

# **Evolução da normatização para a conexão à rede elétrica de sistemas fotovoltaicos no mundo: uma revisão**

**Pedro Camargo Kemmerich** (UFSM) - pedro.labensaios@gepoc.ufsm.br

**Henrique Horst Figueira** (Instituição - a informar) - henrique.labensaios@gepoc.ufsm.br

**Leandro Michels** (UFSM) - michels@gepoc.ufsm.br

## **Resumo:**

*Este trabalho apresenta um comparativo das principais normas empregadas no mundo que são aplicadas para a conexão à rede elétrica de sistemas de energia solar fotovoltaica. São analisadas as alterações realizadas em suas especificações, desde as versões iniciais das normas IEEE 1547 de 2003, EN 50438 de 2013 e IEC 61727 de 2004 até as normas IEEE 1547 de 2018, EN 50549-1 de 2019 e IEC 61727 de 2008. Os aspectos avaliados são qualidade de energia elétrica do inversor, qualidade de energia elétrica da rede, requisitos de instalação e proteções*

**Palavras-chave:** *Comparativo, Solar Fotovoltaica, Normatização*

**Área temática:** *Mercado, economia, política e aspectos sociais*

**Subárea temática:** *Educação e capacitação em energias renováveis*

# EVOLUÇÃO DA NORMATIZAÇÃO PARA A CONEXÃO À REDE ELÉTRICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO MUNDO: UMA REVISÃO

**Pedro Camargo Kemmerich** – pedro.labensaios@gepoc.ufsm.br  
Universidade Federal de Santa Maria, Departamento de Engenharia Elétrica  
**Henrique Horst Figueira** – henrique@inriufsm.com.br  
Universidade Federal de Santa Maria, Departamento de Engenharia Elétrica  
**Leandro Michels** – michels@gepoc.ufsm.br  
Universidade Federal de Santa Maria, Departamento de Engenharia Elétrica

**Resumo.** Este trabalho apresenta um comparativo das principais normas técnicas empregadas no mundo aplicadas para a conexão à rede elétrica de sistemas solar fotovoltaicos. São analisadas as evoluções realizadas desde as versões iniciais das normas IEEE 1547:2003, EN 50438:2013 e IEC 61727:2004 até as recentes normas IEEE 1547:2018, EN 50549-1:2019 e IEC 62786:2017. Os aspectos avaliados são: i) qualidade de energia elétrica do inversor, ii) qualidade de energia elétrica da rede, iii) requisitos de instalação e iv) proteções. Conclui-se com a análise que as normas estão convergindo para uma estrutura mais generalizada, sendo a maioria dos requisitos similares entre si. Destaca-se que os critérios que mais diferem entre as normas estão relacionados à faixa de tensão e/ou frequência para regime permanente e quanto aos limites de suportabilidade sob faltas. Quanto ao critério de suportabilidade sob faltas, a norma IEC 62786:2017 é a que possui maior grau de flexibilidade. Por outro lado, quanto aos requisitos de faixa de tensão para operação em regime permanente, ela é mais restritiva que as demais.

**Palavras-chave:** Comparativo, Sistemas Solar Fotovoltaica, Normatização

## 1. INTRODUÇÃO

A disseminação da energia solar fotovoltaica é fenômeno mundial, apresenta um crescimento rápido e constante como se pode observar na Fig. 1. Somente entre 2017 e 2018 houve um aumento de 100 GW na potência instalada totalizando 505 GW de potência instalada (Trube, 2018), sendo parte significativa dessa potência em sistemas de geração distribuída (GD). Observa-se que esse processo continua com forte tendência de crescimento, levando a mudanças nos paradigmas dos sistemas elétricos.

Esse processo também impactou na normatização para conexão de sistemas fotovoltaicos à rede. Em um primeiro momento, as normas foram concebidas com o objetivo de possibilitarem a conexão de pequenas fontes geradoras, garantindo as proteções mínimas aos usuários e ao sistema. Contudo, com a disseminação dos sistemas fotovoltaicos, observou-se os impactos sistêmicos de múltiplos geradores, bem como em sistemas de geração de potência mais elevada conectados à redes de distribuição (Zervos, 2019). Em decorrência desses eventos, mesmo poucos anos após a publicação das primeiras normas mais abrangentes como a IEEE 1547:2003 e a EN 50438:2013 observou-se necessário uma significativa evolução na normatização. Essas não refletiram mais o cenário atual com massificação da GD, que demandavam a atualização de diversos requisitos relativos à qualidade de energia, serviços ancilares, e proteções.

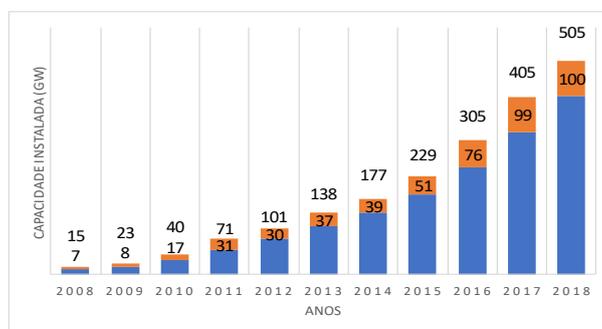


Figura 1 - Crescimento mundial da capacidade solar instalada.

Nesse sentido, este artigo descreve os principais aspectos elétricos referentes a conexão à rede para sistemas fotovoltaicos no mundo, e analisa as alterações realizadas em suas especificações, desde as versões iniciais das normas até as versões mais atuais. Essa análise é importante para discussão de quais requisitos que a evolução da normatização brasileira quanto à sistemas fotovoltaicos deve considerar, tendo em vista que normas analisadas estão em vigência em

localidades com um ambiente cuja penetração de sistemas fotovoltaicos está mais estabelecido e maduro que o brasileiro. Para realizar a comparação das normas, apresenta-se os requisitos e características descritos nas versões obsoletas, e em seguida, os requisitos e características descritos nas versões vigentes. Dessa maneira, é possível concluir se a normatização fotovoltaica ao redor do mundo está convergindo para uma estrutura comum ou não.

