



Relatório de teste emitido sob a responsabilidade:

**LYNS-TCI**

## RELATÓRIO DE TESTE

ABNT NBR 16149

**Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**

**Especificações Brasileiras para Inversores Conectados à Rede ABNT NBR 16150**

**Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade**

Número do relatório.....: **HC2407020070GC01**

Número total de páginas .....: 82

Testado por (nome + assinatura) : Pike Tang / Test engineer

Aprovado por (nome + assinatura) ...: Lukes Lin / Project manager

Data de emissão .....: 2024-08-29

Nome do candidato .....: Sungrow Power Supply Co., Ltd.

Endereço .....: No.1699,Xiyou Road,New & High Technology Industrial Development Zone,HeFei City, Anhui Province,P.R.China

Fabricante .....: O mesmo que o requerente

Endereço .....: O mesmo que o requerente

Nome do laboratório de teste .....: LYNS-TCI TECHNOLOGY GUANGDONG CO., LTD.

Endereço .....: Room 1201, Unit 2, Building 18, No. 7, Science and Technology Boulevard, Houjie Town, Dongguan City, Guangdong, 523960 P.R.C

Localização do Teste .....: Como acima

Endereço de teste .....: Como acima

Especificação do teste:

Padrão.....: ABNT NBR 16149:2013

ABNT NBR 16150:2013

IEC 62116:2008 (ABNT NBR IEC 62116:2012)

Portaria n.º 357, de 01 de agosto de 2014, ANEXO III - parte 2

Formulário de relatório de teste nº....: ABNT NBR 16149/ 16150 VER.1.1

This report is for your exclusive use. Any copying or replication of this report to or for any other person or entity, or use of our name or trademark, is permitted only with our prior written permission. This report sets forth our findings solely with respect to the test samples identified herein. Our report includes all of the tests requested by you and the results thereof based upon the information that you provided to us. The report would be invalid without specific stamp of test institute and the signatures of tester and approver.

Issued by: Lyns-tci Technology Guangdong Co., Ltd.

Address: Room 1201, Unit 2, Building 18, No. 7, Science and Technology Boulevard, Houjie Town, Dongguan City, Guangdong, 523960 P.R.C

Tel: +86 769 85598986

E-Mail: service-hc@lyns-tci.com

Web: www.lyns-tci.com

Nome do Produto .....	INVERSOR FV CONECTADO A REDE
Marca comercial .....	<b>SUNGROW</b>
Nome da fábrica .....	Sungrow Power Supply Co., Ltd.
Endereço de fábrica .....	No.608 Changning Avenue, New&High Technology Industrial Development Zone, Hefei, Anhui 230088, P.R. China

Referência de modelo / tipo:	
Classificações: .....	<b>SG110CX-P2</b>
Faixa de tensão DC de entrada [V]..:	máx. 1100
Faixa de tensão MPPT DC [V] .....	180 - 1000
Corrente DC de entrada [A] .....	12*30
Tensão CA de saída [V] .....	3/N/PE 220V(fase-Neutro) / 380V(fase-fase)
Corrente de saída nominal [A] .....	Max. 167,1
Potência nominal de saída [W] .....	110000
Potência máxima de saída [VA] .....	110000
Nota: Todos os testes foram realizados na condição 220V(fase-Neutro) 380V(fase-fase) / 60Hz.	

## Contents

RELATÓRIO DE TESTE .....	1
Histórico de revisão deste relatório de teste .....	4
Cópia da placa de marcação.....	5
Observações gerais - documentação.....	6
Observações gerais para testes.....	7
Visão geral do teste .....	9
Visão geral do teste .....	17
Avaliação .....	23
Anexo 1 – Resultado dos testes.....	24
5    Requisitos para equipamentos.....	25
6.1  Cintilação .....	27
6.2  Injeção de componente c.c. ....	28
6.2  Proteção contra componente CC na saída AC .....	29
6.3  Harmônicas e distorção de forma de onda .....	30
6.4.1 Fator de potência fixo .....	37
6.4.2 Fator de potência com curva do FP .....	39
6.5  Injeção/demanda de potência reativa .....	41
6.6  Procedimento de teste para sobre-tensão/sub-tensão .....	42
6.7  Procedimento de teste para sobre- frequência /sub- frequência .....	44
6.8  Controle de potência ativa em Alta frequência .....	46
6.9  Reconexão .....	50
6.10 Religamento automático fora de fase.....	52
6.11 Modulação Activa Da potência .....	54
6.12 Modulação de potência reativa .....	55
6.13 Desconexão e reconexão de Inverter / Remote Comando.....	56
6.14 Requisitos de suportabilidade a subtensoes decorrentes de faltas na rede (fault ride through- FRT) .....	58
7.1  Proteção contra ilhamento .....	69
15  Proteção contra inversão de polaridade (Portaria n.º 357, de 01 de agosto de 2014.) ....	75
16  Sobrecarga (Portaria n.º 357, de 01 de agosto de 2014.) .....	76
Anexo 2 – fotos da unidade.....	77
Anexo 3 – Lista de equipamentos de teste .....	81

## Histórico de revisão deste relatório de teste

Data de Emissão	Descrição	Número do relatório
2024-08-29	Questão inicial.	HC2407020070GC01

## Cópia da placa de marcação

**SUNGROW** INVERSOR FV CONECTADO À REDE

Tipo **SG110CX-P2**

Nº de série **A\*\*\*\*\***

	$V_{CC \text{ máx.}}$	1100 V
	$V_{CC \text{ MPP}}$	180 V... 1000 V
	$I_{CC \text{ máx.}}$	360 A (12*30A)
	$FV I_{SC}$	480 A (12*40 A)
 50 Hz / 60 Hz	$V_{CA, r}$	3/N/PE AC 220V/380 V
	$I_{CA \text{ máx.}}$	167.1 A
	$P_{CA, r}$	110000 W
	$S_{CA \text{ máx.}}$	110000 VA
	$\cos(\phi)$	-0.8...1...+0.8
Categoria de sobretensão		III [CA], II [FV]
Classe de proteção I	IP66	-30°C...+60°C
Topologia do inversor		Não isolado
Corrente C.A. Máxima Absorvida		<0.4A

Este equipamento possui sistema de proteção de arcos elétricos em série integrado  
Responsável: SUNGROW DO BRASIL  
CNPJ: 30.179.370/0001-07







SUNGROW POWER SUPPLY CO., LTD.

www.sungrowpower.com      Fabricado na China

## Nota:

As placas de marcação acima indicadas podem ser apenas um rascunho. A utilização de marcas de certificação nos produtos deve ser aprovada pelos respectivos BCN a que essas marcas pertencem.

A placa de marcação é fixada à superfície lateral ou à parte de trás do compartimento e é visível após a instalação.

## Observações gerais - documentação

**Veredictos do caso de teste**

Caso de teste não

aplicado ao objeto de teste.....: N/A

Caso de teste não avaliado .....: N/R

O item de teste atende

o requerimento .....: P (Passar)

O item de teste não atende

o requerimento .....: F (Falhou)

**Testando**

Data de recebimento dos itens de teste .....: 2024-07-02

Data (s) de realização dos testes .....: 2024-07-26 to 2024-08-08

**Observações gerais:**

O resultado do teste apresentado neste relatório refere-se apenas ao (s) objeto (s) testado (s). Este relatório não deve ser reproduzido parcial ou totalmente sem a aprovação por escrito do laboratório de teste emissor.

"(Ver Anexo #)" refere-se a informações adicionais anexadas ao relatório.

"(ver tabela anexa)" refere-se a uma tabela anexada ao relatório.

Ao longo deste relatório, um ☒ parágrafo / ☐ ponto é usado como separador decimal.

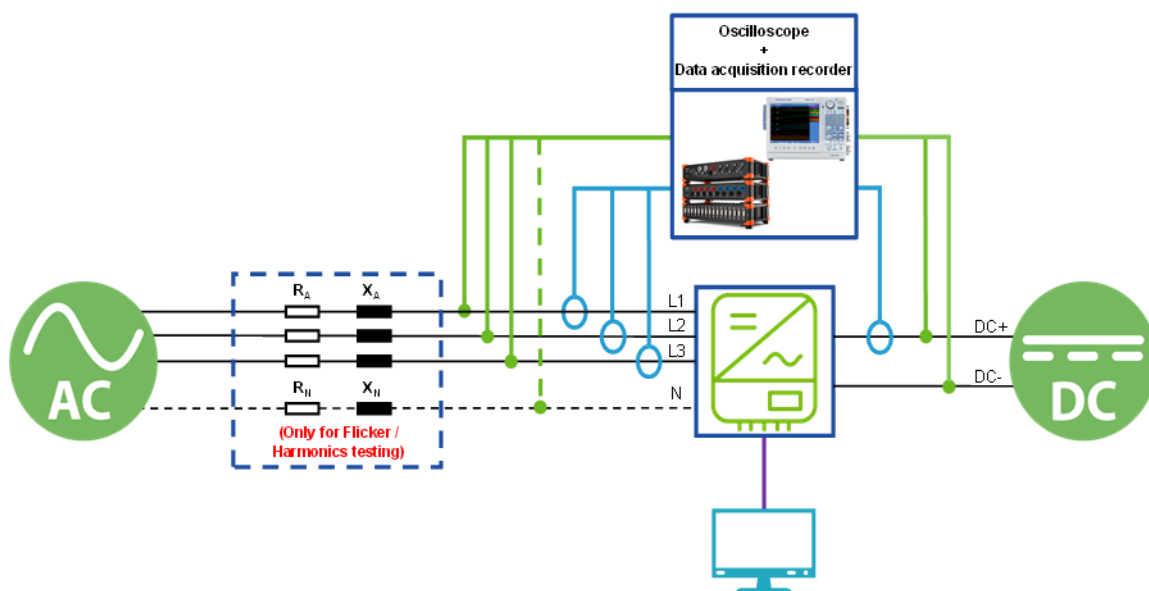
## Observações gerais para testes

**Configuração do teste:**

Para os testes foram usadas 2 configurações de teste:

**a) Configuração de teste 1 (Veja Figura 1):**

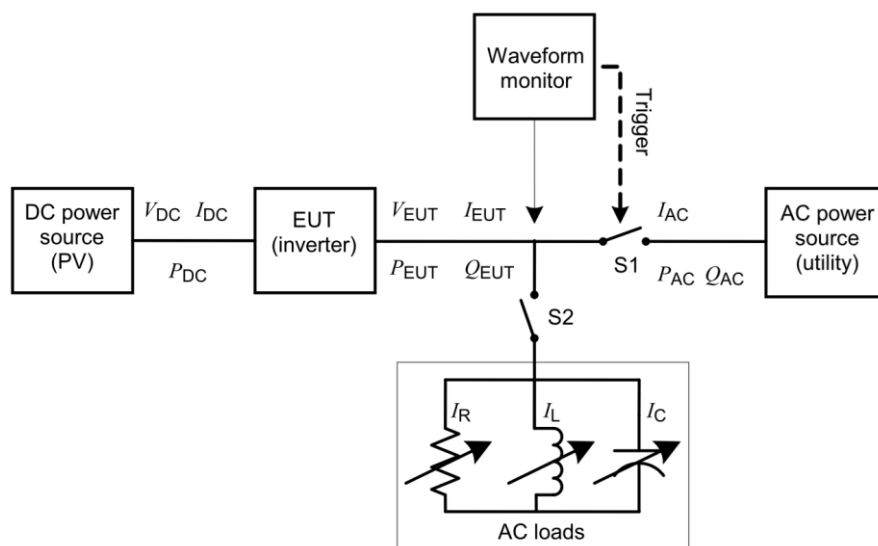
usado para testes, exceto testes de prevenção de ilhamento.



**Figura 1 – Configuração de teste 1**

**b) Configuração de teste 2 (Veja Figura 2):**

- Configuração básica de teste para função de detecção de ilhamento



**Figura 2 – Circuito de teste para a função de detecção de ilhamento em um condicionador de energia (inversor) da IEC 62116:2014**

### Informações gerais sobre produtos:

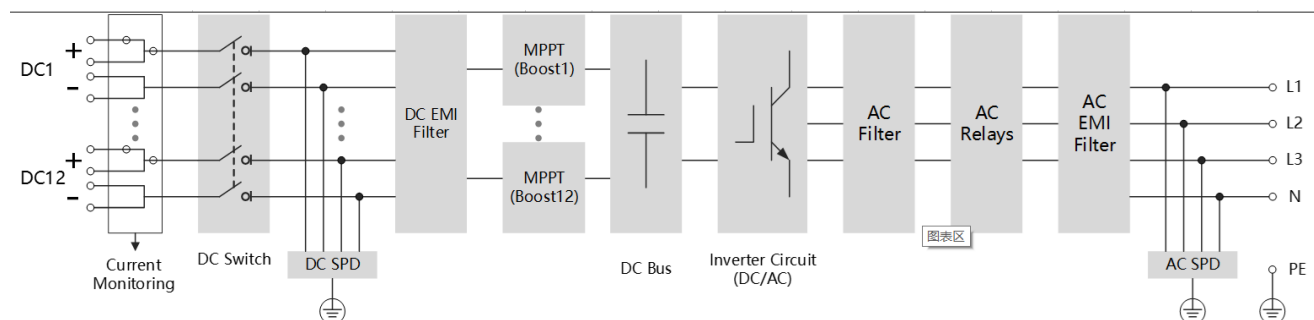
Mobilidade de equipamentos ..... : Conexão permanente  
 condição de funcionamento ..... : Contínuo  
 Classe de equipamentos ..... : Classe I  
 Proteção contra a entrada de água ..... : IP66  
 Massa de equipamentos [kg] ..... : 87kg

A entrada e a saída da unidade são protegidas por varistores para o terra. A unidade está fornecendo filtragem de EMI na entrada e na saída das para a rede elétrica. A unidade não oferece separação galvânica da entrada para a saída (sem transformador).

#### Descrição do circuito elétrico:

O circuito adota uma única estrutura de ponte Y liga-desliga. O circuito da ponte é disposto no BUS de corrente contínua, e BUS+, BUS- e EARTH são conectados por meio do modo Y para formar um circuito de ponte. A impedância de isolamento para o aterramento é calculada pela comutação da impedância.

DSP1(U2): concentra-se no controle do lado do inversor, completa as funções principais do inversor e é responsável pela comutação do modo de trabalho, controle do inversor, controle do relé, detecção de proteção contra raios, registro de falhas e habilitação da fonte de alimentação CA. DSP2(U1): Concentra-se no controle do lado do BOOST, completa o controle intercalado do Boost, MPPT, ISO, controle de redundância de relé e algumas funções de detecção do medidor de segurança, incluindo RCD. FPGA: controle completo da zona morta do sinal do driver e funções de expansão de E/S. O DSP1 se comunica com o DSP2 por meio de SPI, SCI e GPIO.



