próprio para rebaixar em 127 V, 220 V ou 380 V – baixa tensão, níveis em que ocorre o consumo de fato.

Clientes do grupo A têm sua conta dividida em duas partes, pois pagam pela energia consumida (variável) e pagam também pela demanda contratada (fixa).

As tarifas de energia e demanda contratada podem variar de acordo com o período do dia em que houve o consumo ou a demanda, os chamados postos tarifários (horário de ponta e horário de fora ponta).

Para saber mais sobre demanda contratada, horário de ponta e horário fora de ponta leia o artigo Leitura e Interpretação das Faturas de Energia.

Muitas pessoas confundem demanda contratada com energia consumida. Por isso, é importante lembrar que demanda contratada é potência (medida em kW).

Essa potência está relacionada com a carga instalada do consumidor, ou seja, com a quantidade e a potência dos equipamentos que o consumidor possui. Por outro lado, a energia consumida é medida em kWh. A energia está associada ao consumo mensal do consumidor.

O consumidor do grupo A paga pelas duas coisas, pelo direito de ter uma demanda contratada (kW), que garante que todos os seus equipamentos e máquinas poderão ser ligados, além de pagar pela energia consumida mensalmente, que é um valor variável.

Resoluções Normativas 482 e 687 da ANEEL

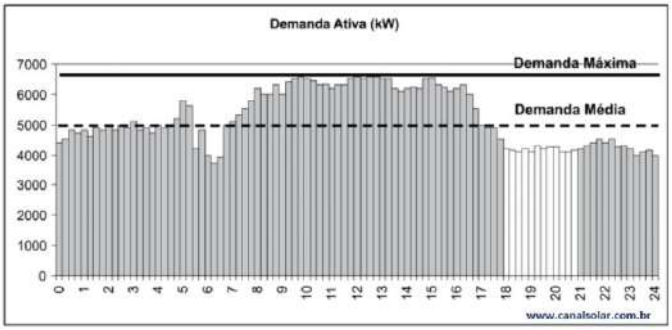
Essas duas resoluções da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) determinam alguns pontos importantes para consumidores do grupo A que querem instalar um SFV (sistema fotovoltaico):

- O limite de potência do sistema fotovoltaico que pode ser instalado pelo cliente é igual ao valor da demanda contratada (potência) em kW;
- O consumidor sempre pagará a demanda contratada, independentemente de quanta energia consumir no mês;
- A compensação da energia injetada deve ocorrer primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração. Em outras palavras: a compensação dos créditos de energia deve ser prioritariamente feita com o valor da energia no horário em que ela foi produzida. No caso dos sistemas fotovoltaicos a geração se dá durante o dia, no horário fora de ponta (período em que há mais luz solar). Isso é um pouco ruim para os sistemas fotovoltaicos, pois eles geram durante o dia (quando a energia é mais barata), mas gostaríamos de usar a energia compensada no horário da noite (quando pagamos mais caro pela energia);
- A compensação da energia consumida no horário de ponta se dará somente após a compensação total da energia consumida no horário fora de ponta (posto tarifário no qual a geração de energia ocorreu). Essa compensação será feita de acordo com o fator de correção dado pelas tarifas de energia no horário de ponta e fora de ponta (TE Ponta / TE Fora Ponta);
- Consumidores livres – consumidores que compram energia no Mercado Livre – não podem participar do sistema de compensação de energia. Isso não os impede de instalar um sistema fotovoltaico, mas as regras e variáveis são outras.
-

Essas regras precisam levadas em consideração para se fazer o correto dimensionamento do SFV.

Demanda contratada

Um fator importante ao dimensio-



nar o sistema fotovoltaico é a demanda contratada, uma vez que a potência AC do sistema (soma das potências máximas CA dos inversores) está limitada a este fator.

Por exemplo, um consumidor com demanda contratada de 200 kW pode instalar um sistema solar com potência AC de no máximo 200 kW.

Caso a potência AC do projeto ultrapasse a demanda contratada, o consumidor deve solicitar o aumento dessa demanda junto à concessionária de energia.

Essa solicitação de aumento deve ocorrer antes da instalação do sistema fotovoltaico. Somente após a resposta da concessionária sobre o aumento da demanda é que o consumidor tem certeza se poderá instalar o sistema fotovoltaico desejado.

Em alguns casos, o aumento da demanda é negado pela concessionária por razões técnicas. Em muitos casos o aumento da demanda vem acompanhado da troca do transformador e da reforma da cabine de força do cliente, o que gera custos adicionais ao projeto fotovoltaico.