Nesse artigo considerou-se as normas mostradas na Tab. 1, que são empregadas em mercados maduros com sistemas elétricos mais similares aos do Brasil. Os motivos para tal escolha são os seguintes:

- Normas americanas: consideradas porque foram desenvolvidas pelo Instituto de Engenheiros Eletrônicos e Eletricistas (IEEE), que além de ter influência técnica mundial, e se aplicam em sistemas de 60 Hz como o sistema elétrico brasileiro.
- Normas Europeias (EN – European Norme): desenvolvidas no continente com maior penetração de energia fotovoltaica, onde a tecnologia já está mais madura. As normas europeias promoveram a harmonização das diversas normas locais de países da União Europeia (UE). São aplicáveis a sistemas elétricos de 230V/50Hz.
- Normas Internacionais (IEC - International Electrotechnical Commission): desenvolvidas pela organização internacional de padronização de tecnologias elétricas, eletrônicas e relacionadas, da qual o Comitê Brasileiro de Eletricidade, Eletrônica, Iluminação e Telecomunicações (Cobei) é membro pleno. São normas normalmente mais genéricas com abrangência mundial.

Norte-Americanas	Europeias	Internacionais
IEEE 1547:2003	EN 50438:2013	IEC 61727:2004
IEEE 1547:2014	EN 50549-1:2015	IEC TS 62786:2017
IEEE 1547:2018	EN 50549-1:2019	-

Destaca-se que muitas das normas listadas na Tab. 1 não versam especificamente sobre sistemas fotovoltaicos, sendo genéricas para diferentes tipos recursos energéticos distribuídos (DER). Contudo, essas normas abrangem os sistemas fotovoltaicos, sendo por isso consideradas na análise. Adicionalmente, considerou na análise a IEC TS 62786:2017, que é uma especificação técnica (estágio anterior à norma), mas indica a direção técnica que futuras normatizações da IEC devem adotar.

## 2. DESCRIÇÃO COMPARATIVA DAS NORMAS TÉCNICAS

As principais especificações de inversores fotovoltaicos foram organizadas por similaridade, de acordo com os requisitos de qualidade da energia do inversor, qualidade da energia da rede, requisitos de instalação e proteções.

### 2.1 Requisitos quanto à qualidade de energia

**Injeção de componente c.c.** Os limites especificados nas normas analisadas estão indicados na Tab. 2. **Tabela 2**

A norma IEEE 1547:2003 restringe o valor máximo de componente c.c que pode ser injetado pelo recurso energético distribuído não devem ser maiores que 0,5% de sua corrente nominal. A revisão atual dessa norma, IEEE 1547:2018 mantém o valor limite para injeção de corrente c.c.

A normas europeias EN 50438:2013 e EN 50549-1:2015 foram aplicáveis para plantas geradoras com capacidade de até 16 A por fase e acima de 16 A por fase, respectivamente. Ambas referenciam o relatório técnico IEC TR 61000-3-15 (International Electrotechnical Commission, 2011), que especifica para cada país da EU um nível específico de injeção de corrente c.c. máximo na rede de distribuição. Já a recente norma EN 50549-1:2019 define que plantas geradoras não devem injetar correntes c.c. na rede.

A norma internacional IEC 61727:2004 define que, um sistema fotovoltaico não deve injetar corrente c.c. de valor maior que 1% da corrente nominal do inversor na rede c.a. Todavia, a especificação técnica IEC TS 62786:2017 define que plantas geradoras não devem injetar nenhuma corrente c.c. na rede c.a.

Tabela 2 – Comparação dos limites para a injeção de corrente c.c. em relação à corrente nominal c.a.

Norma técnica	Valor limite	Tempo máximo de desconexão
IEEE 1547:2003	0,5%	Não especificado
IEEE 1547:2018	0,5%	Não especificado
IEC 61727:2004	1,0%	Não especificado
IEC TS 62786:2017	0,0%	Não especificado
EN 50438:2013	0,0%	Não especificado
EN 50549-1:2015	0,0%	Não especificado
EN 50549-1:2019	0,0%	Não especificado

**Distorção harmônica.** Os limites especificados nas normas analisadas estão indicados na Tab. 3.

O limite para a distorção harmônica em sistemas fotovoltaicos pode ser dividido em dois indicadores principais: o limite percentual para distorção harmônica total, e o limite percentual para a distorção individual de harmônicos.

Tanto a IEEE 1547:2013 quanto a IEC 61727:2004, atribuem um valor limite, para a distorção harmônica total, de 5% da saída nominal do inversor. Os limites individuais de cada harmônica também são bem semelhantes, e podem ser vistos na Tab. 3.

A IEEE 1547:2018 mantém inalterados os valores limites para as taxas de distorção harmônica, enquanto a Europa, a IEC TS 62786:2017 referencia o relatório técnico IEC TR 61000-3-15:2011, que especifica os limites de distorção harmônica.

Todas as normas europeias analisadas, EN50438:2013, EN50549-1:2015 e EN 50549-1:2019, referenciam o relatório técnico IEC/TR 61000-3-15:2011, quanto às recomendações e limites das taxas de distorções harmônicas.