**Diagrama de bloco**

#### O Produto FOI testado em:

Número de série: Y2462101002

Versão do software: LCD\_GARNET-S\_V11\_V01\_A ; MDSP\_GARNET-S\_V11\_V01\_A

Versão do hardware: SG110CX-P2



Visão geral do teste			
ABNT NBR 16149: 2013			
Seção	Exigência - Teste	Resultado - Observação	Veredito
4	<b>Compatibilidade com a rede</b> A qualidade da energia fornecida pelo sistema fotovoltaico às cargas em corrente alternada locais e à rede elétrica é regida por práticas e normas referentes à tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência. O desvio dos padrões estabelecidos por essas normas caracteriza uma condição anormal de operação, devendo o sistema fotovoltaico deve ser capaz de identificar esse desvio e cessar o fornecimento de energia à rede. Todos os parâmetros de qualidade de energia (tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência) devem ser medidos na interface da rede/ponto de conexão comum, exceto quando houver indicação de outro ponto.	--	P
4.1	<b>Tensão, potência e frequência</b> A tensão, a potência e a frequência do sistema fotovoltaico devem ser compatíveis com a rede elétrica local. Os valores nominais de frequência e tensão estão contidos nas seções pertinentes do Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).	A tensão, a potência e a frequência do sistema fotovoltaico são combinadas com a rede local.	P
4.2	<b>Faixa operacional normal de tensão</b> O sistemas fotovoltaicos normalmente não regular a tensão, mas apenas a corrente injetada no grid, Portanto, o intervalo normal de tensão é selecionada como uma função de proteção, de responder a condições anormais de grade, O sistema PV deve operar dentro dos limites de variação de tensão definidos em 5.2.1	Veja: 6.6 Procedimento de teste para sobre-tensão/sub-tensão	P
4.3	<b>Cintilação</b> A Operação do sistema de PV não pode causar cintilação acima dos limites mencionados nas seções pertinentes das IEC 61000-3-3 (para sistemas com corrente inferior a 16A), IEC 61000-3-11 (para sistemas com corrente superior a 16A e inferior a 75A) e IEC / TS 61000-3-5 (para sistemas com corrente superior a 75A).	Veja: 6.1 Cintilação	P
4.4	<b>Proteção de injeção de componente c.c. na rede elétrica</b> O sistema fotovoltaico deve parar de fornecer energia à rede em 1 s se a injeção de componente c.c. na rede elétrica for superior a 0,5 % da corrente nominal do inversor. O sistema fotovoltaico com transformador com separação galvânica em 60 Hz não precisa ter proteções adicionais para atender a este requisito.	Veja: 6.2 Proteção contra componente CC na saída AC	P
4.5	<b>Faixa Operacional normal de frequência</b> O sistema fotovoltaico deve operar em sincronismo	6.7 Procedimento de teste para sobre- frequência /sub-frequência	P

## Visão geral do teste

## ABNT NBR 16149: 2013

Seção	Exigência - Teste	Resultado - Observação	Veredito																
	com a rede elétrica e dentro dos limites de variation de frecuencia definidos em 5.2.2																		
4.6	<p><b>Harmônicos e distorção de formas de onda</b></p> <p>É conveniente que a energia injetada pelo sistema fotovoltaico tenha baixos níveis de distorção harmônica de corrente para garantir que nenhum efeito adverso ocorra em outro equipamento conectado à rede. Níveis aceitáveis de distorção harmônica de tensão e corrente dependem do tipo das características da rede de distribuição, tipo de serviço, cargas conectadas e procedimentos adotados para a rede.</p> <p>A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5 % em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor. Cada harmônica individual deve estar limitada aos valores apresentados na Tabela 1.</p> <p><b>Tabela 1 – Limite de distorção harmônica de corrente</b></p> <table><tr><th>Harmônicas ímpares</th><th>Limite de distorção</th></tr><tr><td>3° a 9°</td><td>&lt; 4,0 %</td></tr><tr><td>11° a 15°</td><td>&lt; 2,0 %</td></tr><tr><td>17° a 21°</td><td>&lt; 1,5 %</td></tr><tr><td>23° a 33°</td><td>&lt; 0,6 %</td></tr><tr><th>Harmônicas pares</th><th>Limite de distorção</th></tr><tr><td>2° a 8°</td><td>&lt; 1,0 %</td></tr><tr><td>10° a 32°</td><td>&lt; 0,5 %</td></tr></table>	Harmônicas ímpares	Limite de distorção	3° a 9°	< 4,0 %	11° a 15°	< 2,0 %	17° a 21°	< 1,5 %	23° a 33°	< 0,6 %	Harmônicas pares	Limite de distorção	2° a 8°	< 1,0 %	10° a 32°	< 0,5 %	Veja: 6.3 Harmônicas e distorção de forma de onda	P
Harmônicas ímpares	Limite de distorção																		
3° a 9°	< 4,0 %																		
11° a 15°	< 2,0 %																		
17° a 21°	< 1,5 %																		
23° a 33°	< 0,6 %																		
Harmônicas pares	Limite de distorção																		
2° a 8°	< 1,0 %																		
10° a 32°	< 0,5 %																		
4.7	<p><b>Fator de potência e injeção/demanda de potência reativa</b></p> <p>Quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20 % da potência nominal do inversor, o sistema fotovoltaico deve ser capaz de operar dentro das faixas de fator de potência definidas nas próximas subseções.</p> <p>Após uma mudança na potência ativa, o sistema fotovoltaico deve ser capaz de ajustar a potência reativa de saída automaticamente, para corresponder ao FP predefinido.</p> <p>Qualquer ponto operacional resultante destas definições/curvas deve ser atingido em, no máximo, 10s.</p> <p>O inversor deve sair de fábrica com o FP igual a 1.</p>	Veja abaixo.	P																
4.7.1	Sistemas fotovoltaicos com potência nominal menor ou igual a 3kW  PF igual a 1 ajustado em fabrica, com tolerancia de trabalho na faixa de 0,98 indutivo ate 0,98 capacitivo.	--	NA																
4.7.2	Sistemas fotovoltaicos com potência nominal maior que 3kW e menos ou igual a 6 kW:	--	NA																

Visão geral do teste

ABNT NBR 16149: 2013

Seção	Exigência - Teste	Resultado - Observação	Veredito
	<p>A curva da Figura 1 só deve ser habilitada quando a tensão da rede ultrapassar a tensão de ativação, valor ajustável entre 100 % e 110 % da tensão nominal da rede, com valor padrão em 104 % ajustado em fábrica.</p> <p>A curva-padrão só deve ser desabilitada quando a tensão da rede retroceder para um valor abaixo da tensão de desativação, valor ajustável entre 90 % e 100 % da tensão nominal da rede, com valor padrão em 100 % ajustado em fábrica.</p>	--	NA
4.7.3	Sistemas fotovoltaicos com potência nominal maior que 6kW	Veja abaixo.	P
	<p>O sistema fotovoltaico pode operar com duas possibilidades:</p> <p>(i) FP igual a 1 ajustado em fábrica, com tolerância de trabalhar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. O inversor deve apresentar, como opcional, a possibilidade de operar de acordo com a curva da Figura 1 e com FP ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo;</p> <p>(ii) (ii) controle da potência reativa (VAR), conforme Figura 2</p> <p>Figura 2 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6 kW.</p>	<p>Veja:</p> <p>6.4.1 Fator de potência fixo;</p> <p>6.5 Injeção/demanda de potência reativa</p>	P
	<p>O tipo e os ajustes do controle do FP e injeção/demanda de potência reativa devem ser determinados pelas condições da rede e definidos individualmente pelo operador da rede e fornecidos junto com a permissão de acesso. Os tipos de controle podem ser:</p> <p>a) Potência reativa fixa;</p> <p>b) Controle externo.</p>	--	P
5	<p><b>Segurança pessoal e proteção do sistema FV</b></p> <p>Esta Seção fornece informações e considerações para a operação segura e correta dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.</p> <p>A função de proteção dos equipamentos pode ser executada por um dispositivo interno ou externo ao inversor.</p> <p>Devem ser aplicados os códigos nacionais ou</p>	<p>Veja:</p> <p>6.4.2 Fator de potência com curva do FP</p>	P

## Visão geral do teste

## ABNT NBR 16149: 2013

Seção	Exigência - Teste	Resultado - Observação	Veredito								
	loais.										
5.1	<p><b>Perda da tensão da rede</b></p> <p>Para prevenir o ilhamento, um sistema fotovoltaico conectado à rede deve cessar o fornecimento de energia à rede, independentemente das cargas ligadas ou outros geradores, em um tempo-limite especifici cado.</p> <p>A rede elétrica pode não estar energizada por várias razões. Por exemplo, a atuação de proteções contra faltas e a desconexão devido à manutenção.</p> <p>Se o sistema possuir a tensão de entrada em d.c. safety extra-low voltage (SELV) e apresentar potência acumulada, em um único ponto de conexão à rede de distribuição da distribuidora, abaixo de 1 kW, então não há necessidade de desconexão mecânica (relé).</p>	O inversor desconecta a rede elétrica através da ação do relé.	P								
5.2	<p><b>Variações de tensão e frequência</b></p> <p>As variações de tensão e de frequência e a desconexão completa do sistema fotovoltaico conectado a uma rede elétrica, as quais representam um potencial para a formação de um ilhamento de geração distribuída, são condições anormais de operação que podem surgir nessa rede e requerem uma resposta do sistema fotovoltaico, de modo a garantir a segurança das equipes de manutenção da rede e das pessoas em geral, bem como para evitar danos, tanto ao sistema fotovoltaico como aos equipamentos conectados à rede.</p>	Veja abaixo.	P								
5.2.1	<p><b>Variação de tensão</b></p> <p>Quando a tensão da rede sai da faixa de operação especificada na Tabela2, o sistema fotovoltaico deve parar de fornecer energia a rede.</p> <div><p>Tabela 2 – Resposta às condições anormais de tensão</p><table><tr><th>Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à V<sub>nominal</sub>)</th><th>Tempo máximo de desligamento<sup>a</sup></th></tr><tr><td>V &lt; 80 %</td><td>0,4 s</td></tr><tr><td>80 % ≤ V ≤ 110 %</td><td>Regime normal de operação</td></tr><tr><td>110 % &lt; V</td><td>0,2 s</td></tr></table><p><sup>a</sup> O tempo máximo de desligamento refere-se ao tempo entre o evento anormal de tensão e a atuação do sistema fotovoltaico (cessar o fornecimento de energia para a rede). O sistema fotovoltaico deve permanecer conectado à rede, a fim de monitorar os parâmetros da rede e permitir a "reconexão" do sistema quando as condições normais forem restabelecidas.</p></div> <p>Todas as menções a respeito da tensão do sistema referem-se à tensão nominal da rede local.</p> <p>O sistema fotovoltaico deve perceber uma condição anormal de tensão e atuar (cessar o fornecimento à rede). As seguintes condições devem ser cumpridas, com tensões efi cazes medidas no ponto comum de conexão.</p> <p>O propósito de um tempo de atraso permitido é garantir que distúrbios de curta duração não façam com que o sistema cesse o fornecimento de energia para a rede, evitando desconexões excessivas e desnecessárias. A unidade não pode deixar de</p>	Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à V <sub>nominal</sub> )	Tempo máximo de desligamento <sup>a</sup>	V < 80 %	0,4 s	80 % ≤ V ≤ 110 %	Regime normal de operação	110 % < V	0,2 s	Veja: 6.6 Procedimento de teste para sobre-tensão/sub-tensão	P
Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à V <sub>nominal</sub> )	Tempo máximo de desligamento <sup>a</sup>										
V < 80 %	0,4 s										
80 % ≤ V ≤ 110 %	Regime normal de operação										
110 % < V	0,2 s										

Visão geral do teste

ABNT NBR 16149: 2013

Seção	Exigência - Teste	Resultado - Observação	Veredito
	<p>fornecer energia à rede se a tensão voltar para a faixa de operação contínua dentro do tempo de desligamento especificado.</p> <p>NOTA Recomenda-se que a queda de tensão entre os terminais do inversor e o ponto comum de conexão seja levada em consideração.</p>		
5.2.2	<p><b>Variação de frequência</b></p> <p>Quando a frequência da rede assumir valores abaixo de 57,5Hz, o sistema fotovoltaico deve cessar de fornecer energia a rede elétrica em até 0,2 s. O sistema somente deve voltar a fornecer energia a rede quando a frequência retornar para 59,9Hz, respeitando o tempo de reconexão descrito em 5.4</p> <p>Quando a frequência da rede ultrapassar 60,5Hz e permanecer abaixo de 62Hz, o sistema fotovoltaico deve reduzir a potência ativa injetada na rede segundo a equação:</p> $\Delta P = [f_{rede} - (f_{NOMINAL} + 0,5)] \times R$ <p>Se, após iniciado o processo de redução da potência ativa, a frequência da rede reduzir, o sistema fotovoltaico deve manter o menor valor de potência ativa atingido (<math>PM - \Delta P_{Máximo}</math>) durante o aumento da frequência. O sistema fotovoltaico só deve aumentar a potência ativa injetada quando a frequência da rede retornar para a faixa <math>60 \text{ Hz} \pm 0,05 \text{ Hz}</math>, por no mínimo 300 s. O gradiente de elevação da potência ativa injetada na rede deve ser de até 20 % de PM por minuto.</p> <p>Quando a frequência da rede ultrapassar 62 Hz, o sistema fotovoltaico deve cessar de fornecer energia à rede elétrica em até 0,2 s. O sistema somente deve voltar a fornecer energia à rede quando a frequência retornar para 60,1 Hz, respeitando o tempo de reconexão descrito em 5.4. O gradiente de elevação da potência ativa injetada na rede deve ser de até 20 % de PM por minuto.</p> <p>A Figura 3 ilustra a curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede para a desconexão por sobre/subfrequência.</p> <p>Figura 3 – Curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede para a desconexão por variação de frequência</p>	<p>Veja:</p> <p>6.8 Controle de potência ativa em Alta frequência</p>	P

Visão geral do teste			
ABNT NBR 16149: 2013			
Seção	Exigência - Teste	Resultado - Observação	Veredito
5.3	<b>Proteção contra ilhamento</b> O sistema fotovoltaico deve cessar de fornecer energia a rede em até 2 s após a perda da rede. NOTA Os procedimentos de ensaio de anti-ilhamento são objetos da ABNT NBR IEC 62116	Veja: 7.1 Proteção contra ilhamento	P
5.4	<b>Reconexão</b> Depois de uma "desconexão" devido a uma condição anormal da rede, o sistema fotovoltaico não pode retomar o fornecimento de energia a rede elétrica (reconexão) por um período de 20 s a 300 s após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede. NOTA O tempo de atraso na reconexão depende das condições locais da rede.	Veja: 6.9 Reconexão	P
5.5	<b>Aterramento</b> O equipamento de interface com a rede deve estar aterrado em conformidade com a IEC 60364-7-712.	Considerar durante a instalação.	NA
5.6	<b>Proteção contra curto-circuito</b> O sistema fotovoltaico deve ter proteções contra curto-circuito na interface de conexão com a rede, em conformidade com a IEC 60364-7-712.	Considerar durante a instalação.	NA
5.7	<b>Isolação e seccionamento</b> Um método de isolamento e seccionamento do equipamento de interface com a rede deve ser disponibilizado em conformidade com a IEC 60364-7-712.	Considerar durante a instalação.	NA
5.8	<b>Religamento automático da rede</b> O sistema fotovoltaico deve ser capaz de suportar religamento automático fora de fase na pior condição possível (em oposição de fase).	Veja: 6.10 Religamento automático fora de fase	P
6	<b>Controle externo</b> O sistema fotovoltaico deve estar preparado para receber sinais de controle por telecomando. Estes sinais devem permitir: a) o controle de potência ativa e reativa gerada pelo sistema fotovoltaico; b) a desconexão do sistema fotovoltaico da rede. Na ausência de um protocolo definido para os comandos de controle externos, os fabricantes têm liberdade para escolhê-lo. Após a definição de um protocolo de comunicação padrão através de resolução normativa, os sistemas fotovoltaicos instalados após o prazo estabelecido em resolução normativa devem atender aos requisitos estabelecidos.	Leia as instruções.	P



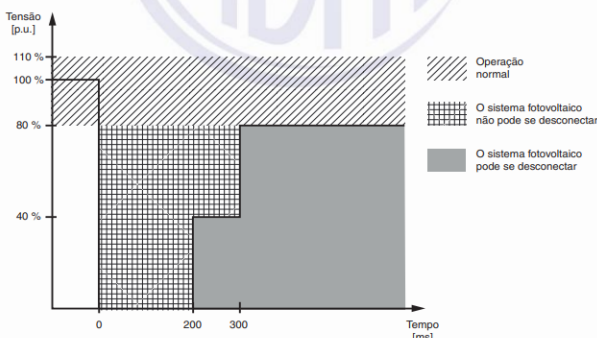
## Visão geral do teste

## ABNT NBR 16149: 2013

Seção	Exigência - Teste	Resultado - Observação	Veredito
6.1	<b>Limitação de potência ativa</b> O sistema fotovoltaico com potência nominal superior a 6 kW deve ser capaz de limitar a potência ativa injetada na rede por meio de telecomandos. Os valores de ajuste enviados por telecomando são expressos em porcentagem da potência nominal do sistema, em passos de amplitude máxima de 10 %. Se o sistema estiver com um nível de potência ativa inferior ao requerido, então não pode reduzir ainda mais sua potência ativa de saída. A potência ativa limitada pelo comando externo deve ser atingida no máximo dentro de 1 min após o recebimento do sinal, com tolerância de $\pm 2,5$ % da potência nominal do sistema, respeitando as limitações da potência de entrada do sistema fotovoltaico.	Veja: 6.11 Modulação Ativa Da potência	P
6.2	<b>Comando de potência reativa</b> O sistema fotovoltaico com de potência nominal superior a 6 kW deve ser capaz de regular a de potência retiva injetada/demandada por meio de telecomandos, dentro dos limites estabelecidos na Seção 4.7. A potência reativa exigida pelo telecomando deve ser atingida no máximo dentro de 10 s após o recebimento do sinal, com tolerância de $\pm 2,5$ % da potência nominal do sistema.	Veja: 6.12 Modulação de potência reativa	P
6.3	<b>Desconexão/reconexão do sistema fotovoltaico da rede</b> O sistema fotovoltaico deve ser capaz de desconectar-se/reconectar-se da rede elétrica por meio de telecomandos. A desconexão/reconexão deve ser realizada em no máximo 1 min após o recebimento do telecomando. NOTA Com relação ao inversor, devido à sua natureza de interligação, somente pode ser desconectado por completo da rede elétrica em casos de serviço ou manutenção por meio da abertura de um dispositivo de seccionamento adequado. Durante o restante do tempo, injetando ou não energia na rede, os circuitos de controle do inversor devem continuar conectados à rede para monitorar as suas condições. Desta forma, quando se utilizar a frase “cessar o fornecimento à rede” ao longo desta Norma, deve-se ter em mente que o inversor não fica totalmente desconectado da rede, apenas deixa de fornecer energia, por exemplo, durante um desligamento devido à sobretensão.	Veja: 6.13 Desconexão e reconexão de inversor / Comando remoto	P