Um consumidor com demanda contratada de 200 kW, por exemplo, que agora planeja conectar um sistema fotovoltaico com uma potência CA de 250 kW, deverá neste caso solicitar um aumento de demanda contratada para pelo menos 250 kW.

Deve-se ter em conta que o consumidor paga pela demanda. Normalmente o retorno do sistema fotovoltaico compensa o custo adicional do aumento da demanda contratada.

O aumento de demanda contratada fica condicionado à estrutura física da concessionária e também do consumi-

dor, sobretudo à potência do(s) transformador(es) de conexão com a rede de distribuição.

Por exemplo, um consumidor que possui um transformador de 225 kVA não pode pleitear uma demanda contratada de 250 kW, pois o seu transformador não suportaria 250 kW de potência ativa. Neste caso, antes de seguir com o aumento da demanda contratada, o consumidor precisará fazer um aumento de carga – aumento da potência do transformador e possivelmente adequação de cabos de entrada, proteção e medição.

Em resumo, a instalação e a solicitação de acesso do sistema fotovoltaico serão possíveis somente após o aumento (troca) do transformador e da autorização de aumento de demanda contratada pela concessionária.

Via de regra, as concessionárias permitem que os processos de aumento de carga e aumento de demanda contratada ocorram simultaneamente. Já a solicitação de acesso do sistema fotovoltaico, em geral, só é possível após a conclusão do aumento de demanda contratada.

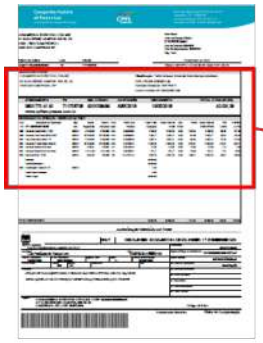
Disponibilidade de espaço físico

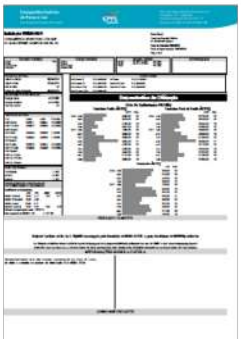
Outro fator que pode limitar a potência de instalação é a disponibilidade de área para a instalação dos painéis. Nessa análise, deve-se confrontar a área que o cliente tem disponível (em telhado ou solo) com a área demandada pela instalação dos painéis, levando em conta o tipo de estruturas de fixação e o espaçamento entre as linhas de painéis, necessário para permitir a manutenção do sistema fotovoltaico.

No caso de instalação em solo, tem que se levar em conta ainda a área de corredor (espaço entre as fileiras de painéis), a área das ruas que circundam a usina solar e a área ocupada por eletrocentros e inversores. Vamos ver a seguir alguns exemplos de dimensionamento de SFV para consumidores do grupo A.

Dimensionamento para a compensação total de energia sem aumento de demanda contratada

Vamos levar em consideração um consumidor localizado na área de concessão da CPFL Paulista, localizado em Campinas (SP), com a seguinte fatura