Tabela 3 – Comparação dos limites da taxa de distorção harmônica individual e total

Harmônica	IEEE 1547:2013	IEC	IEC TS 62786:2017		EN 50438:2013	
	IEEE 1547:2018	61727:2004	I < 16A	I > 16A	EN 50549-1:2015	EN 50549-1:2019
					I < 16 <sup>a</sup>	I > 16A
2°	1,000%	1,00%	0,20%	0,40%	0,20%	0,40%
3°	4,000%	4,00%	0,90%	1,25%	0,90%	1,25%
4°	1,000%	1,00%	0,20%	0,40%	0,20%	0,40%
5°	4,000%	4,00%	0,40%	1,50%	0,40%	1,50%
6°	1,000%	1,00%	0,20%	0,40%	0,20%	0,40%
7°	4,000%	4,00%	0,30%	1,25%	0,30%	1,25%
8°	1,000%	1,00%	0,20%	0,40%	0,20%	0,40%
9°	4,000%	4,00%	0,20%	0,60%	0,20%	0,60%
10°	0,500%	0,50%	0,20%	0,40%	0,20%	0,40%
11°	2,000%	2,00%	0,10%	0,70%	0,10%	0,70%
12°	0,500%	0,50%	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
13°	2,000%	2,00%	0,10%	0,60%	0,10%	0,60%
14°	0,500%	0,50%	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
15°	2,000%	2,00%	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
16°	0,375%	0,50%	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
17°	1,500%	1,50%	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
18°	0,375%	0,50%	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
19°	1,500%	1,50%	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
20°	0,375%	0,50%	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
21°	1,500%	1,50%	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
22°	0,150%	0,50%	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
23°	0,600%	0,60%	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
24°	0,150%	0,50%	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
25°	0,600%	0,60%	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
26°	0,150%	0,50%	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
27°	0,600%	0,60%	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
28°	0,150%	0,50%	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
29°	0,600%	0,60%	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
30°	0,150%	0,50%	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
31°	0,600%	0,60%	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
32°	0,150%	0,50%	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
33°	0,600%	0,60%	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
34°	0,075%	-	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
35°	0,300%	-	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
>35°	-	-	0,10%	0,30%	0,10%	0,30%
THD	5,000%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%

**Cintilação.** Quanto aos requisitos associados à cintilação, as normas técnicas de conexão com a rede referenciam outros documentos, principalmente documentos da série de relatórios técnicos IEC 61000. Atualmente, os requisitos das diferentes edições da IEC 61000 estão sendo reunidos no IEC 61000-3-15:2011.

A norma norte-americana IEEE 1547:2003 referencia: IEEE 519<sup>TM</sup>, IEEE P1453<sup>TM</sup>, IEC/TR3 61000-3-7, IEC 61000-4-15 e a IEC 61400-21. A revisão IEEE 1547:2018 descreve os períodos mínimo de observação para cintilação a curto-prazo e longo-prazo, definindo também, a equação de cálculo da severidade da cintilação a longo-prazo. Esta edição da norma referencia os documentos: IEC/TR3 61000-3-7 e IEEE Std 1453.

A IEC 61727:2004 referencia a IEC 61000-3-3 (para correntes inferiores a 16A), e a IEC 61000-3-5 (para correntes superiores a 16A). A norma IEC 62786 referencia a norma IEC 61000-3-15.

As normas europeias, EN 50438:2013, EN 50549-1:2015, e EN 50549-1:2019, também referenciam as normas da família IEC 61000, juntamente com os demais limites e recomendações descritos na série EN 61000, quanto à qualidade de energia e compatibilidade eletromagnética.

Um comparativo pode ser visto na Tab. 4.

Tabela 4 - Comparação dos limites de cintilação.

	IEEE 1547:2013	IEEE 1547:2018	IEC 61727:2004	IEC TS 62786:2017	EN 50438:2013 EN 50549-1:2015 EN 50549-1:2019
Documento referenciado	IEEE Std 519 <sup>TM</sup> IEEE P1453 <sup>TM</sup> IEC/TR3 61000-3-7 IEC 61000-4-15 IEC 61400-21	IEC/TR3 61000-3-7 IEEE Std 1453	IEC 61000-3-3 IEC 61000-3-5	IEC 61000-3-15	IEC 61000-3-15

**Emissão Interferência eletromagnética.** De acordo com a IEEE 1547:2003, sistemas fotovoltaicos devem limitar a emissão de interferência eletromagnética conforme descrito pela IEEE C37.90.2:1995, e esses distúrbios não devem causar o funcionamento indevido de qualquer função da planta geradora. A revisão mais atual, IEEE 1547:2018, considera a normas IEC 61000-3-7. A IEC 61727:2004 não cobre o assunto de interferência eletromagnética. Todavia, a IEC TS 62786:2017 descreve que as plantas geradoras devem estar de acordo com os requisitos de proteção contra interferência eletromagnética descritos na série IEC 61000. As normas europeias não cobrem os requisitos específicos de interferência eletromagnética, pois referenciam a série IEC 61000.

### 2.3 Requisitos de instalação

**Aterramento.** A IEEE 1547:2003 especifica que sistemas de aterramento não devem causar surtos que excedem as especificações do equipamento, e não devem interferir na proteção contra falhas no aterramento. A revisão IEEE 1547:2018 cita a IEEE C62.92.6, para instruções de aterramento. A norma internacional IEC 61727:2004 referencia a IEC 60364-7-712 quanto aos requisitos de aterramento. Já a IEC TS 62786:2017 não cita nada em específico sobre aterramento de sistemas fotovoltaicos. A norma europeia EN 50438:2013 referencia o documento HD 60364-5-551. Por outro lado, as normas EN 50549-1:2015 e EN 50549-1:2019 definem que o aterramento deve estar de acordo com as regulamentações nacionais da planta geradora. Um comparativo dos requisitos é apresentado na Tab. 5.

Tabela 5 - Requisitos referentes ao aterramento.

Norma técnica	IEEE 1547 2003	IEEE 1547 2018	IEC 61727 2004	IEC TS 62786 2017	EN 50438 2013	EN 50549-1 2015	EN 50549-1 2019
Requisitos	Não deve causar surtos que excedam as capacidades do ponto de conexão, e não deve interferir a proteção de falha de aterramento	IEEE C62.92.6-2017	IEC 60364-7-712	Apenas cita que uma das proteções de interface exigidas é: relé de sobretensão em falha de aterramento	HD 60364-5-551	Deve estar de acordo com a regulamentação nacional	Deve estar de acordo com a regulamentação nacional

**Dispositivos de Seccionamento.** A IEEE 1547:2003 define que um dispositivo de isolamento deve estar visível, e pronto para ser utilizado, no ponto de conexão. Não houve nenhuma alteração sobre esse aspecto na revisão realizada em 2018.