**Visão geral do teste**

**ABNT NBR 16149: 2013**

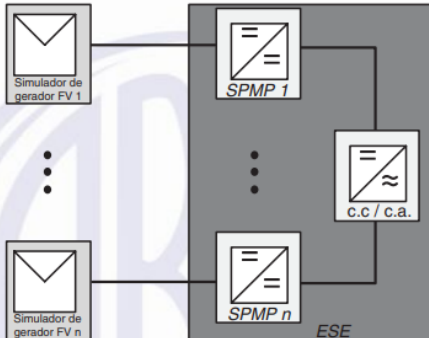
Seção	Exigência - Teste	Resultado - Observação	Veredito
7	<p><b>Requisitos de suportabilidade a subtensoes decorrentes de faltas na rede (fault ride through – FRT)</b></p> <p>Para evitar a desconexão indevida da rede em casos de afundamento de tensão, o sistema fotovoltaico com potência nominal maior ou igual a 6 kW deve continuar satisfazendo os requisitos representados graficamente na Figura 4.</p>  <p>Figura 4 – Requisitos de suportabilidade a subtensoes decorrentes de faltas na rede (fault ride through – FRT)</p> <p>Na área quadriculada, o sistema fotovoltaico não pode se desconectar da rede, porém é permitido cessar o fornecimento de energia.</p> <p>Se a tensão retornar para a faixa de operação normal (– 20 % a + 10 % da tensão nominal), o sistema fotovoltaico deve retornar a injetar a potência ativa e reativa de antes da falta, com tolerância de <math>\pm 10\%</math> da potência nominal do sistema fotovoltaico, dentro de 200 ms.</p> <p>Se a tensão for restaurada, mas permanecer na faixa entre 80 % e 90 % da tensão nominal, é permitida uma redução da potência injetada com base na corrente máxima do inversor.</p>	<p>Veja: 6.14 Requisitos de suportabilidade a subtensoes decorrentes de faltas na rede (fault ride through- FRT)</p>	P



Visão geral do teste			
ABNT NBR 16150: 2013			
Seção	Exigência - Teste	Resultado - Observação	Veredito
<b>4</b>	Instrumentos de medição		
<b>4.1</b>	<p>Medição da forma de onda</p> <p>As formas de onda devem ser medidas por um instrumento de medição com armazenamento de dados, por exemplo, um osciloscópio com memória ou um sistema de aquisição de dados, com taxa de amostragem de 10 kHz ou superior. A exatidão de medida deve ser melhor ou igual a 1 % da tensão nominal de saída do inversor e melhor ou igual a 1 % da corrente de saída nominal do inversor.</p> <p>Para ESE polifásico, todas as fases devem ser monitoradas.</p>	A medição do osciloscópio cumpre este requisito.	P
<b>4.2</b>	<p>Medição da tensão, frequência, corrente e potência</p> <p>Para a medição da tensão, frequência, corrente e potência de entrada e saída do ESE, devem-se utilizar instrumentos de medição com exatidão de medida melhor ou igual a 0,2 % da leitura de tensão, melhor ou igual a 0,01 Hz, melhor ou igual a 1 % da corrente nominal do ESE e melhor ou igual a 0,5 % da leitura de potência, respectivamente.</p> <p>Para um ESE polifásico, os equipamentos de ensaio e medida devem registrar cada corrente de fase e cada tensão fase-neutro ou fase-fase, de acordo com o que for mais apropriado ao ensaio.</p>	O analisador de potência cumpre este requisito de precisão.	P
<b>4.3</b>	<p>Medição dos parâmetros de qualidade de energia elétrica</p> <p>Para a medição do fator de potência e componente contínua, deve-se utilizar um instrumento de medição, por exemplo, um analisador de qualidade de energia ou sistema de aquisição de dados, que seja capaz de medir esses parâmetros com exatidão melhor ou igual a 0,5 %.</p> <p>O instrumento de medição da THDi deve estar em conformidade com a IEC 61000-4-7.</p> <p>O instrumento de medição do ângulo de fase da tensão deve ter exatidão melhor ou igual a 1°.</p>	O analisador de potência cumpre este requisito de precisão.	P
<b>4.4</b>	<p>Medição do tempo de reconexão</p> <p>Para a medição do tempo de reconexão, deve ser utilizado um cronômetro ou instrumento de medição equivalente, com exatidão melhor ou igual a 1 s.</p>	A medição do osciloscópio cumpre este requisito.	P

## Visão geral do teste

## ABNT NBR 16150: 2013

Seção	Exigência - Teste	Resultado - Observação	Veredito										
5	Requisitos para equipamentos												
5.1	<p>Simulador de rede c.a.</p> <p>O simulador de rede c.a. utilizado nos ensaios deve satisfazer as condições especificadas na Tabela 1 e ser capaz de variar a tensão e frequência em degraus, nos quais o valor final deve ser atingido em um período máximo de 16 ms.</p> <p><b>Tabela 1 – Requisitos do simulador de rede c.a.</b></p> <table><tr><th>Itens</th><th>Especificação</th></tr><tr><td>Tensão (passo mínimo)</td><td>0,4 % da tensão de ensaio</td></tr><tr><td>THD de tensão</td><td>&lt; 2,5 %</td></tr><tr><td>Frequência (passo mínimo)</td><td>0,1 Hz</td></tr><tr><td>Erro de defasagem <sup>a</sup></td><td>± 1,5°</td></tr></table> <p><sup>a</sup> Somente em equipamentos trifásicos.</p> <p>O simulador de rede c.a deve ser capaz de produzir deslocamentos de fase (da tensão) de 90° e 180°.</p> <p>NOTA O simulador de rede c.a. pode ser uma fonte de quatro quadrantes ou uma fonte de um quadrante com uma carga resistiva em paralelo que seja capaz de absorver a potência de ensaio.</p>	Itens	Especificação	Tensão (passo mínimo)	0,4 % da tensão de ensaio	THD de tensão	< 2,5 %	Frequência (passo mínimo)	0,1 Hz	Erro de defasagem <sup>a</sup>	± 1,5°	Veja: 5 Requisitos para equipamentos	P
Itens	Especificação												
Tensão (passo mínimo)	0,4 % da tensão de ensaio												
THD de tensão	< 2,5 %												
Frequência (passo mínimo)	0,1 Hz												
Erro de defasagem <sup>a</sup>	± 1,5°												
5.2	<p>Simulador de gerador fotovoltaico</p> <p>O simulador de gerador fotovoltaico, utilizado nos ensaios, deve ser capaz de simular as características de corrente x tensão e tempo de resposta de um gerador fotovoltaico, conforme especificado na Tabela 2 e não pode suprimir o ripple inserido pelo inversor no lado c.c., quando ele utilizá-lo em seu algoritmo de SPMP.</p> <p>NOTA 1 O equipamento pode ser uma fonte c.c. capaz de simular um gerador fotovoltaico de acordo com as especificações desta Norma.</p> <p>NOTA 2 Para a realização do ensaio, pode-se utilizar um equipamento que reúna duas ou mais funções.</p> <p>Deve-se utilizar, simultaneamente, um simulador de gerador fotovoltaico para cada conjunto de entradas de um mesmo SPMP do ESE, conforme Figura 1</p>  <p><b>Figura 1 – Inversor com múltiplos SPMP</b></p>	Veja: 5 Requisitos para equipamentos	P										

## Visão geral do teste

## ABNT NBR 16150: 2013

Seção	Exigência - Teste	Resultado - Observação	Veredito										
	<div>Tabela 2 – Especificação do simulador de gerador fotovoltaico</div> <table><tr><th>Itens</th><th>Especificação</th></tr><tr><td>Potência de saída</td><td>Suficiente para fornecer a máxima potência de saída do ESE e outros níveis especificados pelas condições de ensaio</td></tr><tr><td>Velocidade de resposta</td><td>O tempo de resposta do simulador a um degrau na tensão de saída, devido a uma variação de 5 % de potência, deve resultar na acomodação da corrente de saída dentro de 10 % do seu valor final em menos de 1 ms</td></tr><tr><td>Estabilidade</td><td>Excluindo as variações causadas pelo SPMP do ESE, a potência de saída do simulador deve permanecer estável dentro de 1 % do nível de potência especificado durante o ensaio</td></tr><tr><td>Fator de forma</td><td>0,25 a 0,8</td></tr></table>	Itens	Especificação	Potência de saída	Suficiente para fornecer a máxima potência de saída do ESE e outros níveis especificados pelas condições de ensaio	Velocidade de resposta	O tempo de resposta do simulador a um degrau na tensão de saída, devido a uma variação de 5 % de potência, deve resultar na acomodação da corrente de saída dentro de 10 % do seu valor final em menos de 1 ms	Estabilidade	Excluindo as variações causadas pelo SPMP do ESE, a potência de saída do simulador deve permanecer estável dentro de 1 % do nível de potência especificado durante o ensaio	Fator de forma	0,25 a 0,8		
Itens	Especificação												
Potência de saída	Suficiente para fornecer a máxima potência de saída do ESE e outros níveis especificados pelas condições de ensaio												
Velocidade de resposta	O tempo de resposta do simulador a um degrau na tensão de saída, devido a uma variação de 5 % de potência, deve resultar na acomodação da corrente de saída dentro de 10 % do seu valor final em menos de 1 ms												
Estabilidade	Excluindo as variações causadas pelo SPMP do ESE, a potência de saída do simulador deve permanecer estável dentro de 1 % do nível de potência especificado durante o ensaio												
Fator de forma	0,25 a 0,8												
6	Procedimento de ensaio												
6.1	<b>Cintilação</b> O procedimento de ensaio de conformidade com relação à cintilação faz parte do conteúdo das IEC 61000-3-3 (para sistemas com corrente inferior a 16 A), IEC 61000-3-11 (para sistemas com corrente superior a 16 A e inferior a 75 A) e IEC 61000-3-5 (para sistemas com corrente superior a 75 A). Critério de aceitação: Q ESE é considerado em conformidade se os valores de cintilação medidos não excederem os limites das Normas citadas em 6.1.	Veja: 6.1 Cintilação	P										
6.2	<b>Injeção de componente c.c.</b> É de inteira responsabilidade de fabricante de ESE fornecer uma forma de deslocar a corrente de saída (produzir uma injeção de componente contínua). Critério de aceitação: O ESE é considerado em conformidade se os valores de tempo de desconexão medidos devido à injeção de componente contínua não excederem os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149. NOTA O ESE com transformador com separação galvânica em 60 Hz não precisa ser ensaiado.	Veja: 6.2 Proteção contra componente CC na saída AC	P										
6.3	<b>Harmônicos</b> O ESE é considerado em conformidade se os valores de THDi medidos não excederem os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149.	Veja: 6.3 Harmônicas e distorção de forma de onda	P										
6.4	Fator de potência												
6.4.1	Fator de potência fixo O ESE é considerado em conformidade se a diferença entre os valores de fator de potência medidos e os valores esperados estiver dentro de tolerancia de ± 0,01.	Veja: 6.4.1 Fator de potência fixo	P										
6.4.2	Fator de potência com curva do FP O ESE é considerado em conformidade se a diferença entre os valores de fator de potência medidos e os valores esperados (curva FP) estiver dentro da tolerância de ± 0,025.	Veja: 6.4.2 Fator de potência com curva do FP	P										
6.5	<b>Injeção/demanda de potencia reativa</b>	Veja: 6.5 Injeção/demanda de	P										

**Visão geral do teste**
**ABNT NBR 16150: 2013**

Seção	Exigência - Teste	Resultado - Observação	Veredito
	O ESE é considerado em conformidade se a diferença entre os valores de potencia reativa medidos e os valores esperados estiver dentro da tolerância de $\pm 2,5\%$ da potencia nominal do ESE.	potência reativa	
<b>6.6</b>	<b>Variação de tensão</b>	Veja: 6.6 Procedimento de teste para sobre-tensão/sub-tensão	P
<b>6.6.1</b>	Medição da tensão de desconexão por sobretensão O ESE é considerado em conformidade se a tensão de desconexão por sobretensão não exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149, com tolerância de $\pm 2\%$ da tensão nominal de ensaio.	Idem	P
<b>6.6.2</b>	Medição do tempo de desconexão por sobretensão O ESE é considerado em conformidade se o tempo de desconexão por sobretensão não exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149, com tolerância de $\pm 2\%$ .	Idem	P
<b>6.6.3</b>	Medição da tensão de desconexão por subtensão O ESE é considerado em conformidade se a tensão de desconexão por subtensão não exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149, com tolerância de $\pm 2\%$ da tensão nominal de ensaio.	Idem	P
<b>6.6.4</b>	Medição do tempo de desconexão por subtensão O ESE é considerado em conformidade se o tempo de desconexão por subtensão não exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149, com tolerância de $\pm 2\%$ .	Idem	P
<b>6.7</b>	<b>Variação de frequência</b>	Veja: 6.7 Procedimento de teste para sobre- frequência /sub- frequência	P
<b>6.7.1</b>	Medição da frequência de desconexão por sobrefrequência O ESE é considerado em conformidade se a frequência de desconexão por sobrefrequência não exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149, com tolerância de $\pm 0,1$ Hz.	Idem	P
<b>6.7.2</b>	Medição do tempo de desconexão por sobrefrequência O ESE é considerado em conformidade se o tempo de desconexão por sobrefrequência não exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149, com tolerância de $\pm 2\%$ .	Idem	P
<b>6.7.3</b>	Medição da frequência de desconexão por subfrequência O ESE é considerado em conformidade se a frequência de desconexão por subfrequência não exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149, com tolerância de $\pm 0,1$ Hz.	Idem	P

Visão geral do teste			
ABNT NBR 16150: 2013			
Seção	Exigência - Teste	Resultado - Observação	Veredito
6.7.4	<p>Medição do tempo de desconexão por subfrequência</p> <p>O ESE é considerado em conformidade se o tempo de desconexão por subfrequência não exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149, com tolerância de + 2 %.</p>	Idem	P
6.8	<p><b>Controle da potência ativa em sobrefrequência</b></p> <p>O ESE é considerado em conformidade se satisfizer as seguintes exigências:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) A diferença entre os valores de potencia ativa medidos e os valores esperados está dentro da tolerância de <math>\pm 2,5</math> % da potencia nominal do ESE.</li> <li>b) A diferença entre os valores de potencia ativa medidos e os valores esperados está dentro da tolerância de <math>\pm 2,5</math> % da potencia nominal do ESE.</li> <li>c) O tempo necessário para o ESE começar a aumentar a potencia ativa injetada, após a redução da frequência da rede, é maior ou igual ao limite estabelecido na ABNT NBR 16149.</li> <li>d) O gradiente de elevação da potencia ativa injetada é inferior ao limite estabelecido na ABNT NBR 16149</li> </ul>	Veja: 6.8 Controle de potência ativa em Alta frequência	P
6.9	<p><b>Reconexão</b></p> <p>Este ensaio deve ser realizado durante os ensaios de 6.6.1, 6.6.3 imediatamente após restabelecer as condições nominais de tensão/frequência, medir e registrar o tempo decorrido até a reconexão.</p> <p>NOTA O tempo de reconexão pode ser medido com um cronômetro.</p> <p>O ESE é considerado em conformidade se o tempo de reconexão não exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149.</p>	Veja: 6.9 Reconexão	P
6.10	<p><b>Religamento automático fora de fase</b></p> <p>NOTA Pode ser que as proteções do ESE atuem após a aplicação do deslocamento do ângulo de fase e que seja necessária a troca de fusíveis.</p> <p>O ESE é considerado em conformidade se a corrente de saída estiver dentro dos parâmetros normais de funcionamento.</p>	Veja: 6.10 Religamento automático fora de fase	P
6.11	<p><b>Limitação de potencia ativa</b></p> <p>O ESE é considerado em conformidade se a diferença entre os valores de potência medidos e os valores esperados estiver dentro da tolerância de <math>\pm 2,5</math> % da potência nominal do ESE.</p>	Veja: 6.11 Modulação Ativa Da potência	P
6.12	<p><b>Controlando de potência reativa</b></p>	Veja: 6.12 Modulação de potência reativa	P