DADOS DO SEU CÓDIGO

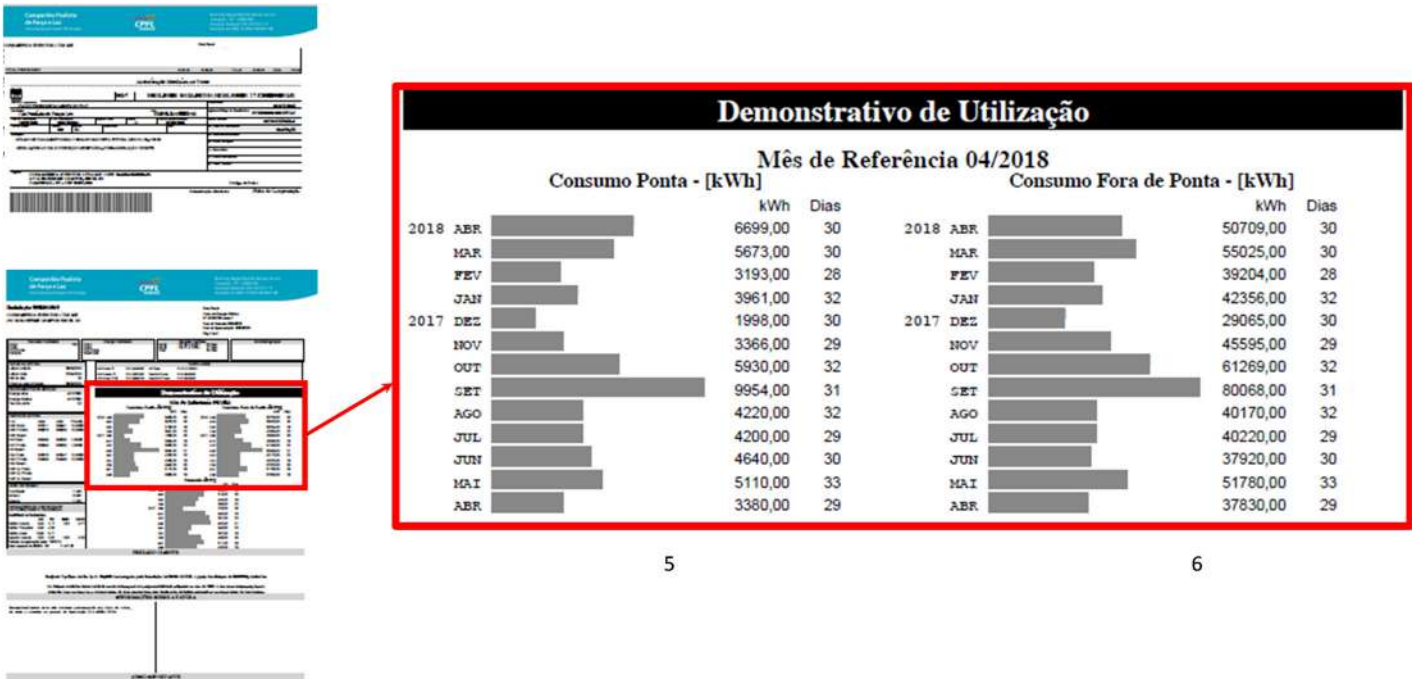
EMPRESA ECONOMIA DE ENERGIA LTDA
RUA RIO DE JANEIRO, 500
BAIRRO CAMPOS CAMPINAS-SP

Classificação: Tarifa Verde-A4 Comercial Outros Serviços Atividades 1
CNPJ 12.345.678./0001-91
Inscrição Estadual 1234567
Conta Contrato Nº 12345

ATENDIMENTO	PN	SEU CÓDIGO	CONTA/MÊS	VENCIMENTO	TOTAL A PAGAR (R$)
0800 770 41 40	12345	12345	ABR/2018	10/05/2018	40.091,58
www.cpflempresas.com.br					

DISCRIMINAÇÃO DA OPERAÇÃO - RESERVADO AO FISCO

Cod.	Descrição da Operação	Mês Ref.	Quant. Registrada	Quant. Faturada	Unid. Med.	Tarifa com Tributos		Valor Total Operação	Base Cálculo ICMS	Aliq. ICMS	ICMS	Base Cálculo PIS/COFINS	PIS 1,05%	COFINS 4,79%
115	Nº. 900002218463													
0605	Consumo Ponta [KWh] - TUSD	ABR/18	6.700,800	6.700,800	kWh	0,86502358		5.796,35	5.796,35	18,00	1.043,34	5.796,35	60,86	277,65
0605	Consumo Fora Ponta [KWh]-TUSD	ABR/18	50.709,600	50.709,600	kWh	0,06689404		3.392,17	3.392,17	18,00	610,59	3.392,17	35,62	162,48
0601	Cons Ponta Band Verde - TE	ABR/18	6.700,800	6.700,800	kWh	0,53086348	2	3.557,21	3.557,21	18,00	640,30	3.557,21	37,35	170,39
0601	Consumo F Ponta Band Verde-TE	ABR/18	50.709,600	50.709,600	kWh	0,33706222	3	17.092,29	17.092,29	18,00	3.076,61	17.092,29	179,47	818,72
0601	Consumo Reativo Exc Ponta	ABR/18	318,061	318,061	KVr	0,35319616		112,55	112,55	18,00	20,26	112,55	1,18	5,39
0601	Consumo Reativo Exc Fora Ponta	ABR/18	2.101,239	2.101,239	KVr	0,35320574		742,17	742,17	18,00	133,59	742,17	7,79	35,55
0602	Demanda [kW] - TUSD	ABR/18	548,400	700,000	KW	13,41037143	4	9.387,26	9.387,26	18,00	1.689,71	9.387,26	98,57	449,65
	Subtotal							40.080,00						
	Total Distribuidora							40.080,00						
0807	Contribuição Custeio IP-CIP	ABR/18						11,58						
	Total Outros Serviços							11,58						
	Total a Pagar							40.091,58						



de energia.