A IEC 61727:2004 referencia a norma IEC 60364-7-712 quanto às especificações de isolamento. Não houve nenhuma alteração sobre esse aspecto na IEC.

A EN 50438:2013 indica que os dispositivos de isolamento devem estar devidamente sinalizados. As norma EN 50549-1:2015 e EN 50549-1:2019 referenciam o documento HD 60364-5-551 quanto ao isolamento da planta geradora.

A Tab. 6 apresenta um comparativo desses requisitos dentre as normas analisadas.

Tabela 6 - Requisitos referentes a dispositivo de seccionamento.

Norma técnica	IEEE 1547 2003	IEEE 1547 2018	IEC 61727 2004	IEC TS 62786 2017	EN 50438 2013	EN 50549-1 2015	EN 50549-1 2019
Requisitos	Quando exigido pelo operador do sistema, um dispositivo de isolamento deve estar, no ponto de conexão, claramente acessável e visível	Quando exigido pelo operador do sistema, um dispositivo de isolamento deve estar, no ponto de conexão, claramente acessável e visível	IEC 60364-7-12	Quando exigido pelo operador do sistema, um dispositivo de isolamento deve estar, no ponto de conexão, claramente acessável e visível	Os dispositivos de isolamento devem estar sinalizados	HD 60364-5-551	HD 60364-5-551

## 2.4 Requisitos quanto às proteções

**Sobre/sub tensão em regime permanente.** Todas as normas analisadas apresentam faixas operacionais semelhantes para a tensão de regime permanente. Os limites superiores de todas as normas são de 110% da tensão nominal. Os diferentes valores para os limites inferiores da faixa de tensão em regime permanente são mostrados na Tab. 7. Quando esses limites forem extrapolados, a proteção deve atuar desconectando o sistema fotovoltaico do sistema elétrico.

Tabela 7 – Comparação das faixas operacionais da tensão de saída em regime permanente.

Norma	IEEE 1547:2003	IEEE 1547:2018	IEC 61727:2004	IEC 62786:2017	EN 50438:2013	EN 50549:2015	EN 50549:2019
Tensão nominal	$88\% \leq \frac{V_{rede}}{V_{nominal}} < 110\%$	$88\% \leq \frac{V_{rede}}{V_{nominal}} \leq 110\%$	$85\% \leq \frac{V_{rede}}{V_{nominal}} \leq 110\%$	$90\% \leq \frac{V_{rede}}{V_{nominal}} \leq 110\%$	$85\% \leq \frac{V_{rede}}{V_{nominal}} \leq 110\%$	$85\% \leq \frac{V_{rede}}{V_{nominal}} \leq 110\%$	$85\% \leq \frac{V_{rede}}{V_{nominal}} \leq 110\%$

**Sobre/sub tensão frequência.** A IEEE 1547:2003 delimita diferentes faixas de tensão de operação, juntamente com seu respectivo tempo máximo até a desconexão da planta geradora, para duas categorias distintas de recurso distribuído: capacidade de geração inferior ou igual a 30 kW, e capacidade de geração superior a 30 kW. Com a revisão realizada na IEEE 1547:2014, essa distinção baseada na capacidade de geração foi removida, enquanto os limites de sobrefrequência e subfrequência, e seus respectivos tempos até o desligamento da planta, foram alterados, de forma a serem ajustáveis (dentro de faixas especificadas) pela decisão mútua do operador e da concessionária. Por fim, a IEEE 1547:2018 define que, quando a planta geradora está operando em situações fora da faixa de frequência em regime permanente, ela deve se desconectar em um tempo inferior a um dado máximo especificado. As faixas de frequência, juntamente com os tempos para a desconexão, são ajustáveis em campo pelo operador do sistema (dentro de faixas permitidas pela norma).

A IEC 61727:2004 especifica que, quando a planta geradora está operando em uma faixa de frequência fora da tolerância de  $\pm 1$  em relação à frequência nominal, ela deve se desconectar em até 0,2 segundos. A nova IEC TS 62786:2017 divide os requisitos em três faixas principais de operação de frequência: faixa de operação contínua, faixa de operação onde é permitido o desligamento após um período mínimo, e faixas de operação onde é permitido a desconexão instantânea.

A EN 50438:2013 especifica que, quando em situações de subfrequência e sobrefrequência, a planta deve conseguir se manter conectada à rede por um tempo mínimo especificado, e deve alterar seu comportamento em relação à potência ativa. A EN 50549-1:2015 continua com a estrutura da norma anterior, entretanto, são inseridas mais informações quanto ao comportamento do sistema em situações de desvio da frequência nominal. Já a EN 50549-1:2019 reúne requisitos para diferentes tipos de plantas geradora em uma norma só.

**Curto-circuito.** A IEEE 1547:2003 não especifica nada nesse tópico, enquanto a IEEE 1547:2018 apenas especifica que em situações de curto-circuito, a central geradora deve cessar o fornecimento de energia, desde que isso não contradiz os requisitos de suportabilidade sob faltas na rede.

A IEC 61727:2004 cita que sistemas fotovoltaicos devem ter sistemas de proteção contra curto-circuito, conforme descritos na norma IEC 60364-7-712. A especificação técnica IEC TS 62786:2017 propõe apenas que as proteções de falhas internas (como curto-circuito) devem estar de acordo com as exigências do operador do sistema de distribuição, e seus dispositivos de seccionamento estejam de acordo com a corrente máxima de curto-circuito no ponto de conexão.

Todas as normas europeias, EN 50438:2013, EN 50549-1:2015 EN 50549-1:2019, apenas descrevem que correntes de curto-circuito não devem interferir com os dispositivos de proteção e seccionamento, citando a norma IEC 62116.