## Visão geral do teste

## ABNT NBR 16150: 2013

Seção	Exigência - Teste	Resultado - Observação	Veredito
	O ESE é considerado em conformidade se a diferença entre os valores de potencia medidos e os valores esperados estiver dentro da tolerância de $\pm 2,5\%$ da potencia nominal do ESE.		
6.13	<b>Desconexão e reconexão do sistema fotovoltaico da rede</b> O ESE é considerado em conformidade se desconectar-se e reconectar-se da rede após o comando externo correspondente.	Veja: 6.13 Desconexão e reconexão de inversor / Comando remoto	P
6.14	<b>Requisitos de suportabilidade a subtensoes decorrentes de faltas na rede (fault ride through- FRT)</b> O ESE é considerado em conformidade se atender aos requisitos de suportabilidade a subtensoes decorrentes de faltas na rede (fault ride through - FRT) especificados na ABNT NBR 16149.	Veja: 6.14 Requisitos de suportabilidade a subtensoes decorrentes de faltas na rede (fault ride through- FRT)	P

**Avaliação**
**ABNT NBR 16150: 2013**

Clause	Test item	Result
5	Requisitos para equipamentos	P
5.1	Simulador de rede c.a.	P
5.2	Simulador de gerador fotovoltaico	P
6	Procedimento de ensaio	P
6.1	Cintilação	P
6.2	Injeção de componente c.c.	P
6.3	Harmônicas e distorção de Forma de Onda	P
6.4	Fator de potência	P
6.4.1	Fator de potência – fixo	P
6.4.2	Fator de Potência como a curva do FP	P
6.5	Injeção / demanda de potência reativa	P
6.6	Variações de tensão	P
6.6.1	Medição da tensão de desconexão por sobretensão	P
6.6.2	Medição de tempo de desconexão por sobretensão	P
6.6.3	Medição da tensão de desconexão por subtensão	P
6.6.4	Medição do tempo de desconexão por subtensão	P
6.7	Variação de frequência	P
6.7.1	Medição da frequência de desconexão por sobrefrequência	P
6.7.2	Medição do tempo de desconexão por sobrefrequência	P
6.7.3	Medição da frequência de desconexão por subfrequência	P
6.7.4	Medição do tempo de desconexão por subfrequência	P
6.8	Controle de Potência Ativa em sobrefrequência	P
6.9	Reconexão	P
6.10	Reconexão automática fora de fase	P
6.11	Limitação da potência activa	P
6.12	Comando de potência reativa	P
6.13	Desconexão e reconexão do sistema fotovoltaico da rede	P
6.14	Requisitos de suportabilidade a subtensoes decorrentes de faltas na rede (fault ride through – FRT)	P
<b>ABNT NBR IEC 62116: 2012</b>		
7.1	Ensaio de inversor monofásico ou polifásico	P
Portaria n.º 357, de 01 de outubro de 2014		
ANEXO III/ Parte 2	INVERSORES PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE	P
	15 Proteção contra inversão de polaridade	P
	16 Sobrecarga	P

## **Anexo 1 – Resultado dos testes**



<b>5 Requisitos para equipamentos</b>	<b>P</b>
---------------------------------------	----------

#### 5.1 Especificações de fonte AC

O simulador de rede c.a. utilizado nos ensaios deve satisfazer as condições especificadas na Tabela 1 e ser capaz de variar a tensão e frequência em degraus, nos quais o valor final deve ser atingido em um período máximo de 16 ms.

O simulador de rede c.a. deve ser capaz de produzir deslocamentos de fase (da tensão) de 90° e 180°.

**Tabela 1 – Requisitos do simulador de rede c.a.**

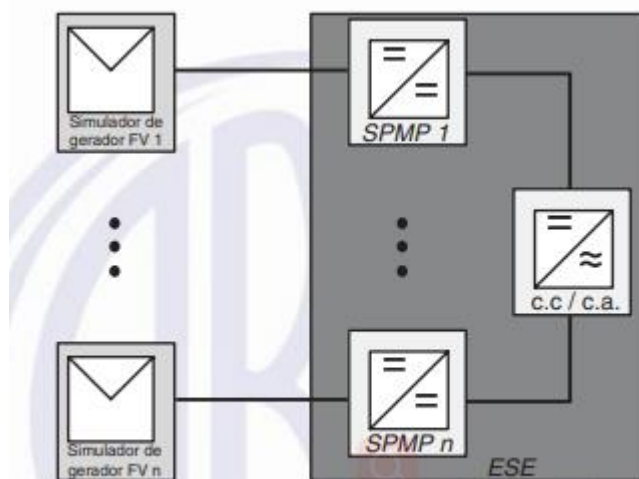
Itens	Especificação
Tensão (passo mínimo)	0,4 % da tensão de ensaio
THD de tensão	< 2,5 %
Frequência (passo mínimo)	0,1 Hz
Erro de defasagem <sup>a</sup>	± 1,5°
<sup>a</sup> Somente em equipamentos trifásicos.	

Itens	Corrente Alternada Gerador AC		
	Fabricante	Modelo	Parâmetro técnico
Tensão (passo mínimo)	KEWELL	KAC-45-345-33	0,1V
THD de tensão			0,1%
Frequência (passo mínimo)			0,001Hz
Erro de Fases Sincronismo			±1,0°

## 5.2 Simulador de gerador fotovoltaico

O simulador de gerador fotovoltaico, utilizado nos ensaios, deve ser capaz de simular as características de corrente x tensão e tempo de resposta de um gerador fotovoltaico, conforme especificado na Tabela 2 e não pode suprimir o ripple inserido pelo inversor no lado c.c., quando ele utilizá-lo em seu algoritmo de SPMP

Deve-se utilizar, simultaneamente, um simulador de gerador fotovoltaico para cada conjunto de entradas de um mesmo SPMP do ESE, conforme figura 1



**Figura 1 – Inversor com múltiplos SPMP**

**Tabela 2 – Especificação do simulador de gerador fotovoltaico**

Itens	Especificação
Potência de saída	Suficiente para fornecer a máxima potência de saída do ESE e outros níveis especificados pelas condições de ensaio
Velocidade de resposta	O tempo de resposta do simulador a um degrau na tensão de saída, devido a uma variação de 5 % de potência, deve resultar na acomodação da corrente de saída dentro de 10 % do seu valor final em menos de 1 ms
Estabilidade	Excluindo as variações causadas pelo SPMP do ESE, a potência de saída do simulador deve permanecer estável dentro de 1 % do nível de potência especificado durante o ensaio
Fator de forma	0,25 a 0,8

Itens	Simulador de gerador fotovoltaico		
	Fabricante	Modelo	Parâmetro técnico
Potência de saída	KEWELL	S7000-21K-2000-0040	0 -1300kW
Velocidade de resposta			0,001s
Estabilidade			0,5%
Fator de forma			0,01 – 0,99

6.1 Cintilação								P
		Seleção de limites						
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				
Fase única	Trifásico	Equipamento com corrente nominal $\leq 16$ A por fase <i>IEC EN 61000-3-3</i>	Equipamento com corrente nominal $\leq 75$ A por fase <i>IEC EN 61000-3-11</i>	Equipamento com corrente nominal $> 75$ A por fase <i>IEC EN 61000-3-5</i>				
<b>Condição de teste:</b> <b>Nível de poder:</b> 100%Pn <b>Resultados:</b>								
	Iniciando			Parando			Encontro	
	d <sub>max</sub>	d <sub>c</sub>	T <sub>max</sub>	d <sub>max</sub>	d <sub>c</sub>	T <sub>max</sub>	P <sub>st</sub>	P <sub>lt</sub>
Valores medidos na impedância de teste	1,36	0,70	0,00	1,95	0,33	0,00	0,07	0,06
Limites de acordo com 61000-3-3 & 61000-3-11	4%	3,3%	500 ms	4%	3,3%	500 ms	1,0	0,65
Z <sub>test</sub>			R =	0,24	Ω	X =	0,15	Ω

**6.2 Injeção de componente c.c.****P****Condição de teste:**

Os testes foram medidos de acordo com os procedimentos de teste 6.2 da ABNT NBR 16150.

É de inteira responsabilidade do fabricante do ESE fornecer uma forma de deslocar a corrente de saída (produzir uma injeção de componente contínua).

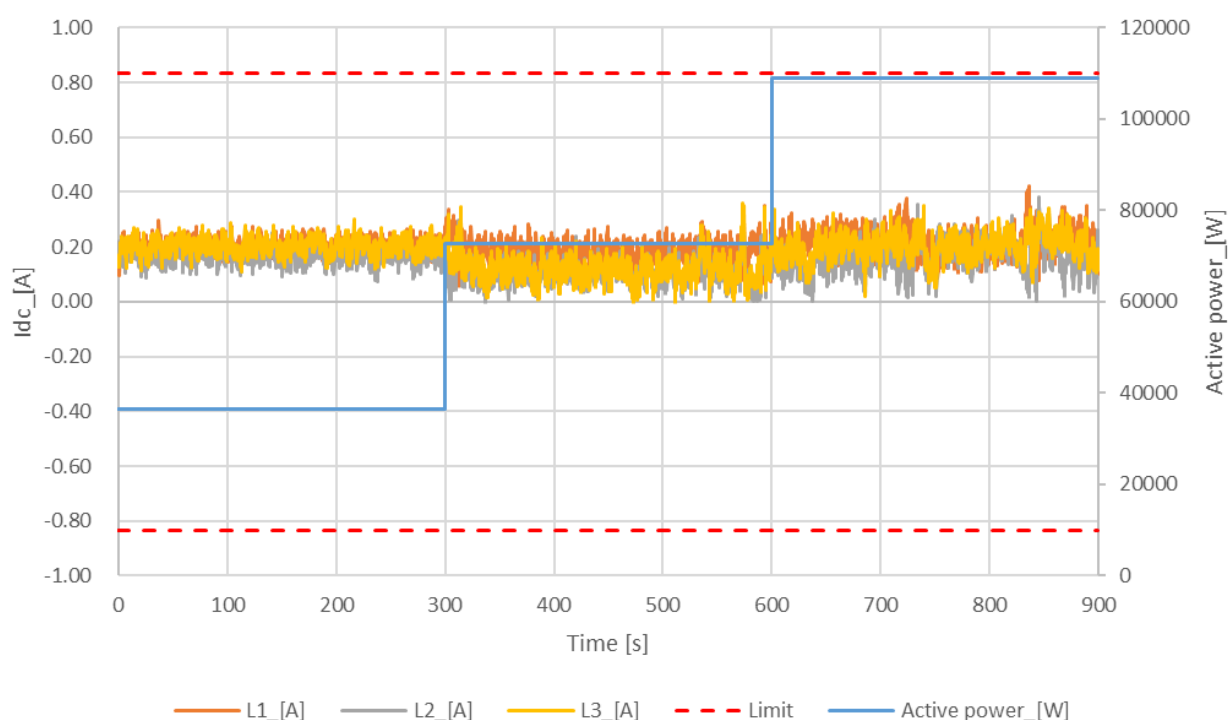
**Critério de aceitação:**

O ESE é considerado em conformidade se os valores de tempo de desconexão medidos devido à injeção de componente contínua não excederem os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149.

O sistema fotovoltaico deve parar de fornecer energia à rede em 1 s se a injeção de componente c.c. na rede elétrica for superior a 0,5 % da corrente nominal do inversor.

**Resultado:**

Nível de poder	(33 ± 5)%			(66 ± 5)%			(100 ± 5)%		
Potência [W]	36546			72759			108996		
Tensão [Vrms]	219,8			220,0			220,2		
Corrente [Arms]	55,447			110,276			165,042		
Factor de potência	0,999			0,999			0,999		
Corrente máxima Idc [mA]	295	254	301	350	303	360	421	380	351
Corrente máxima Idc [%]	0,177	0,152	0,180	0,210	0,182	0,216	0,252	0,228	0,211
Corrente média Idc [mA]	207	166	202	188	106	120	220	163	204
Corrente média Idc [%]	0,124	0,100	0,121	0,113	0,063	0,072	0,132	0,098	0,122

**Diagrama de injeção permanente de CC (ambiente)**

## 6.2 Proteção contra componente CC na saída AC

P

**Condição de teste:**

Os testes foram medidos de acordo com os procedimentos de teste 6.2 da ABNT NBR 16150.

É de inteira responsabilidade do fabricante do ESE fornecer uma forma de deslocar a corrente de saída (produzir uma injeção de componente contínua).

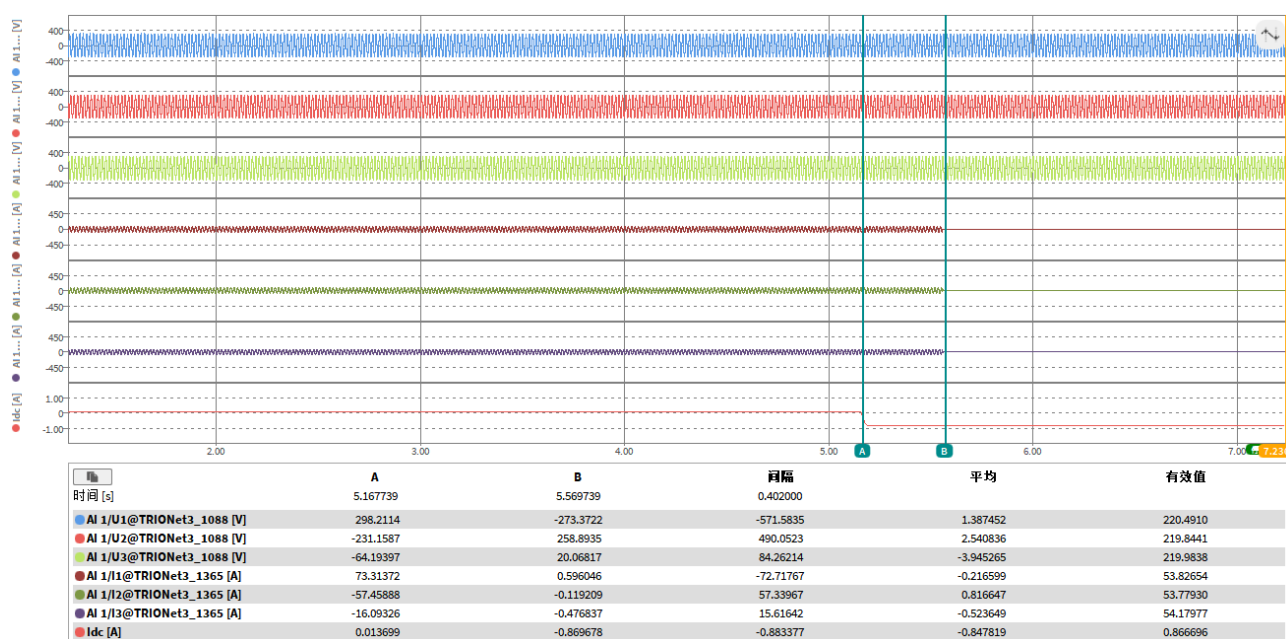
**Critério de aceitação:**

O ESE é considerado em conformidade se os valores de tempo de desconexão medidos devido à injeção de componente contínua não excederem os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149.

O sistema fotovoltaico deve parar de fornecer energia à rede em 1 s se a injeção de componente c.c. na rede elétrica for superior a 0,5 % da corrente nominal do inversor.