Temos as seguintes informações obtidas a partir da fatura, conforme a figura anterior:

- Tipo tarifário: Horo sazonal verde [1];
- Tarifa TE Ponta: R$ 0,530 [2];
- Tarifa TE Fora Ponta: R$ 0,337 [3];
- Demanda Contratada: 700 kW [4];
- Consumo Médio Ponta: 4.912 kWh [5];
- Consumo Médio Fora Ponta: 47.782 kWh [6].

Irradiância média em Campinas, usada no dimensionamento do sistema FV: 4,91 kWh/m2 por dia (valor extraído do banco de dados disponível em http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data). Com os dados acima podemos calcular a potência necessária para o atendimento do consumo total deste cliente:

Potência CC do sistema FV = Geração necessária / (Irradiância x (1 – Perdas)

Na equação acima temos as seguintes definições:

- Potência CC: Potência do sistema FV na saída dos inversores (kW);
- Geração necessária: quantidade de energia que o cliente precisa gerar mensalmente (kWh por mês). Esse valor é a média dos consumos mensais extraídos da fatura de energia elétrica do cliente, com a aplicação do fator de correção que leva em conta os horários de ponta e fora de ponta;
- Irradiância: valor da energia solar disponível, obtida de uma base de dados ou mapa solarimétrico (kWh/m2 por dia);
- Perdas: perdas envolvidas no sistema, normalmente em torno de 15% (perdas térmicas, perdas de eficiência do inversor, etc).

A geração necessária será igual ao consumo médio mensal, levando-se em consideração o fator de correção (FC) para compensação no horário de ponta:

FC = TE Ponta / TE Fora Ponta = 0,530 / 0,337 = 1,573

Assim, podemos determinar a geração necessária:

Geração necessária = Consumo

Médio Fora da Ponta + (FC x Consumo Médio na Ponta)

No exemplo considerado temos:

Geração necessária = 47782 + (1,573 x 4912) = 55509 kWh/mês

Para efeitos de cálculo, transformamos a geração necessária, aqui expressada na base de tempo mensal para uma base de tempo diária, bastando dividir esse valor pelos 30 dias de um mês. Voltando à equação inicial, considerando perdas do sistema de 15% e substituindo os valores encontramos a potência necessária:

Potência CC do sistema FV = 1850 / [4,91 x (1 – 0,15)] = 443,27 kWp

O valor da potência CC calculado acima deve ser ajustado de acordo com a potência dos painéis fotovoltaicos escolhidos para compor o sistema. Por exemplo, podemos utilizar painéis de 370 W, o que nos possibilitaria utilizar 1.200 painéis, com a potência total do sistema de 444 kWp. A potência de painéis fotovoltaicos utilizada no sistema é também chamada de potência CC do sistema (potência em corrente contínua) ou potência de pico do sistema FV. Precisamos também definir qual é a potência CA do sistema FV, que é a potência total nas saídas dos inversores utilizados no sistema. A potência total de saída dos inversores pode ser calculada utilizando-se um fator de overload de 25% (valor típico):

Potência CA do sistema FV = Potência CC do sistema FV / 1,25

No exemplo considerado temos:

Potência CA do sistema FV = 355,2 kW

De forma análoga ao ajuste feito na potência CC, fazemos o mesmo ajuste na potência CA. Considerando um inversor com potência CA de 60 kW, por exemplo, podemos utilizar 6 inversores, o que nos daria uma potência CA total de 360 kW. Como vimos anteriormente, a potência máxima do sistema FV é limitada pela demanda contratada.

Desta forma comparamos a potência CA do sistema (360 kW) com a demanda contratada (700 kW). Neste caso, vemos que a potência CA do sistema é menor que a demanda contratada, e a instalação é possível sem qualquer alteração neste sentido. Deve-se também verificar se o cliente possui área disponível para instalar o sistema FV proposto.

Dimensionamento para a compensação total de energia com aumento de demanda contratada

Vamos fazer agora o dimensionamento do sistema cuja fatura de energia de um cliente que também está localizado na região de Campinas (SP).