**Reconexão fora de fase.** A IEEE 1547:2003 especifica que a central geradora pode se reconectar em qualquer condição de fase da rede. Todavia, a IEEE 1547:2018 especifica que deve ser certificado que os métodos de reconexão não imponham, no sistema de geração, condições de estresse inaceitáveis.

A IEC 61727:2004 apenas especifica que o sistema fotovoltaico pode se reconectar em qualquer condição de fase da rede. Enquanto a IEC TS 62786:2017 especifica que o sistema deve ter um método de atraso na reconexão, de maneira a evitar danos na planta. Todavia, ela também especifica, que, de maneira alternativa, a planta geradora pode ter a capacidade de suportar as condições impostas sobre ela, ao realizar religamentos fora de fase.

A EN 50438:2013 não aborda especificamente o tópico, enquanto tanto a EN 50549-1:2015 quanto a EN 50549-1:2019 especificam que os dispositivos de reconexão automático devem ser condicionados de forma que o risco de religamentos fora de fase sejam desprezíveis. Entretanto, essas normas também estabelecem que, caso haja um acordo mútuo entre concessionária e operador do sistema fotovoltaico, outras soluções podem ser coordenadas, de forma a minimizar os danos causados no sistema de geração de energia. Um comparativo desse aspecto das normas é apresentado na Tab. 8.

Tabela 8 – Comparação dos requisitos referentes à reconexão fora de fase.

Norma técnica	IEEE 1547 2003	IEEE 1547 2018	IEC 61727 2004	IEC 62786 2017	EN 50438 2013	EN 50549-1 2015	EN 50549-1 2019
Requisitos	Reconectar em qualquer condição de fase da rede	A reconexão não deve impôr condições de estresse inaceitáveis no sistema	Reconectar em qualquer condição de fase da rede	Deve possuir um método de atraso na reconexão, ou pode ter capacidade de suportar reconexões fora de fase sem danos	Não aborda especificamente o tópico	Não deve causar danos à planta ou rede	Não deve causar danos à planta ou rede

**Ilhamento não intencional.** Em suas versões iniciais, todas as normas analisadas proibem o funcionamento do inversor quando a rede da concessionária para de fornecer energia, com um limite de tempo máximo de 2 segundos em operação ilhada. Um comparativo dos requisitos pode ser visualizado na Tab. 9.

A IEEE 1547:2003 não especifica metodologia de testes de antilhamento, porém cita método de teste descrito na UL 1741. A revisão mais atual, IEEE 1547:2018, introduz requisitos para as duas situações possíveis de ilhamento: intencional e não-intencional. Ela considera também a IEEE 1547.2 como referência para testes.

A norma internacional, IEC 61727:2004 considera a IEC 62116, para metodologia de testes de antilhamento. A IEC TS 62786:2017 além de continuar citando os procedimentos descritos na IEC 62116, cita outros métodos possíveis que podem ser utilizados pela proteção de interface para detectar situações de ilhamento.

A norma europeia EN 50438:2013 considera os métodos de detecção de ilhamento que estão descritos na IEC 62116. As normas EN 50549-1:2015 e EN 50549-1:2019 além de considerar os requisitos da IEC 62116, exigem que os métodos de detecção de ilhamento não contradizam com os requisitos de imunidades à distúrbios da planta geradora.

Tabela 9 – Comparativo dos requisitos de proteção contra ilhamento não intencional.

Norma técnica	IEEE 1547 2003	IEEE 1547 2018	IEC 61727 2004	IEC 62786 2017	EN 50438 2013	EN 50549-1 2015	EN 50549-1 2019
Requisitos	UL 1741	IEEE 1547.2	IEC 62116	IEC 62116	IEC 62116	IEC 62116; Não deve contradizer os requisitos de imunidade a distúrbios	IEC 62116; Não deve contradizer os requisitos de imunidade a distúrbios

**Tempo de reconexão.** Um comparativo dos requisitos é mostrado na Tab. 10. A IEEE 1547:2003 define que a planta geradora, após estar em condições normais de tensão e frequência de operação, deve se reconectar em até 300 segundos. Em contrapartida, a IEEE 1547:2018 define que a planta deve esperar um tempo mínimo ajustável entre 0 e 600 segundos, com um valor típico de 300 segundos, após a planta estiver em condições de regime permanente.

A IEC 61727:2004 especifica que, após estar em condições de regime permanente, a planta deve esperar um mínimo de 20 segundos, e um máximo de 300 segundos, até se reconectar. A especificação técnica IEC TS 62786:2017 não aborda especificamente esse tópico, apenas cita que a planta deve ser capaz de suportar reconexões fora de fase, caso ocorram.

Todas as normas europeias EN 50438:2013, EN 50549-1:2015 e EN 50549-1:2019 especificam que a planta deve esperar, no mínimo, 60 segundos para se reconectar, após ativação da proteção de interface.

Tabela 10 – Comparação dos requisitos do tempo de reconexão

Norma técnica	IEEE 1547 2003	IEEE 1547 2018	IEC 61727 2004	IEC 62786 2017	EN 50438 2013	EN 50549-1 2015	EN 50549-1 2019
Tempo mínimo (segundos)	Até 300s	Ajustável entre 0 a 600 segundos, com típico de 300 segundos	De 20 a 300s	Não aborda esse tópico, mas deve suportar reconexões fora de fase, caso ocorram	60s	60s	60s

**Susceptibilidade à Interferência eletromagnética.** A IEEE 1547:2003 não apresenta considerações sobre o tema, mas a revisão mais atual, IEEE 1547:2018, considera os requisitos normas IEC 61000-4-3 e IEC 61000-4-5.

A IEC 61727:2004 não cobre o assunto de interferência eletromagnética. Todavia, a IEC TS 62786:2017 descreve que as plantas geradoras devem estar de acordo com os requisitos de proteção contra interferência eletromagnética descritos na série IEC 61000.