**Resultado:**

Potência	Limites	Medição: (mA)	Valor limite: (mA)	Tempo de desconexão: (ms)
<b><math>I_{cc} = 0,5\% \text{ of } I_{nom}</math></b>				
33%	0,5%Inom/1s	867	833	402
66%	0,5%Inom/1s	866	833	377
100%	0,5%Inom/1s	851	833	400

**Gráfico**

**6.3 Harmônicas e distorção de forma de onda****P****Condição de teste:**

Os testes foram medidos de acordo com os procedimentos de teste 6.3 da ABNT NBR 16150.

É conveniente que a energia injetada pelo sistema fotovoltaico tenha baixos níveis de distorção harmônica de corrente para garantir que nenhum efeito adverso ocorra em outro equipamento conectado à rede. Níveis aceitáveis de distorção harmônica de tensão e corrente dependem do tipo das características da rede de distribuição, tipo de serviço, cargas conectadas e procedimentos adotados para a rede.

**Critério de aceitação:**

A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5 % em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor. Cada harmônica individual deve estar limitada aos valores apresentados na Tabela 1.

**Tabela 1 – Limite de distorção harmônica de corrente**

<b>Harmônicas ímpares</b>	<b>Limite de distorção</b>
3° a 9°	< 4,0 %
11° a 15°	< 2,0 %
17° a 21°	< 1,5 %
23° a 33°	< 0,6 %
<b>Harmônicas pares</b>	<b>Limite de distorção</b>
2° a 8°	< 1,0 %
10° a 32°	< 0,5 %

6.3 Harmônicas e distorção de forma de onda							P
Nível de potência:	10%						
Potência ativa [W]	3664	3683	3706				
Potência aparente [VA]	3669	3686	3710				
Tensão de saída [V]	219,4	219,9	219,6				
Corrente de saída [A]	16,719	16,763	16,894				
Frequência [Hz]	60,00						
Resultados:							
Ordem harmônica	Valor medido I <sub>h</sub> [A]			Valor medido I <sub>h</sub> [%I <sub>1</sub> ]			Limites [%]
	L1	L2	L3	L1	L2	L3	
1	16,717	16,761	16,892	--	--	--	---
2	0,051	0,095	0,047	0,031	0,057	0,028	1,0
3	0,135	0,141	0,056	0,081	0,085	0,034	4,0
4	0,036	0,041	0,042	0,022	0,025	0,025	1,0
5	0,154	0,060	0,204	0,093	0,036	0,122	4,0
6	0,100	0,052	0,139	0,060	0,031	0,084	1,0
7	0,054	0,144	0,095	0,033	0,087	0,057	4,0
8	0,035	0,032	0,033	0,021	0,019	0,020	1,0
9	0,060	0,042	0,114	0,036	0,025	0,068	4,0
10	0,043	0,018	0,054	0,026	0,011	0,033	0,5
11	0,349	0,366	0,343	0,209	0,220	0,206	2,0
12	0,022	0,020	0,028	0,013	0,012	0,017	0,5
13	0,091	0,091	0,041	0,055	0,055	0,025	2,0
14	0,020	0,058	0,072	0,012	0,035	0,043	0,5
15	0,075	0,031	0,073	0,045	0,018	0,044	2,0
16	0,027	0,035	0,052	0,016	0,021	0,031	0,5
17	0,090	0,127	0,087	0,054	0,076	0,052	1,5
18	0,031	0,031	0,043	0,019	0,018	0,026	0,5
19	0,050	0,063	0,046	0,030	0,038	0,028	1,5
20	0,039	0,036	0,059	0,024	0,022	0,036	0,5
21	0,023	0,033	0,053	0,014	0,020	0,032	1,5
22	0,012	0,017	0,017	0,007	0,010	0,010	0,5
23	0,031	0,025	0,020	0,019	0,015	0,012	0,6
24	0,027	0,015	0,036	0,016	0,009	0,021	0,5
25	0,057	0,059	0,053	0,034	0,035	0,032	0,6
26	0,015	0,017	0,020	0,009	0,010	0,012	0,5
27	0,021	0,016	0,016	0,013	0,009	0,010	0,6
28	0,011	0,011	0,018	0,006	0,007	0,011	0,5
29	0,017	0,012	0,020	0,010	0,007	0,012	0,6
30	0,011	0,010	0,011	0,007	0,006	0,006	0,5
31	0,034	0,045	0,043	0,020	0,027	0,026	0,6
32	0,012	0,010	0,009	0,007	0,006	0,005	0,5
33	0,023	0,015	0,012	0,014	0,009	0,007	0,6
34	0,011	0,010	0,008	0,007	0,006	0,005	---
35	0,014	0,020	0,021	0,009	0,012	0,013	---
36	0,008	0,009	0,009	0,005	0,005	0,005	---
37	0,051	0,051	0,050	0,031	0,030	0,030	---
38	0,010	0,011	0,009	0,006	0,006	0,006	---
39	0,018	0,017	0,013	0,011	0,010	0,008	---
40	0,012	0,011	0,013	0,007	0,006	0,008	---
THD [%]	---	---	---	0,287	0,296	0,304	5,0

6.3 Harmônicas e distorção de forma de onda							P
Nível de potência:	20%						
Potência ativa [W]	7369	7395	7412				
Potência aparente [VA]	7373	7398	7416				
Tensão de saída [V]	219,5	220,0	219,7				
Corrente de saída [A]	33,589	33,634	33,761				
Frequência [Hz]	60,00						
Resultados:							
Ordem harmônica	Valor medido I <sub>h</sub> [A]			Valor medido I <sub>h</sub> [%I <sub>1</sub> ]			Limites [%]
	L1	L2	L3	L1	L2	L3	
1	33,585	33,630	33,756	--	--	--	---
2	0,047	0,072	0,032	0,028	0,043	0,019	1,0
3	0,116	0,124	0,053	0,070	0,074	0,032	4,0
4	0,059	0,027	0,064	0,035	0,016	0,039	1,0
5	0,212	0,060	0,270	0,127	0,036	0,162	4,0
6	0,098	0,057	0,140	0,059	0,034	0,084	1,0
7	0,071	0,135	0,066	0,042	0,081	0,040	4,0
8	0,022	0,045	0,032	0,013	0,027	0,019	1,0
9	0,025	0,035	0,070	0,015	0,021	0,042	4,0
10	0,041	0,044	0,080	0,025	0,026	0,048	0,5
11	0,262	0,283	0,276	0,157	0,170	0,166	2,0
12	0,022	0,027	0,031	0,013	0,016	0,018	0,5
13	0,190	0,185	0,161	0,114	0,111	0,096	2,0
14	0,027	0,037	0,036	0,016	0,022	0,022	0,5
15	0,098	0,022	0,071	0,059	0,013	0,043	2,0
16	0,018	0,028	0,026	0,011	0,017	0,016	0,5
17	0,231	0,220	0,182	0,139	0,132	0,109	1,5
18	0,028	0,028	0,018	0,017	0,017	0,011	0,5
19	0,148	0,136	0,147	0,089	0,082	0,088	1,5
20	0,031	0,019	0,039	0,018	0,012	0,023	0,5
21	0,020	0,031	0,026	0,012	0,019	0,015	1,5
22	0,022	0,016	0,018	0,013	0,010	0,011	0,5
23	0,063	0,065	0,063	0,038	0,039	0,038	0,6
24	0,015	0,017	0,016	0,009	0,010	0,010	0,5
25	0,124	0,137	0,115	0,074	0,082	0,069	0,6
26	0,014	0,014	0,011	0,008	0,008	0,007	0,5
27	0,016	0,023	0,022	0,010	0,014	0,013	0,6
28	0,014	0,011	0,009	0,008	0,006	0,005	0,5
29	0,060	0,051	0,046	0,036	0,031	0,028	0,6
30	0,015	0,008	0,014	0,009	0,005	0,008	0,5
31	0,087	0,084	0,084	0,052	0,050	0,051	0,6
32	0,012	0,010	0,008	0,007	0,006	0,005	0,5
33	0,028	0,013	0,011	0,017	0,008	0,007	0,6
34	0,009	0,012	0,011	0,005	0,007	0,007	---
35	0,050	0,038	0,040	0,030	0,023	0,024	---
36	0,010	0,009	0,009	0,006	0,006	0,005	---
37	0,071	0,076	0,072	0,043	0,045	0,043	---
38	0,009	0,008	0,008	0,005	0,005	0,005	---
39	0,023	0,014	0,012	0,014	0,008	0,007	---
40	0,009	0,007	0,009	0,005	0,004	0,005	---
THD [%]	---	---	---	0,337	0,318	0,339	5,0



6.3 Harmônicas e distorção de forma de onda							P
Nível de potência:	30%						
Potência ativa [W]	11063	11094	11108				
Potência aparente [VA]	11068	11094	11112				
Tensão de saída [V]	219,6	220,0	219,7				
Corrente de saída [A]	50,403	50,437	50,576				
Frequência [Hz]	60,00						
Resultados:							
Ordem harmônica	Valor medido I <sub>h</sub> [A]			Valor medido I <sub>h</sub> [%I <sub>1</sub> ]			Limites [%]
	L1	L2	L3	L1	L2	L3	
1	50,397	50,431	50,570	--	--	--	---
2	0,042	0,075	0,041	0,025	0,045	0,025	1,0
3	0,149	0,121	0,054	0,089	0,073	0,033	4,0
4	0,039	0,022	0,054	0,023	0,013	0,032	1,0
5	0,195	0,065	0,241	0,117	0,039	0,144	4,0
6	0,069	0,031	0,098	0,042	0,019	0,059	1,0
7	0,058	0,114	0,058	0,035	0,068	0,035	4,0
8	0,025	0,059	0,057	0,015	0,035	0,034	1,0
9	0,025	0,043	0,073	0,015	0,026	0,044	4,0
10	0,027	0,039	0,052	0,016	0,023	0,031	0,5
11	0,180	0,213	0,201	0,108	0,128	0,121	2,0
12	0,026	0,018	0,022	0,015	0,011	0,013	0,5
13	0,239	0,236	0,212	0,143	0,141	0,127	2,0
14	0,028	0,013	0,032	0,017	0,008	0,019	0,5
15	0,085	0,017	0,072	0,051	0,010	0,043	2,0
16	0,014	0,022	0,024	0,008	0,013	0,014	0,5
17	0,233	0,226	0,208	0,140	0,136	0,125	1,5
18	0,020	0,013	0,013	0,012	0,008	0,008	0,5
19	0,250	0,241	0,253	0,150	0,145	0,152	1,5
20	0,021	0,012	0,022	0,013	0,007	0,013	0,5
21	0,025	0,023	0,030	0,015	0,014	0,018	1,5
22	0,015	0,013	0,014	0,009	0,008	0,008	0,5
23	0,129	0,123	0,114	0,078	0,074	0,068	0,6
24	0,010	0,010	0,009	0,006	0,006	0,005	0,5
25	0,147	0,173	0,169	0,088	0,104	0,101	0,6
26	0,015	0,008	0,018	0,009	0,005	0,011	0,5
27	0,020	0,022	0,016	0,012	0,013	0,010	0,6
28	0,008	0,006	0,006	0,005	0,004	0,004	0,5
29	0,079	0,070	0,062	0,047	0,042	0,037	0,6
30	0,008	0,006	0,007	0,005	0,003	0,004	0,5
31	0,115	0,116	0,105	0,069	0,069	0,063	0,6
32	0,008	0,006	0,006	0,005	0,004	0,004	0,5
33	0,019	0,022	0,009	0,011	0,013	0,005	0,6
34	0,009	0,009	0,011	0,005	0,005	0,007	---
35	0,069	0,058	0,064	0,041	0,035	0,039	---
36	0,007	0,006	0,005	0,004	0,004	0,003	---
37	0,091	0,079	0,085	0,055	0,048	0,051	---
38	0,009	0,006	0,007	0,005	0,003	0,004	---
39	0,029	0,014	0,014	0,018	0,008	0,008	---
40	0,008	0,010	0,007	0,005	0,006	0,004	---
THD [%]	---	---	---	0,362	0,346	0,360	5,0

6.3 Harmônicas e distorção de forma de onda					P		
Nível de potência:	50%						
Potência ativa [W]	18388	18425	18439				
Potência aparente [VA]	18393	18429	18443				
Tensão de saída [V]	219,7	220,1	219,8				
Corrente de saída [A]	83,703	83,720	83,905				
Frequência [Hz]	60,00						
Resultados:							
Ordem harmônica	Valor medido I <sub>h</sub> [A]			Valor medido I <sub>h</sub> [%I <sub>1</sub> ]			Limites [%]
	L1	L2	L3	L1	L2	L3	
1	83,694	83,710	83,895	--	--	--	---
2	0,046	0,061	0,050	0,027	0,036	0,030	1,0
3	0,155	0,115	0,060	0,093	0,069	0,036	4,0
4	0,026	0,046	0,057	0,015	0,028	0,034	1,0
5	0,168	0,094	0,244	0,101	0,056	0,147	4,0
6	0,050	0,032	0,077	0,030	0,019	0,046	1,0
7	0,055	0,120	0,066	0,033	0,072	0,040	4,0
8	0,039	0,064	0,060	0,023	0,038	0,036	1,0
9	0,023	0,033	0,055	0,014	0,020	0,033	4,0
10	0,041	0,045	0,065	0,025	0,027	0,039	0,5
11	0,042	0,053	0,043	0,025	0,032	0,026	2,0
12	0,017	0,020	0,015	0,010	0,012	0,009	0,5
13	0,207	0,238	0,207	0,124	0,143	0,124	2,0
14	0,043	0,024	0,053	0,026	0,014	0,032	0,5
15	0,036	0,043	0,080	0,022	0,026	0,048	2,0
16	0,021	0,018	0,025	0,012	0,011	0,015	0,5
17	0,151	0,157	0,137	0,090	0,094	0,082	1,5
18	0,024	0,020	0,020	0,014	0,012	0,012	0,5
19	0,431	0,434	0,428	0,259	0,260	0,257	1,5
20	0,024	0,028	0,024	0,014	0,017	0,014	0,5
21	0,032	0,026	0,034	0,019	0,016	0,020	1,5
22	0,025	0,029	0,033	0,015	0,018	0,020	0,5
23	0,249	0,222	0,216	0,149	0,133	0,130	0,6
24	0,015	0,015	0,018	0,009	0,009	0,011	0,5
25	0,174	0,178	0,193	0,104	0,107	0,116	0,6
26	0,015	0,021	0,028	0,009	0,013	0,017	0,5
27	0,030	0,021	0,013	0,018	0,012	0,008	0,6
28	0,012	0,014	0,017	0,007	0,008	0,010	0,5
29	0,116	0,108	0,107	0,070	0,065	0,064	0,6
30	0,010	0,008	0,009	0,006	0,005	0,005	0,5
31	0,115	0,130	0,115	0,069	0,078	0,069	0,6
32	0,008	0,009	0,008	0,005	0,005	0,005	0,5
33	0,020	0,022	0,014	0,012	0,013	0,008	0,6
34	0,009	0,008	0,008	0,005	0,005	0,005	---
35	0,089	0,063	0,070	0,053	0,038	0,042	---
36	0,009	0,008	0,009	0,006	0,005	0,005	---
37	0,125	0,118	0,121	0,075	0,071	0,073	---
38	0,011	0,014	0,016	0,006	0,008	0,009	---
39	0,025	0,021	0,017	0,015	0,013	0,010	---
40	0,011	0,009	0,012	0,006	0,005	0,007	---
THD [%]	---	---	---	0,411	0,406	0,416	5,0