Temos as seguintes informações:

- Tipo tarifário: Horo sazonal verde;
- Tarifa TE Ponta: R$ 0,560;
- Tarifa TE Fora Ponta: R$ 0,362;
- Demanda Contratada: 200 kW;
- Consumo Médio Ponta: 8.500 kWh;
- Consumo Médio Fora Ponta: 70.000 kWh.

Mais uma vez temos a irradiância média em Campinas igual a 4,91 kWh/m2 por dia (extraído do banco de dados http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data). Com todas essas informações basta aplicar as mesmas equa-

ções apresentadas no caso anterior e teremos a seguinte configuração:

FC = TE ponta / TE fora da ponta = 0,560 / 0,362 = 1,547

Geração necessária = 70000 + (1,547 x 8500) = 83150 kWh/mês

Vamos considerar mais uma vez perdas do sistema de 15%. Somente por questões didáticas e para nos exercitarmos de uma forma diferente, iremos utilizar uma base temporal mensal ao invés da diária que foi empregada no cálculo anterior. Para isso basta multiplicar a irradiância diária de 4,91 kWh/m2 por 30, encontrando 147,3 kWh/m2 por mês.

Potência CC do sistema FV = 83150 / [147,3 x (1 – 0,15)] = 664,11 kWp

Mais uma vez, vamos utilizar os mesmos painéis de 370 Wp e ajustar o valor da potência CC (de pico) do SFV de acordo com a quantidade de painéis necessária. Deste modo poderíamos utilizar 1,8 mil painéis, com uma potência total do sistema de 666 kWp

Agora que já conhecemos a potência CC (valor de pico da potência dos painéis solares, kWp) vamos calcular a potência CA do sistema fotovoltaico (potência de saída dos inversores):

Potência CA dos sistema FV = Potência CC do sistema FV / 1,25 = 666 / 1,25 = 533 kWp

Vamos utilizar os mesmos inversores de 60 kW usados no exemplo anterior, o que nos possibilita utilizar 9 inversores, tendo uma potência CA total de 540 kW. Neste estudo de caso realizado, vemos que a potência CA do sistema FV (540 kW) é muito superior à demanda contratada (200 kW).

Essa instalação será possível somente se houver um aumento de demanda contratada para pelo menos 540 kW. Neste caso, é provável que seja necessário o aumento de carga. Depois de dimensionado o sistema FV de acordo com a geração necessária, como fizemos até agora, deve-se também verificar se o cliente possui área disponível para instalar o sistema fotovoltaico proposto.

Dimensionamento pelo limite da demanda contratada

Quando o cliente não recebe autorização da concessionária para o aumento da demanda ou quando o cliente não quer fazer aumento de carga (troca do transformador e readequação do padrão de entrada), uma alternativa é dimensionar o sistema no limite da demanda contratada existente.

Neste caso, fazemos o cálculo de forma inversa, começando pela potência CA. A potência CA máxima será igual a 200 kW, por exemplo (demanda contratada atual do cliente), e a potência CC será dada por:

Potência CC do sistema FV = Potência CA do sistema FV x 1,25 = 225 kWp

Obviamente, com uma potência menor, o sistema irá gerar menos energia, que é calculada da seguinte forma:

Geração = Potência CC do sistema FV x Irradiância x (1 – Perdas)

Neste exemplo teremos:

Geração = 28171 kWh/mês

Vale lembrar que o FC (fator de correção) para compensação no horário de ponta, depende única e exclusivamente das TE's (ponta e fora ponta), e não das tarifas cheias (tarifas cheias são compostas por TE's e TUSD's).

Caso as TE's e TUSD's não estejam claramente listadas na fatura, é necessário encontrar os valores das TE's nos processos tarifários da ANEEL **clicando aqui.**

KEHUA TECH

Kehua Tech

PV+ESS PARA O FUTURO

TOP 10

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

TOP 5

Fornecedor de inversores de armazenamento mundial (IHS Markit 2021)

Intelligent Trifásico Inversor
SPI8K-40K-B X2

Otimo Trifásico Inversor para UFV
SPI75-125K-B

Inversor de String Mais Poderoso
SPI350K-B

All-in-one Battery Hybrid System
iStoragE Series

E-mail: brazil@kehua.com
WhatsApp: +55(15)99178-8249
Tel: +55(15)99671-4926
www.kehua.com
@Kehua Tech Brasil

3º Mais Lido 2022

Controle do fator de potência dos inversores fotovoltaicos

Guilherme Cerbatto Schmitt Prym
Pesquisador do LESF - Laboratório de Energia e Sistemas Fotovoltaicos da UNICAMP

> **Nas instalações elétricas o fator de potência (FP) é um indicador de eficiência energética, relacionando as potências ativa e reativa presentes no circuito. Um valor de FP próximo da unidade (1,0) indica pouco consumo de energia reativa em relação à ativa.**

Neste artigo, vamos apresentar o conceito de fator de potência e apresentar as normas técnicas vigentes no Brasil relacionadas aos inversores fotovoltaicos.