**Suportabilidade do dispositivo de paralelamento.** A IEEE 1547:2003 especifica que o dispositivo de paralelamento (relé ou contactora) deve suportar uma tensão de 220% o valor da tensão nominal no ponto de conexão. A revisão realizada na IEEE 1547:2018 inclui que o sistema deve suportar esse valor de tensão por um tempo indefinido. A normas IEC 61727:2004 e especificação técnica IEC TS 62786:2017, não cobrem esse aspecto de sistemas fotovoltaicos.

As normas EN 50438:2013, EN 50549-1:2015 e EN 50549-1:2019 e EN 50549-1 definem que esse dispositivo tenha capacidade de bloqueio correspondente à capacidade de curto circuito da unidade geradora.

## 2.4 Suporte ao sistema elétrico de potência

**Suportabilidade sob faltas.** Na IEEE 1547:2003, não havia necessidade que o sistema possuísse suportabilidade sob faltas na rede, ela apenas especificava o tempo máximo permitido para a planta operar em faixas de tensões fora do regime permanente. A IEEE 1547:2014 alterou os valores que delimitam cada faixa, e adicionou a possibilidade de deixar ao operador do sistema decidir os tempos máximos permitidos, para a operação da planta em cada faixa, desde que não ultrapasse os limites estabelecidos pela norma. Com a revisão de 2018, passou-se a ser exigido tempos mínimos cujo inversor deve ser capaz de se manter conectado à rede ao operar em faixa de tensão fora do regime permanente. A IEEE 1547:2018 também classifica os requisitos em categorias I, II e III, de acordo com o tipo de geração. Uma comparação pode ser visualizada na Fig. 2. A área hachurada se refere apenas para a norma de 2018, pois a norma de 2014 não exigia tempos mínimos de suportabilidade sob falta.

A IEC 61727:2004, em situações de operação fora da faixa de tensão normal, apenas especificava tempos máximos permitidos até o cessamento do fornecimento de energia. Com a vigência da IEC TS 62786:2017, os limites de tempo até o cessamento do fornecimento de energia, para operação fora do regime normal, precisam também estar de acordo com as curvas de suportabilidade em situações de subtensão. A Fig. 2 ilustra uma comparação entre as curvas de suportabilidade para as diferentes normas. A área hachurada se refere apenas para a norma de 2017, pois a norma de 2004 não abordava esse aspecto.

A EN 50438:2013 especifica, para situações de sobretensão ou subtensão, tanto um tempo mínimo que o sistema continue em operação, quanto um tempo máximo permitido até o cessamento do fornecimento de energia. Com a introdução da EN 50549-1:2015, foram retirados os tempos máximos permitidos para a operação em uma faixa de tensão fora do regime permanente, todavia, os requisitos de tempos mínimos, para a suportabilidade em situações de sobretensão e subtensão, foram alocados em curvas que devem ser seguidas pelo sistema. A revisão realizada na EN 50549-1:2019 reúne os requisitos de diferentes tipos de tecnologia de plantas geradoras em uma única norma. Um comparativo entre as normas pode ser visto na Tab. 11.