6.3 Harmônicas e distorção de forma de onda							P
Nível de potência:	75%						
Potência ativa [W]	27515	27554	27572				
Potência aparente [VA]	27521	27559	27576				
Tensão de saída [V]	219,9	220,3	220,0				
Corrente de saída [A]	125,133	125,114	125,375				
Frequência [Hz]	60,00						
Resultados:							
Ordem harmônica	Valor medido I <sub>h</sub> [A]			Valor medido I <sub>h</sub> [%I <sub>1</sub> ]			Limites [%]
	L1	L2	L3	L1	L2	L3	
1	125,118	125,099	125,359	--	--	--	---
2	0,043	0,056	0,073	0,026	0,034	0,044	1,0
3	0,233	0,234	0,091	0,140	0,140	0,055	4,0
4	0,034	0,034	0,030	0,020	0,020	0,018	1,0
5	0,156	0,081	0,213	0,094	0,048	0,128	4,0
6	0,073	0,061	0,064	0,044	0,037	0,038	1,0
7	0,060	0,156	0,100	0,036	0,093	0,060	4,0
8	0,051	0,078	0,061	0,031	0,047	0,037	1,0
9	0,055	0,068	0,043	0,033	0,041	0,026	4,0
10	0,035	0,051	0,050	0,021	0,031	0,030	0,5
11	0,378	0,361	0,306	0,227	0,217	0,184	2,0
12	0,027	0,022	0,017	0,016	0,013	0,010	0,5
13	0,347	0,387	0,368	0,208	0,232	0,221	2,0
14	0,027	0,027	0,040	0,016	0,016	0,024	0,5
15	0,022	0,048	0,078	0,013	0,029	0,047	2,0
16	0,019	0,017	0,023	0,012	0,010	0,014	0,5
17	0,150	0,143	0,160	0,090	0,086	0,096	1,5
18	0,029	0,018	0,019	0,017	0,011	0,011	0,5
19	0,470	0,483	0,459	0,282	0,290	0,276	1,5
20	0,018	0,026	0,016	0,011	0,015	0,010	0,5
21	0,047	0,046	0,062	0,028	0,027	0,037	1,5
22	0,014	0,019	0,025	0,009	0,011	0,015	0,5
23	0,257	0,215	0,214	0,154	0,129	0,128	0,6
24	0,010	0,008	0,010	0,006	0,005	0,006	0,5
25	0,265	0,274	0,277	0,159	0,165	0,166	0,6
26	0,008	0,013	0,011	0,005	0,008	0,007	0,5
27	0,032	0,027	0,024	0,019	0,016	0,014	0,6
28	0,009	0,009	0,014	0,006	0,006	0,008	0,5
29	0,167	0,154	0,144	0,100	0,092	0,086	0,6
30	0,007	0,006	0,007	0,004	0,004	0,004	0,5
31	0,117	0,130	0,114	0,070	0,078	0,068	0,6
32	0,007	0,007	0,008	0,004	0,004	0,005	0,5
33	0,016	0,022	0,009	0,010	0,013	0,006	0,6
34	0,007	0,007	0,008	0,004	0,004	0,005	---
35	0,096	0,079	0,085	0,058	0,047	0,051	---
36	0,010	0,007	0,009	0,006	0,004	0,005	---
37	0,145	0,145	0,139	0,087	0,087	0,083	---
38	0,006	0,007	0,007	0,004	0,004	0,004	---
39	0,025	0,018	0,018	0,015	0,011	0,011	---
40	0,009	0,007	0,009	0,006	0,004	0,005	---
THD [%]	---	---	---	0,544	0,550	0,518	5,0

6.3 Harmônicas e distorção de forma de onda							P
Nível de potência:	100%						
Potência ativa [W]	36297	36327	36372				
Potência aparente [VA]	36304	36332	36376				
Tensão de saída [V]	220,1	220,4	220,0				
Corrente de saída [A]	164,959	164,854	165,313				
Frequência [Hz]	60,00						
Resultados:							
Ordem harmônica	Valor medido I <sub>h</sub> [A]			Valor medido I <sub>h</sub> [%I <sub>1</sub> ]			Limites [%]
	L1	L2	L3	L1	L2	L3	
1	164,939	164,835	165,293	--	--	--	---
2	0,054	0,068	0,107	0,033	0,041	0,064	1,0
3	0,397	0,203	0,190	0,238	0,122	0,114	4,0
4	0,043	0,047	0,041	0,026	0,028	0,025	1,0
5	0,027	0,143	0,123	0,016	0,086	0,074	4,0
6	0,068	0,045	0,044	0,041	0,027	0,026	1,0
7	0,046	0,258	0,217	0,028	0,155	0,130	4,0
8	0,067	0,074	0,076	0,040	0,045	0,046	1,0
9	0,146	0,178	0,148	0,087	0,107	0,089	4,0
10	0,038	0,048	0,062	0,023	0,029	0,037	0,5
11	0,795	0,725	0,730	0,477	0,435	0,438	2,0
12	0,028	0,023	0,022	0,017	0,014	0,013	0,5
13	0,413	0,398	0,408	0,248	0,239	0,245	2,0
14	0,021	0,019	0,019	0,012	0,011	0,012	0,5
15	0,028	0,056	0,038	0,017	0,034	0,023	2,0
16	0,045	0,021	0,038	0,027	0,013	0,023	0,5
17	0,291	0,319	0,262	0,175	0,192	0,157	1,5
18	0,034	0,019	0,024	0,020	0,011	0,014	0,5
19	0,578	0,531	0,565	0,347	0,319	0,339	1,5
20	0,025	0,021	0,019	0,015	0,013	0,011	0,5
21	0,086	0,034	0,053	0,052	0,021	0,032	1,5
22	0,019	0,014	0,024	0,011	0,008	0,014	0,5
23	0,251	0,248	0,224	0,151	0,149	0,134	0,6
24	0,011	0,010	0,011	0,007	0,006	0,006	0,5
25	0,290	0,293	0,333	0,174	0,176	0,200	0,6
26	0,018	0,011	0,018	0,011	0,007	0,011	0,5
27	0,025	0,021	0,018	0,015	0,013	0,011	0,6
28	0,013	0,011	0,009	0,008	0,006	0,005	0,5
29	0,185	0,180	0,128	0,111	0,108	0,077	0,6
30	0,015	0,009	0,012	0,009	0,005	0,007	0,5
31	0,131	0,140	0,131	0,078	0,084	0,079	0,6
32	0,012	0,009	0,012	0,007	0,006	0,007	0,5
33	0,032	0,032	0,032	0,019	0,019	0,019	0,6
34	0,010	0,009	0,011	0,006	0,006	0,007	---
35	0,067	0,045	0,035	0,040	0,027	0,021	---
36	0,009	0,008	0,008	0,005	0,005	0,005	---
37	0,140	0,145	0,138	0,084	0,087	0,083	---
38	0,012	0,010	0,008	0,007	0,006	0,005	---
39	0,024	0,024	0,036	0,014	0,014	0,022	---
40	0,012	0,011	0,014	0,007	0,006	0,008	---
THD [%]	---	---	---	0,773	0,729	0,724	5,0

## 6.4.1 Fator de potência fixo

P

**Condição de teste:**

Os testes foram medidos de acordo com os procedimentos de teste 6.4.1 da ABNT NBR 16150.

O comando Remoto foi definido por SW-Tool usando interface RS485.

O sistema fotovoltaico pode operar com duas possibilidades:

**a) Sistemas fotovoltaicos com potência nominal menor ou igual a 3 kW**

FP igual a 1 ajustado em fábrica, com tolerância de trabalhar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo.

**b) Sistemas fotovoltaicos com potência nominal maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW**

FP igual a 1 ajustado em fábrica, com tolerância de trabalhar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. O inversor deve apresentar, como opcional, a possibilidade de operar de acordo com a curva da Figura 1 e com FP ajustável de 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo.

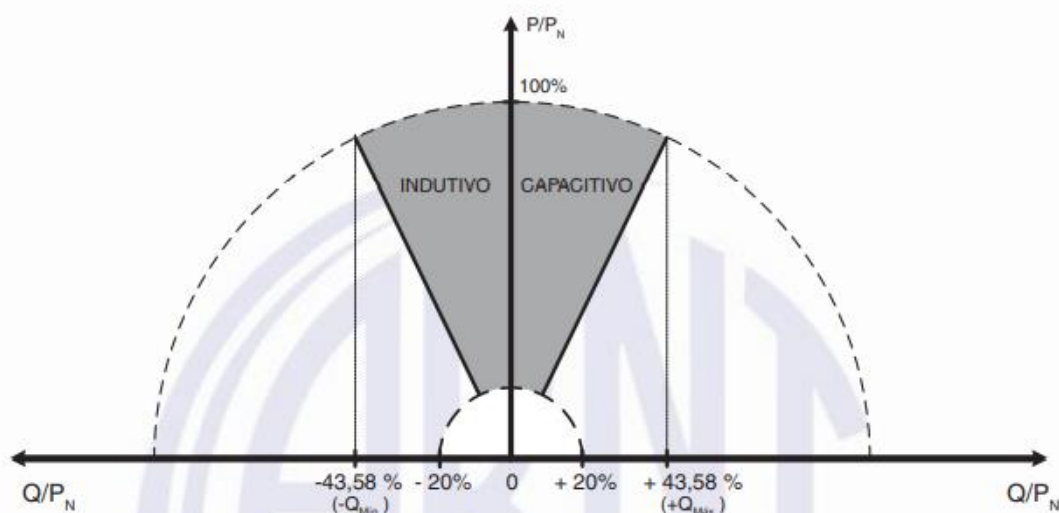
**c) Sistemas fotovoltaicos com potência nominal mais de 6kW:**

O sistema fotovoltaico pode operar com duas possibilidades:

- (i) FP igual a 1 ajustado em fábrica, com tolerância de trabalhar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. O inversor deve apresentar, como opcional, a possibilidade de operar de acordo com a curva da Figura 1 e com FP ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo; ou
- (ii) controle da potência reativa (VAR), conforme Figura 2.

O tipo e os ajustes do controle do FP e injeção/demanda de potência reativa devem ser determinados pelas condições da rede e definidos individualmente pelo operador da rede e fornecidos junto com a permissão de acesso. Os tipos de controle podem ser:

- a) Potência reativa fixa;
- b) Controle externo.



**Figura 2 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6 kW.**

**Critério de aceitação:**

O ESE é considerado em conformidade se a diferença entre os valores de fator de potência medidos e os valores esperados estiver dentro da tolerância de  $\pm 0,025$ .

**Results:**

- ☐ Sistemas fotovoltaicos com potência nominal menor ou igual a 3 kW
- ☐ Sistemas fotovoltaicos com potência nominal maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW
- ☒ Sistemas fotovoltaicos com potência nominal mais de 6kW:

PF=1							
Poder bin: P/Pn	Tensão [V]:	Poder [W]:	Poder aparente [VA]:	Fator de potência:	poder reativa [Var]:	Valor de configuraçã o do PF	Limites da PF:
10%	219,7	11055	11066	0,999	500	1,000	--
20%	219,7	22177	22188	0,999	692	1,000	+/-0,025
30%	219,8	33258	33269	0,999	873	1,000	+/-0,025
50%	219,9	55199	55212	0,999	1182	1,000	+/-0,025
75%	220,1	82568	82582	0,999	1516	1,000	+/-0,025
100%	220,2	109070	109086	0,999	1870	1,000	+/-0,025
Absorção de potência reativa indutiva							
Poder bin: P/Pn	Tensão [V]:	Poder [W]:	Poder aparente [VA]:	Fator de potência:	poder reativa [Var]:	Valor de configuraçã o do PF	Limites da PF:
10%	219,7	11041	12118	-0,911	-4995	-0,900	--
20%	219,7	22139	24508	-0,903	-10512	-0,900	+/-0,025
30%	219,8	33188	36840	-0,901	-15993	-0,900	+/-0,025
50%	219,9	55070	61084	-0,902	-26432	-0,900	+/-0,025
75%	220,0	82313	91426	-0,900	-39791	-0,900	+/-0,025
100%	220,1	98138	109063	-0,900	-47577	-0,900	+/-0,025
Fonte de alimentação reativa capacitiva							
Poder bin: P/Pn	Tensão [V]:	Poder [W]:	Poder aparente [VA]:	Fator de potência:	poder reativa [Var]:	Valor de configuraçã o do PF	Limites da PF:
10%	219,7	11043	12286	0,899	5385	0,900	--
20%	219,7	22135	24540	0,902	10597	0,900	+/-0,025
30%	219,8	33173	36888	0,899	16133	0,900	+/-0,025
50%	220,0	55057	61127	0,901	26556	0,900	+/-0,025
75%	220,1	82265	91342	0,901	39696	0,900	+/-0,025
100%	220,2	98750	109862	0,899	48147	0,900	+/-0,025

## 6.4.2 Fator de potência com curva do FP

P

**Condição de teste:**

Os testes foram medidos de acordo com os procedimentos de teste 6.4.2 da ABNT NBR 16150.

O comando Remoto foi definido por SW-Tool usando interface RS485.

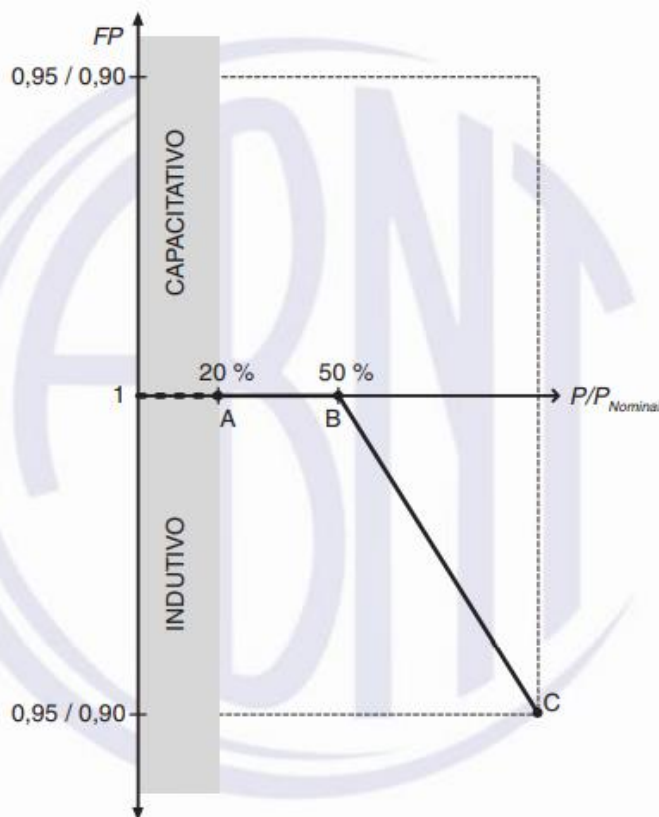
1. **Sistemas fotovoltaicos com potência nominal menor ou igual a 3 kW**

FP igual a 1 ajustado em fábrica, com tolerância de trabalho na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo.

2. **Sistemas fotovoltaicos com potência nominal maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW**

FP igual a 1 ajustado em fábrica, com tolerância de trabalhar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo.

O inversor deve apresentar, como opcional, a possibilidade de operar de acordo com a curva da Figura 1 e com FP ajustável de 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo.



**Figura 1 – Curva do FP em função da potência ativa de saída do inversor**

Dependendo da topologia, carregamento da rede e potência a ser injetada, o operador da rede pode fornecer uma curva diferente, que deve ser implementada nos inversores por meio do ajuste dos pontos A, B, e C da Figura 1.

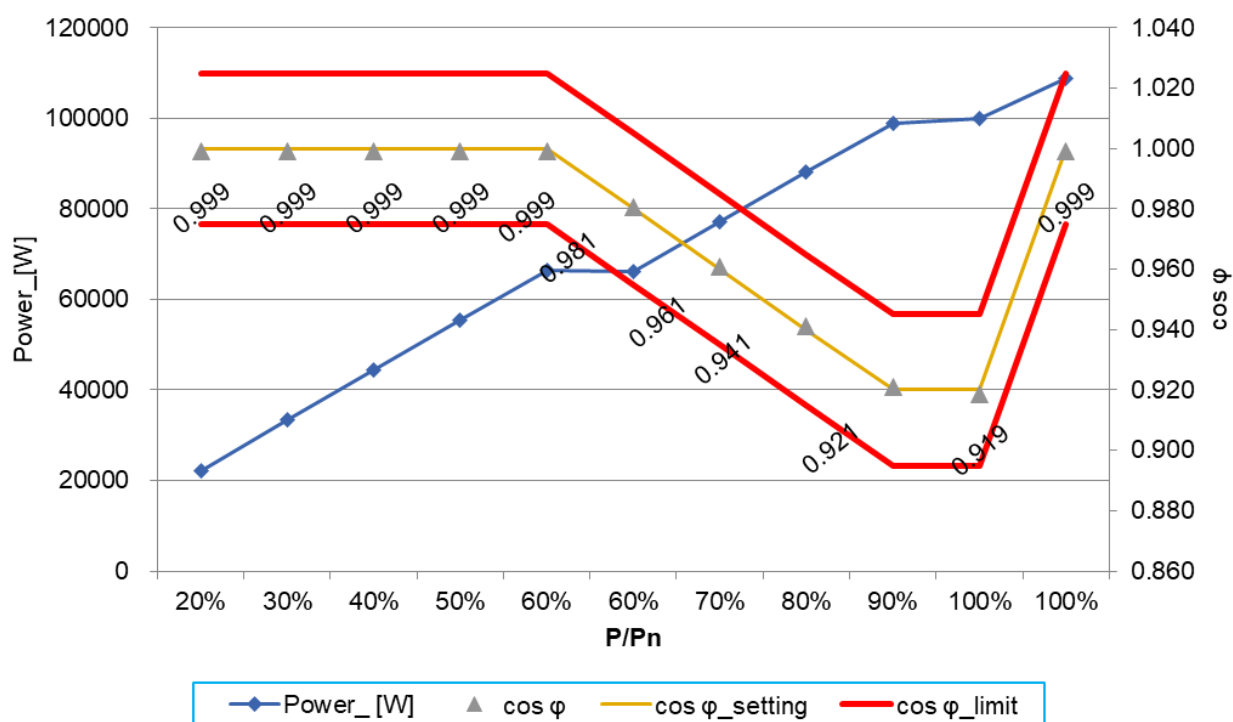
1. A curva da Figura 1 só deve ser habilitada quando a tensão da rede ultrapassar a tensão de ativação, valor ajustável entre 100 % e 110 % da tensão nominal da rede, com valor padrão em 104 % ajustado em fábrica.
2. A curva-padrão só deve ser desabilitada quando a tensão da rede retroceder para um valor abaixo da tensão de desativação, valor ajustável entre 90 % e 100 % da tensão nominal da rede, com valor padrão em 100 % ajustado em fábrica.