As normas ABNT 16149 e ABNT 16150 exigem que o inversor fotovoltaico conectado à rede atenda alguns requisitos técnicos de operação no que diz respeito ao fator de potência.

Define-se como fator de potência a relação entre as potências ativa e aparente de um sistema elétrico, segundo a equação:

$$FP = \frac{P}{|S|} = \frac{P}{\sqrt{P^2+Q^2}}$$

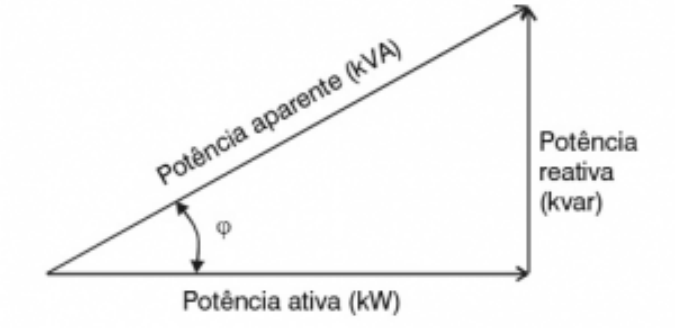
Onde:

P – é a potência ativa em [kW]

Q – é a potência reativa em [kVAr]

S – é a potência aparente em [kVA]

Um triângulo retângulo é utilizado para relacionar as potências ativa, reativa e aparente.



Para o caso de um sistema monofásico senoidal, temos:

$$FP = \frac{V.I.cos(\varphi)}{V.I} = cos(\varphi) \leq 1,0$$

A potência aparente em (VA) é o produto dos valores eficazes (RMS) da tensão e da corrente. É assim nomeada porque seu cálculo consiste no simples produto da tensão pela corrente, por analogia a circuitos resistivos, mas seu valor não revela as parcelas de potência ativa e reativa presentes no sistema.

Nas instalações elétricas o fator de potência (FP) é um indicador de eficiência energética, relacionando as potências ativa e reativa presentes no circuito. Um valor de FP próximo da unidade (1,0) indica pouco consumo de energia reativa em relação à ativa.

Uma vez que a energia ativa é aquela que executa trabalho útil, quanto mais próximo da unidade for o FP, maior é a eficiência energética da instalação ou do sistema elétrico.

O FP é classificado como puramente resistivo quando a corrente elétrica e a tensão do circuito têm a mesma fase, ou seja, estão perfeitamente sincronizadas e cruzam o zero (eixo horizontal) no mesmo instante, como mostra a Figura 2. O fator de potência também pode ser indutivo (Figura 3) ou capacitivo (Figura 4), quando a corrente está atrasada ou adiantada, respectivamente, em relação à tensão do sistema.

Nas Figuras 1 a 3 abaixo, a primeira imagem mostra as informações exibidas pelo analisador de energia de precisão Zimmer LMG 671 e a segunda mostra as formas de onda coletadas de um osciloscópio, da tensão na rede e da corrente injetada na rede pelo inversor fotovoltaico grid-tie.