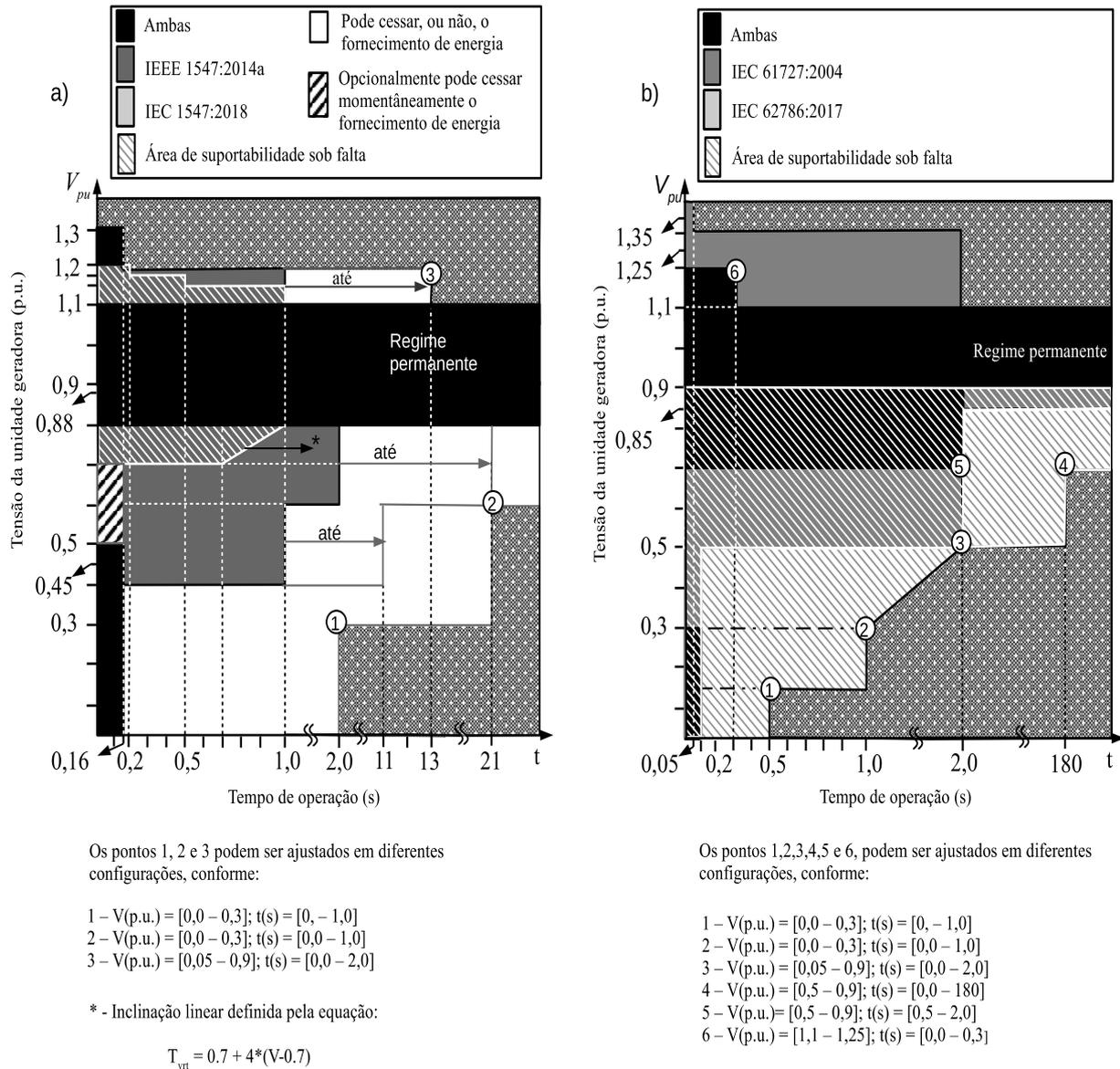


Figura 2 - Curvas de suportabilidade sob faltas para as normas IEEE e IEC.

Tabela 11 - Requisitos de suportabilidade sob faltas considerado nas normas EN.

Parâmetro	EN 50438:2013			EN 50549-1:2015			EN 50549-1:2019		
	$T_{max}^1$	$T_{min}^2$	Limite	$T_{max}^1$	$T_{min}^2$	Limite	$T_{max}^1$	$T_{min}^2$	Limite
Sobretensão estágio 1	3s	-	230V +10%	-	1s	$V_{nom}+15\%$	-	60s	$V_{nom}+15\%$
Sobretensão estágio 2	0,2s	0,1s	230V +15%	-	100ms	$V_{nom}+20\%$	-	5s	$V_{nom}+20\%$
Sobretensão Estágio 3	-	-	-	-	-	-	-	0,1s	$V_{nom}+25\%$
Subtensão Estágio 1	1,5s	1,2s	230V -15%	-	2s	$V_{nom}-15\%$	-	1,5s	$V_{nom}-15\%$
Subtensão Estágio 2	-	-	-	-	-	-	-	0,2s	$V_{nom}-85\%$

<sup>1</sup> Tempo máximo até desconexão

<sup>2</sup> Tempo mínimo de operação

**Fator de potência e injeção de potência reativa.** A IEEE 1547:2013 não permitia regulação de tensão no ponto de conexão, enquanto a IEEE 1547:2014 possibilita que o operador do sistema solicite que o sistema fotovoltaico ativamente participe na regulação de tensão, dentro dos limites da ANSI C84.1, emitida em 2011, Faixa A. Finalmente, a revisão atual, IEEE 1547:2018 introduz diversas especificações para controle de fator de potência, e controle de potência reativa, que diferem para sistemas de Classe A e Classe B, como: i) modo de fator de potência constante, ii) modo de potência reativa controlada por tensão e iii) modo de potência reativa constante.

A IEC 61727:2004 especifica que sistemas fotovoltaicos devem possuir um fator de potência superior a 0,92 indutivo, quando as condições de carga do inversor são de, pelo menos, 50%. Contudo, sistemas com controle de potência reativa podem trabalhar fora desse limite, caso o operador do sistema autorize. A IEC TS 62786:2017 define que sistemas fotovoltaicos conectados a redes de média tensão, ou redes de baixa tensão acima de determinada potência, devem possuir controle de potência reativa, de forma a manter o fator de potência no ponto de conexão, conforme exigido pela regulamentação nacional. Na ocorrência de uma queda de tensão no ponto de conexão, a resposta ao degraú da injeção de corrente reativa deve ser menor que um período especificado pela regulamentação local. Ressalta-se que, dependendo dos requerimentos locais, injeção de potência reativa pode não ser necessário, ou também, não permitida.

A EN 50438:2013 atribui diferentes requisitos de capacidade de fornecimento de potência reativa, de acordo com o tipo: i) geração empregando inversor; e ii) geração sem uso de inversor. Para situações onde existe um inversor, a planta geradora deve ser capaz de manter o fator de potência entre 0,9 capacitivo à 0,9 indutivo, quando a potência ativa de saída do gerador for maior, ou igual, a 20% de sua potência nominal. Existe também diferentes modos de controle para a potência reativa. A EN 50549-1:2015 mantém a estrutura da norma anterior. A última revisão da norma, EN 50549-1:2019, estipula diversas outras condições e requisitos de controle de fator de potência, com base em diferentes tecnologias e topologias das plantas geradoras.

**Monitoramento ou controle externo.** De acordo com a IEEE 1547:2003, cada unidade, ou agregado de unidades, de geração distribuída de ao menos 250 kVA, deve ter capacidade de monitorar seu estado de conexão, sua potência ativa de saída, sua potência reativa de saída e a tensão no ponto de conexão. A atualização IEEE 1547:2018 generalizou a necessidade de uma interface de comunicação para todos os recursos energéticos distribuídos, que sejam capazes de transferir todas as informações exigidas pela norma. A norma cita os parâmetros mínimos necessários, além de alguns adicionais que a interface de comunicação deve cumprir.

A norma internacional, IEC 61727:2004, não abordava esse assunto. A IEC TS 62786:2017 recomenda que recursos energéticos distribuídos conectados à uma rede de média tensão, ou conectados à uma rede de baixa tensão com capacidade de geração de potência acima de determinado nível, devem ser capazes de trocar informações com o operador do sistema de distribuição. Os parâmetros a serem exibidos são estipulados nacionalmente. A norma também exige que os protocolos de comunicação utilizados estejam de acordo com a série IEC 61850.

As normas, EN 50438:2013, EN 50549-1:2015 e EN 50549-1:2019, não abordam especificamente esse tópico. A revisão da norma, EN 50549-1:2019, descreve que plantas geradoras com a capacidade de geração acima de certo limite, determinado pelo operador do sistema de distribuição, devem ter a capacidade de serem monitoradas remotamente. O sistema de comunicação não deve interagir diretamente com os equipamentos de geração de energia, ou com os dispositivos de seccionamento, e sim com o sistema de controle e operação da planta geradora.