**Critério de aceitação:**

O ESE é considerado em conformidade se a diferença entre os valores de fator de potência medidos e os valores esperados (curva FP) estiver dentro da tolerância de  $\pm 0,025$ .

P/Pn[%] ponto de ajuste	P[W]	P/Pn [%]	Vout/Vn[%]	Q[Var]	Cosφ medido	Cosφ ponto de ajuste	Δcosφ	Limites Δcosφ_max
20	22201	20,18	103,1	720	0,999	1,000	0,001	--
30	33291	30,26	103,1	896	0,999	1,000	0,001	+/-0,025
40	44319	40,29	103,1	1065	0,999	1,000	0,001	+/-0,025
50	55295	50,27	103,1	1216	0,999	1,000	0,001	+/-0,025
60	66292	60,27	103,2	1358	0,999	1,000	0,001	+/-0,025
60	66279	60,25	105,2	-13259	-0,981	-0,980	0,001	+/-0,025
70	77207	70,19	105,2	-22234	-0,961	-0,960	0,001	+/-0,025
80	88038	80,03	105,2	-31669	-0,941	-0,940	0,001	+/-0,025
90	98799	89,82	105,2	-41807	-0,921	-0,920	0,001	+/-0,025
100	100100	91,00	105,1	-43030	-0,919	-0,920	0,001	+/-0,025
100	108787	98,90	99,2	1860	0,999	1,000	0,001	+/-0,025

produção Graph potência reativa de acordo com uma curva de Fator de Potência característica





6.5 Injeção/demanda de potência reativa							P
<b>Condição de teste:</b> Os testes foram medidos de acordo com os procedimentos de teste 6.5 da ABNT NBR 16150. O comando Remoto foi definido por SW-Tool usando interface RS485.							
<b>Critério de aceitação:</b> O ESE é considerado em conformidade se a diferença entre os valores de potência reativa medidos e os valores esperados estiver dentro da tolerância de $\pm 2,5\%$ da potência nominal do ESE.							
<b>Resultados:</b>							
Fonte de alimentação reativa com setpoint Q = 0							
Potência bin: P/Pn	Tensão [V]:	Potência [W]:	Potência aparente [VA]:	Fator de potência:	Potência reativa [Var]:	Valor de configuração da Potência reativa	Limites da $\Delta Q$
10%	219,7	11048	11059	0,999	499	0	---
20%	219,7	22174	22184	0,999	688	0	$\pm 2,5\%P_n$
30%	219,8	33254	33265	0,999	872	0	$\pm 2,5\%P_n$
50%	219,9	55225	55238	0,999	1186	0	$\pm 2,5\%P_n$
75%	220,1	82546	82560	0,999	1513	0	$\pm 2,5\%P_n$
100%	220,2	109063	109079	0,999	1861	0	$\pm 2,5\%P_n$
Absorção de potência reativa indutiva							
Potência bin: P/Pn	Tensão [V]:	Potência [W]:	Potência aparente [VA]:	Fator de potência:	Potência reativa [Var]:	Valor de configuração da Potência reativa	Limites da $\Delta Q$
10%	219,6	11228	54470	-0,206	-53300	-48,43%	---
20%	219,7	22282	57730	-0,386	-53257	-48,43%	$\pm 2,5\%P_n$
30%	219,7	33339	62833	-0,531	-53258	-48,43%	$\pm 2,5\%P_n$
50%	219,8	55204	76697	-0,720	-53244	-48,43%	$\pm 2,5\%P_n$
75%	220,0	82093	97890	-0,839	-53321	-48,43%	$\pm 2,5\%P_n$
100%	220,1	95186	109082	-0,873	-53278	-48,43%	$\pm 2,5\%P_n$
Fonte de alimentação reativa capacitiva							
Potência bin: P/Pn	Tensão [V]:	Potência [W]:	Potência aparente [VA]:	Fator de potência:	Potência reativa [Var]:	Valor de configuração da Potência reativa	Limites da $\Delta Q$
10%	219,8	11135	54409	0,205	53257	+48,43%	---
20%	219,8	22177	57696	0,384	53263	+48,43%	$\pm 2,5\%P_n$
30%	219,9	33132	62725	0,528	53260	+48,43%	$\pm 2,5\%P_n$
50%	220,0	55186	76703	0,719	53272	+48,43%	$\pm 2,5\%P_n$
75%	220,2	82342	98072	0,840	53272	+48,43%	$\pm 2,5\%P_n$
100%	220,2	96107	109897	0,875	53298	+48,43%	$\pm 2,5\%P_n$

**6.6 Procedimento de teste para sobre-tensão/sub-tensão****P****Condição de teste:**

Os tempos de desligamento, sobretensão e desconexão foram medidos de acordo com os procedimentos de ensaio 6.6, 6.6.1, 6.6.2, 6.6.3 e 6.6.4 da ABNT NBR 16150.

Quando a tensão da rede sai da faixa de operação especificada na Tabela 2, o sistema fotovoltaico deve parar de fornecer energia à rede. Isto se aplica a qualquer sistema, seja ele mono ou polifásico.

**Tabela 2 – Resposta às condições anormais de tensão**

Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à $V_{\text{nominal}}$ )				Tempo máximo de desligamento <sup>a</sup>
	V	<	80 %	0,4 s
80 %	≤	V	≤ 110 %	Regime normal de operação
110 %	<	V		0,2 s

<sup>a</sup> O tempo máximo de desligamento refere-se ao tempo entre o evento anormal de tensão e a atuação do sistema fotovoltaico (cessar o fornecimento de energia para a rede). O sistema fotovoltaico deve permanecer conectado à rede, a fim de monitorar os parâmetros da rede e permitir a “reconexão” do sistema quando as condições normais forem restabelecidas.

Todas as menções a respeito da tensão do sistema referem-se à tensão nominal da rede local.

O sistema fotovoltaico deve perceber uma condição anormal de tensão e atuar (cessar o fornecimento à rede).

As seguintes condições devem ser cumpridas, com tensões eficazes medidas no ponto comum de conexão.

O propósito de um tempo de atraso permitido é garantir que distúrbios de curta duração não façam com que o sistema cesse o fornecimento de energia para a rede, evitando desconexões excessivas e desnecessárias.

A unidade não pode deixar de fornecer energia à rede se a tensão voltar para a faixa de operação contínua dentro do tempo de desligamento especificado.

**Critério de aceitação:**

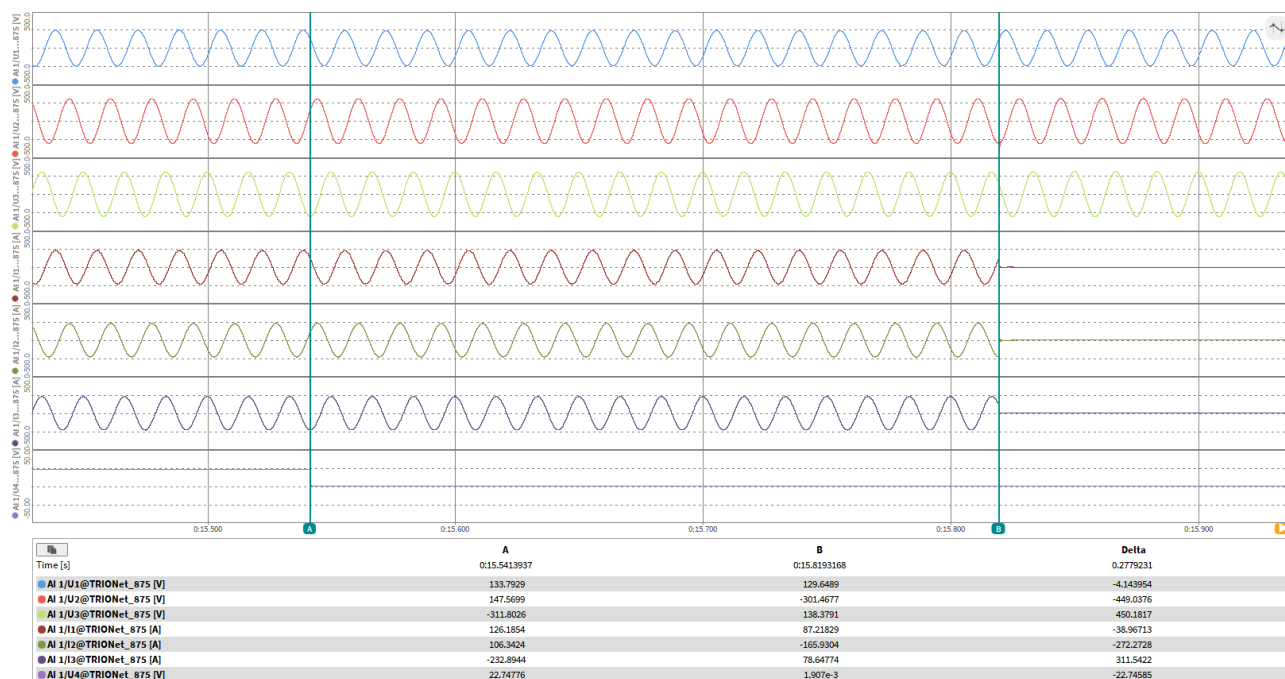
O ESE é considerado em conformidade se a tensão de desconexão por subtensão não exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149, com tolerância de  $\pm 2\%$  da tensão nominal de ensaio.

O ESE é considerado em conformidade se o tempo de desconexão por subtensão não exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149, com tolerância de  $\pm 2\%$ .

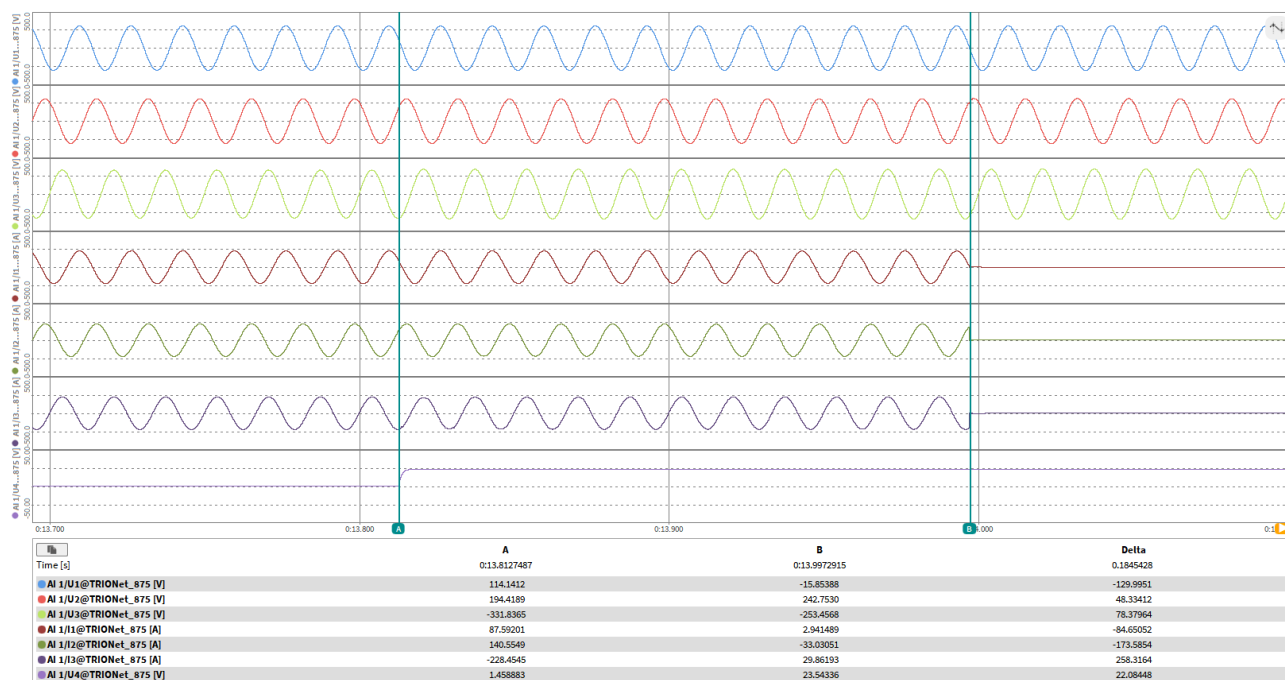
**Test result:**

		subtensão:			Sobretensão:		
TEPS para tropeçar o valor limite [V to V]:		88%Un -> diminuir por max 0,4%Un cada etapa			Un -> aumentar por max 0,4%Un cada etapa		
definição do valor dos limites de tropeço [U/Un%]		80%Un			110%Un		
Valor de medição do valor de tropeço: [V]:	L1	176,9	176,4	176,4	242,2	241,7	242,6
	L2	175,2	175,1	174,8	240,9	241,1	242,0
	L3	175,5	175,5	175,5	242,1	241,9	242,0
PASSO para o tempo de viagem [V to V]:		$U_{trip}+2\%Un \rightarrow U_{trip}-1\%Un$			$U_{trip}-2\%Un \rightarrow U_{trip}+1\%Un$		
Definir o valor do tempo de viagem [ms]:		400ms			200ms		
Valor de medição do tempo de viagem: [ms]:	L1	278	267	265	168	168	175
	L2	271	274	278	166	172	181
	L3	274	260	273	167	185	173