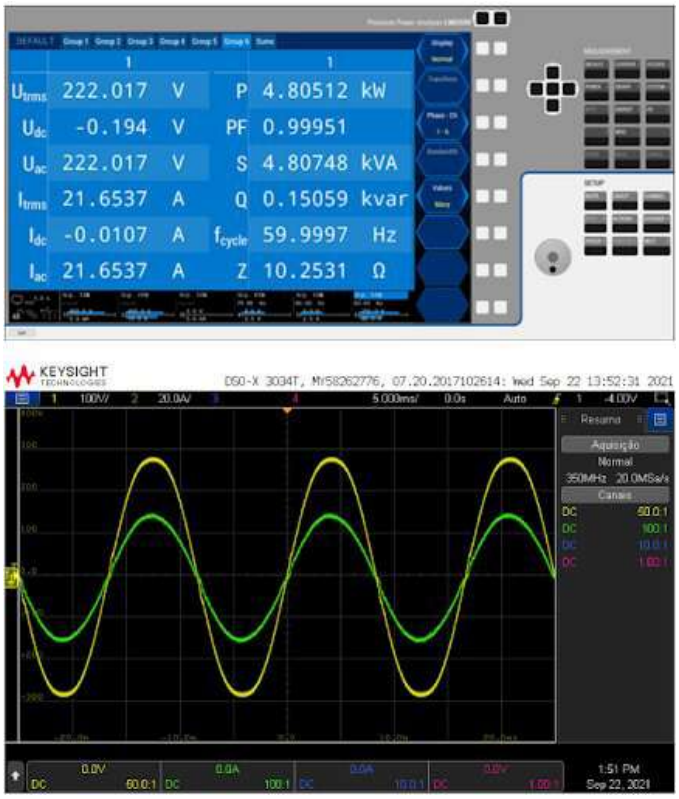


Figura 1 – Acima: tela do medidor de energia indicando fator de potência quase unitário (resistivo). Abaixo: Formas de onda de tensão (amarelo) e corrente (verde) na saída de um inversor fotovoltaico ligado à rede, sincronizadas e em fase

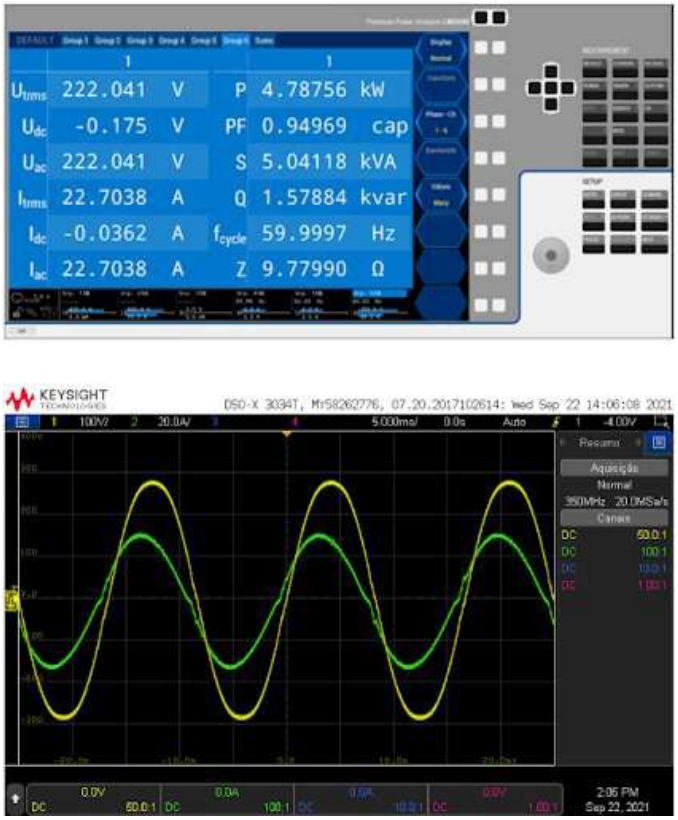


Figura 2 – Acima: tela do medidor de energia indicando fator de potência indutivo. Abaixo: Formas de onda de tensão (amarelo) e corrente (verde) na saída de um inversor fotovoltaico ligado à rede, estando a corrente atrasada em relação à tensão