### 3. IMPLICAÇÕES DECORRENTES DA EVOLUÇÃO DAS NORMAS

Tendo em vista as características descritas e analisadas na seção anterior, percebe-se que há uma tendência nas normas, em generalizar seus requisitos, tornando-os mais flexíveis, e abrangendo mais situações, dando maior liberdade ao operador do sistema de distribuição.

A especificação técnica IEC TS 62786:2017, por não ser uma norma e sim um estágio anterior a esta, é a mais aberta quanto a todos os tópicos. Ela permite a escolha de até seis pontos diferentes de operação, além do maior tempo permitido para a operação fora de regime permanente, cujo é 180 segundos. Em contrapartida, sua faixa de tensão para operação em regime permanente é a mais restritiva das normas, enquanto a norma europeia EN 50549-1:2019 é a menos restritiva.

Quanto aos requisitos de cintilação, aterramento, injeção de corrente c.c, proteção contra ilhamento não intencional, curto-circuito, interferência eletromagnética e reconexão fora de fase, monitoramento ou controle externo, isolamento, as normas são semelhantes, com uma mínima diferença. Com relação ao limites de distorção harmônica do sistema, embora semelhantes, tanto a IEC TS 62786:2017 quanto à EN 50549-1:2019 são mais restritivas do que a IEEE 1547:2018. Sobre as exigências de injeção de potência reativa, e de controle de fator potência, os requisitos de todas as normas também são semelhantes.

### 4. CONCLUSÕES

A análise comparativa realizada apresentou tanto os cenários atuais das normas, quanto como se deu a evolução das normatizações associadas à conexão à rede de sistemas fotovoltaicos. Conclui-se que as normas estão em processo de convergência, cujo princípio é a generalização e flexibilização dos requisitos, além da eliminação de um excesso de normas e especificações para cada tipo de sistema de geração distribuída. Nota-se, também, que está ocorrendo um

processo de unificação normativa em relação à diferentes topologias e categorias de sistemas de geração distribuída, ou seja, tornando as normas independente da fonte primária, seja ela fotovoltaica, eólica, hidro, entre outras.

A análise do caminho evolutivo dos mercados onde a geração distribuída está mais consolidada é de grande relevância para o setor fotovoltaico nacional. Essas normas podem e devem ser considerados como base para a aperfeiçoamento da normatização brasileira, sempre considerando que uma aplicação direta das mesmas não é viável, dado que algumas características peculiares do sistema elétrico, como as descritas em Saccol et. al (2019) precisam ser consideradas.

### **Agradecimentos**

Os autores agradecem ao INCTGD, CAPES, CNPq e FAPERGS pelo apoio financeiro recebido para o desenvolvimento desse trabalho. O presente trabalho foi realizado com apoio do INCT e suas agências financiadoras (CNPq 465640/2014-1, CAPES 23038.000776/2017-54 e FAPERGS 17/2551-0000517-1). O presente trabalho também foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – (CAPES – PROEX) – Código de Financiamento 001.

### **REFERÊNCIAS**

- EUROPEAN COMMITTEE FOR STANDARDIZATION. **EN 50438**: Requirements for micro-generating plants to be connected in parallel with public low-voltage distribution networks, Brussels, 2013.
- EUROPEAN COMMITTEE FOR STANDARDIZATION. **EN 50549-1**: Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks – Part 1: Connection to a LV distribution network above 16A, Brussels, 2015.
- EUROPEAN COMMITTEE FOR STANDARDIZATION. **EN 50549-1**: Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks – Part 1: Connection to a LV distribution network – Generating plants up to and including type B, Brussels, 2019.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61727**: Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface, Genebra, 2004.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC TR 61000-3-15**: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-15: Limits – Assessment of low frequency electromagnetic immunity and emission requirements for dispersed generation systems in LV network, Genebra, 2011.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 62786**: Distributed energy resources connection with the grid, Genebra, 2017.
- INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS. **IEEE 1547**: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, Piscataway, 2003.
- INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS. **IEEE 1547a**: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems – Amendment 1, Piscataway, 2014.
- INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS. **IEEE 1547**: IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces, Piscataway, 2018.
- SACCOL, G. A., SCHARDONG, C., MICHELS, L., BELLINASSO, L. V., RECH, C. **Reference Grid Impedance for Tests of Grid-connected Power Converters for Distributed Energy Resources: The Brazilian Case**. In: Proceedings of 4th Southern Power Electronics Conference, Santos, 2019.
- TRUBE, J., **Results 2017 including maturity report 2018**, International Technology Roadmap for Photovoltaics, Frankfurt, 2018.
- ZERVOS, A., **Renewable energy policy network for the 21st Century**, Renewables 2019 global status report, Paris, 2019.

### **STANDARDIZATION EVOLUTION FOR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS CONNECTION TO THE ELECTRIC GRID IN THE WORLD: A REVIEW**

**Abstract.** *This work presents a comparison of the main technical standards used in the world applied for the connection to the electrical grid of solar photovoltaic systems. The evolution from the initial versions of the IEEE 1547:2003, EN 50438:2013 and IEC 61727:2004 standards to the recent IEEE 1547: 2018, EN 50549-1: 2019 and IEC 62786:2017 standards are reviewed. The aspects evaluated are: i) quality of the inverter power, ii) quality of electric power from the grid, iii) installation requirements and iv) protections. The paper concludes that the standards are converging to a more generalized structure, with most of the requirements being homogeneous to each other. It is noteworthy that the criteria that contrast among the standards are related to the voltage and frequency range for steady-state operation and the limits of fault ride through. The IEC 62786:2017 fault ride through criteria has the highest degree of flexibility. On the other hand, the voltage range for steady-state operation is more restrictive than the other standards.*

**Key words:** *Comparative, Solar Photovoltaic Systems, Standardization*