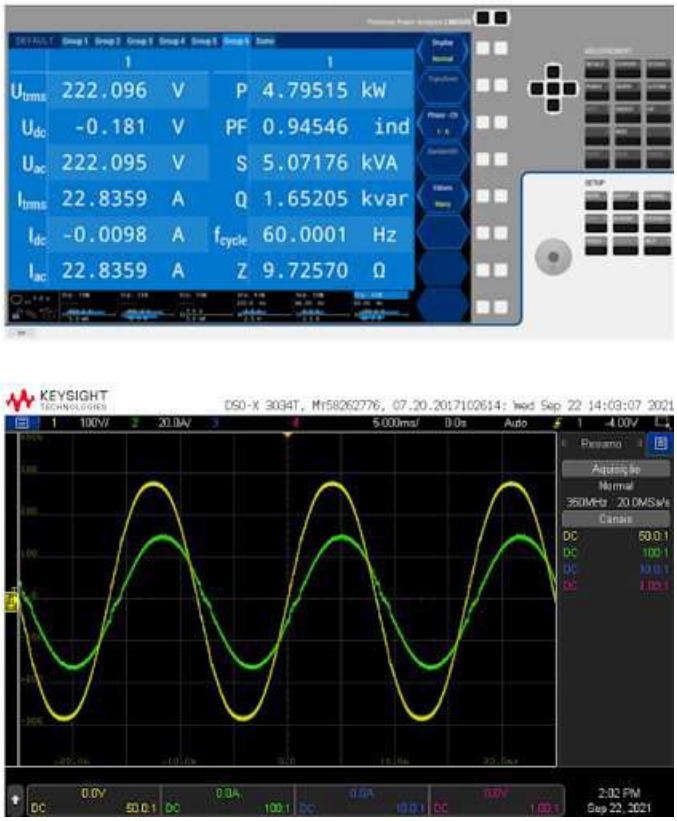


Figura 3 – Acima: tela do medidor de energia indicando fator de potência capacitivo. Abaixo: Formas de onda de tensão (amarelo) e corrente (verde) na saída de um inversor fotovoltaico ligado à rede, estando a corrente adiantada em relação à tensão

Controle do fator de potência dos inversores

Os inversores fotovoltaicos grid-tie (conectados à rede) têm a capacidade de injetar corrente com defasagem controlada, em relação à tensão, na rede elétrica de distribuição. Isso permite ao inversor controlar as quantidades de energia ativa e reativa que ele injeta na rede elétrica.

Em geral, os inversores fotovoltaicos são programados para trabalhar com FP unitário, isto é, injetar potência puramente ativa. Entretanto, tem sido comum a necessidade de usar essa capacidade de injeção de potência reativa para fazer o próprio inversor compensar o fator de potência da instalação, realizando uma função parecida com a de um banco de capacitores.

É importante salientar que existe um limite para a injeção de corrente que o inversor pode realizar. Dessa forma, se for programado para injetar determinada quantidade de potência reativa, terá capacidade reduzida de injetar potência ativa. O auxílio ao controle da estabilidade da rede elétrica também pode ser solicitado aos inversores por meio da sua capacidade de injetar potência reativa na rede de distribuição.

Isso ainda não acontece no Brasil, mas no futuro vamos encontrar situações em que a concessionária de energia elétrica poderá enviar sinais para os inversores dos sistemas de geração distribuída, fazendo-os injetar potência reativa conforme a necessidade da rede elétrica exigir. Em outras palavras, a distribuidora de energia elétrica será capaz de gerenciar os inversores conectados à sua rede de distribuição.

Isso já acontece, por exemplo, na Califórnia, onde foi implantada a "California's Interconnection Rule 21". Na fase 1 da implantação dessa regulação os inversores conectados à rede tinham que ser "smart inverters", compatíveis com alguns requisitos de controle requeridos para dar suporte ao controle da rede elétrica.

Na fase 2, iniciada em 2019, foram estabelecidos os requisitos de comunicação para inversores, integrando-os a uma rede de IoT (internet das coisas) para que pudessem ser remotamente controlados pelas distribuidoras de energia elétrica.

Na fase 3, ainda planejada para o futuro, serão especificadas funcionalidades avançadas, aproveitando os canais de comunicação criados na fase 2.

Testes de controle de fator de potência

Os testes de controle de fator de potência fazem parte dos requisitos para a aprovação dos inversores no programa de certificação do INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia) no Brasil.

As orientações e os requisitos dos testes são determinados pelas seguintes normas técnicas:

- ABNT NBR 16150 – Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – procedimentos de ensaio de conformidade;
- ABNT NBR 16149 – Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.

Referências

- California's Interconnection Rule 21: What it means for utilities and customers across the US, https://www.openintl.com/california-rule-21-interconnection/
- Cartilha "Inversores Fotovoltaicos Conectados à Rede, Procedimentos de ensaio", produzida pelo INRI (Instituto de Redes Inteligentes) da UFSM (Universidade Federal de Santa Maria)

Foto: Envato

MÓDULO N-TYPE
TECNOLOGIA TOPCON

2022 CPVEL

TIER 1 Bloomberg

Melhor eficiência: 22.26%

Half-Cut & SMBB Technology

Revestido com GRAFENO

Coeficiente térmico otimizado: -0.30%/°C

Baixa degradação:

1% degradação do 1° ano

0.4% degradação do 2°~30° ano

ZNSHINESOLAR

SIGA NOSSO REDE SOCIAL :
ZHSHINE SOLAR BRASIL

Canal
Solar
www.canalsolar.com.br