## Subtensão

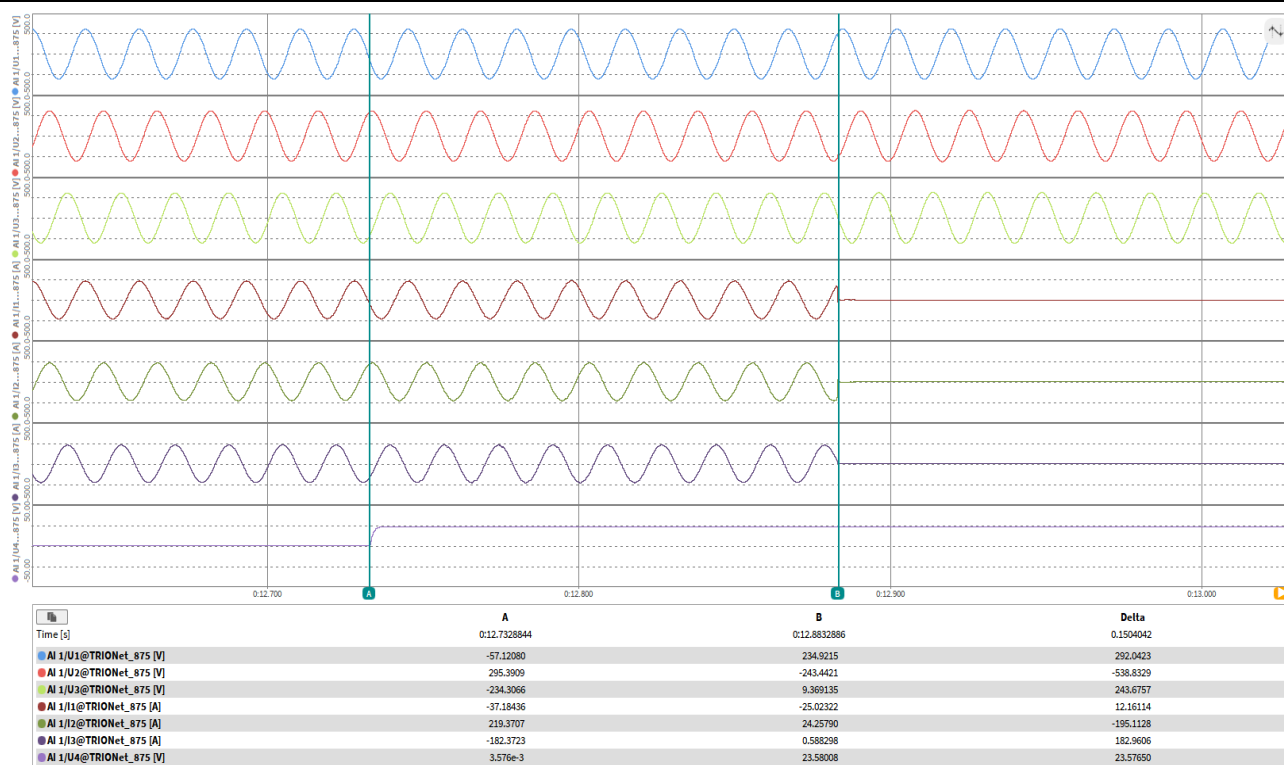


## Sobretensão

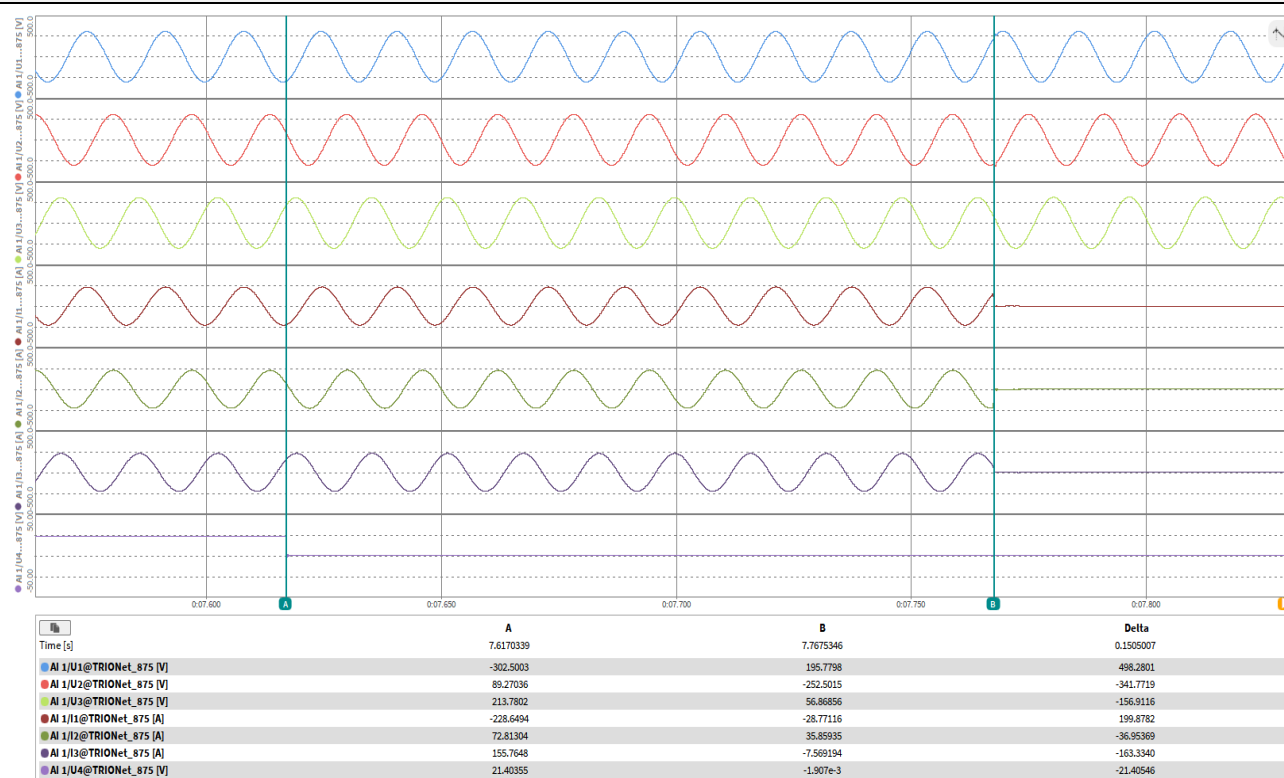


6.7 Procedimento de teste para sobre- frequência /sub- frequência						P
<p><b>Condição de teste:</b></p> <p>Os tempos de desligamento, sobretensão e desconexão foram medidos de acordo com os procedimentos de ensaio 6.7, 6.7.1, 6.7.2, 6.7.3 e 6.7.4 da ABNT NBR 16150.</p> <p>Quando a frequência da rede assumir valores abaixo de 57,5Hz, o sistema fotovoltaico deve cessar de fornecer energia à rede elétrica em até 0,2s.</p> <p>Quando a frequência da rede ultrapassar 62Hz, o sistema fotovoltaico deve cessar de fornecer energia à rede elétrica em até 0,2s.</p> <p><b>Critério de aceitação:</b></p> <p>O ESE é considerado em conformidade se a frequência de desconexão por sobrefrequência não exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149, com tolerância de <math>\pm 0,1</math> Hz.</p> <p>O ESE é considerado em conformidade se o tempo de desconexão por sobrefrequência não exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149, com tolerância de <math>\pm 2</math> %.</p> <p><b>Test result:</b></p>						
	<b>Subfrequência:</b>			<b>Sobrefrequência:</b>		
PASSOS para valor viagem [Hz to Hz]:	58Hz -> diminuir por max 0,1Hz cada etapa			60Hz -> aumentar por 0,1Hz cada etapa		
definição do valor dos limiares de tropeço [Hz]	57,50Hz			62,0Hz		
Valor de medição do valor de tropeço [Hz] :	57,41	57,40	57,44	62,05	62,05	62,06
PASSO para o tempo de viagem [Hz to Hz]:	58Hz -> Freq,trip-0,1Hz			60Hz -> Freq,trip+0,1Hz		
Definir o valor do tempo de viagem [ms]:	200ms			200ms		
Medição do tempo de intervenção [ms]:	148	150	123	145	141	151

## Subfrequência:



## Sobrefrequência:



## 6.8 Controle de potência ativa em Alta frequência

P

**Condição de teste:**

Controle de potência ativa em Alta frequência foram medidos de acordo com os procedimentos de ensaio 6.8 da ABNT NBR 16150.

Quando a frequência da rede assumir valores abaixo de 57,5 Hz, o sistema fotovoltaico deve cessar de fornecer energia à rede elétrica em até 0,2 s. O sistema somente deve voltar a fornecer energia à rede quando a frequência retornar para 59,9 Hz, respeitando o tempo de reconexão descrito em 5.4.

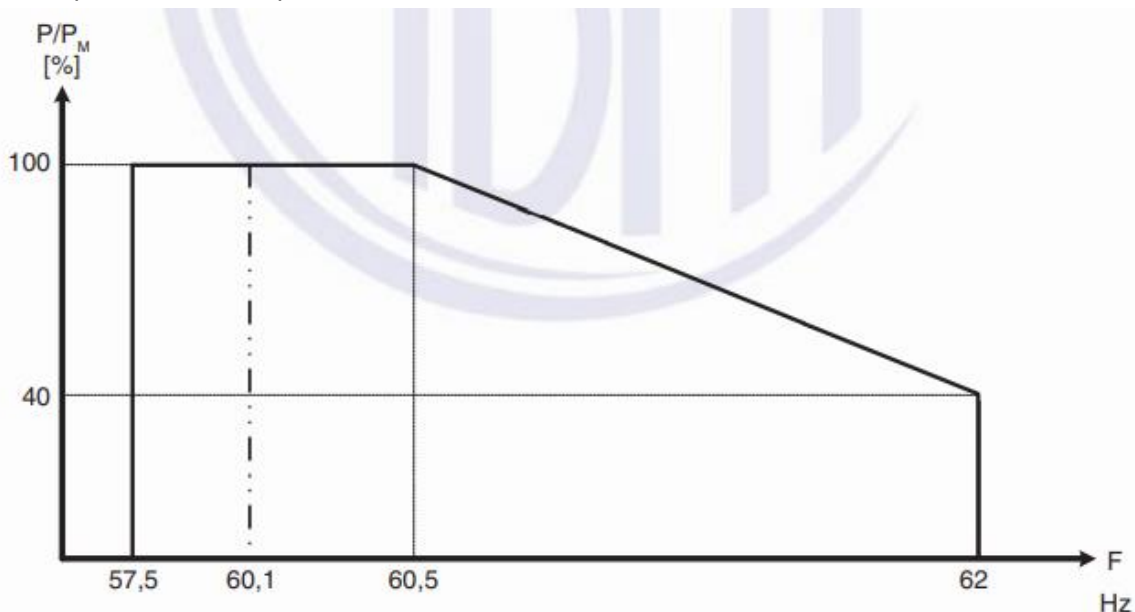
Quando a frequência da rede ultrapassar 60,5 Hz e permanecer abaixo de 62 Hz, o sistema fotovoltaico deve reduzir a potência ativa injetada na rede segundo a equação:

$$\Delta P = [f_{rede} - (f_{NOMINAL} + 0,5)] \times R$$

Se, após iniciado o processo de redução da potência ativa, a frequência da rede reduzir, o sistema fotovoltaico deve manter o menor valor de potência ativa atingido ( $PM - \Delta PM_{\text{máximo}}$ ) durante o aumento da frequência. O sistema fotovoltaico só deve aumentar a potência ativa injetada quando a frequência da rede retornar para a faixa  $60 \text{ Hz} \pm 0,05 \text{ Hz}$ , por no mínimo 300 s. O gradiente de elevação da potência ativa injetada na rede deve ser de até 20 % de PM por minuto.

Quando a frequência da rede ultrapassar 62 Hz, o sistema fotovoltaico deve cessar de fornecer energia à rede elétrica em até 0,2 s. O sistema somente deve voltar a fornecer energia à rede quando a frequência retornar para 60,1 Hz, respeitando o tempo de reconexão descrito em 5.4. O gradiente de elevação da potência ativa injetada na rede deve ser de até 20 % de PM por minuto.

A Figura 3 ilustra a curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede para a desconexão por sobre/subfrequência.



**Figura 3 – Curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede para a desconexão por variação de frequência**

**Critério de aceitação:**

O ESE é considerado em conformidade se satisfizer as seguintes exigências:

- A diferença entre os valores de potência ativa medidos e os valores esperados está dentro da tolerância de  $\pm 2,5 \%$  da potência nominal do ESE.
- O tempo necessário para o ESE começar a aumentar a potência ativa injetada, após a redução da frequência da rede, é maior ou igual ao limite estabelecido na ABNT NBR 16149.
- O gradiente de elevação da potência ativa injetada é inferior ao limite estabelecido na ABNT NBR 16149.

Sequência A: 100% Pn							
Passo #	Set potência de saída [%]	Frequência de grade simulada [Hz]	Frequência de grade medida [Hz]	Valor de potência esperado [W]	Os valores de potência reais [W]	Limites	ponto Graph
P1	100	60,00	60,00	--	109060	--	P1
P2	100	60,20	60,20	--	109058	--	P2
P3	100	60,50	60,50	110000	109057	± 2,5% Pn	P3
P4	100	61,00	61,00	88000	86901	± 2,5% Pn	P4
P5	100	61,50	61,50	66000	65234	± 2,5% Pn	P5
P6	100	61,90	61,90	48400	47885	± 2,5% Pn	P6
P7	100	60,20	60,20	48400	47848	± 2,5% Pn	P7
P8	tempo de atraso de recuperação de energia: 310s, Valor de configuração padrão: ≥300 s						
	Máxima de aumento Gradiente (%P <sub>M</sub> /min):18, Valor de configuração padrão:20%PM/min,						
	100	60,00	60,00	110000	108742	± 2,5% Pn	P8
Sequência B: 50% Pn							
Passo #	Set potência de saída [%]	Frequência de grade simulada [Hz]	Frequência de grade medida [Hz]	Valor de potência esperado [W]	Os valores de potência reais [W]	Limites	ponto Graph
P1	50	60,00	60,00	--	55035	--	P1
P2	50	60,20	60,20	--	55033	--	P2
P3	50	60,50	60,50	55000	55034	± 2,5% Pn	P3
P4	50	61,00	61,00	44000	44318	± 2,5% Pn	P4
P5	50	61,50	61,50	33000	33371	± 2,5% Pn	P5
P6	50	61,90	61,90	24200	24547	± 2,5% Pn	P6
P7	50	60,20	60,20	24200	24538	± 2,5% Pn	P7
P8	tempo de atraso de recuperação de energia: 301s, Valor de configuração padrão: ≥300 s						
	Máxima de aumento Gradiente (%PM/min):18, Valor de configuração padrão: 20%PM/min						
	100	60,00	60,00	55000	55037	± 2,5% Pn	P8



Gráfico de Medição 1: Redução de potência ativa 100%  $P_{nom}$

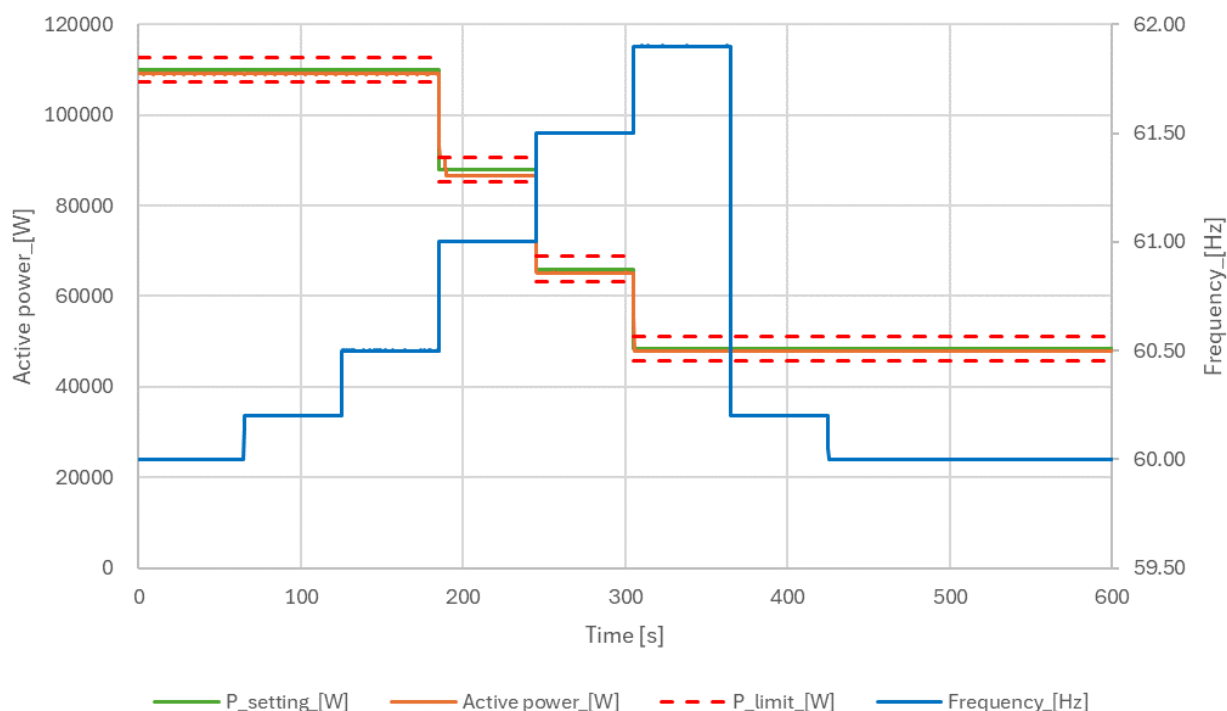


Gráfico de Medição 1: Redução de potência ativa 50%  $P_{nom}$

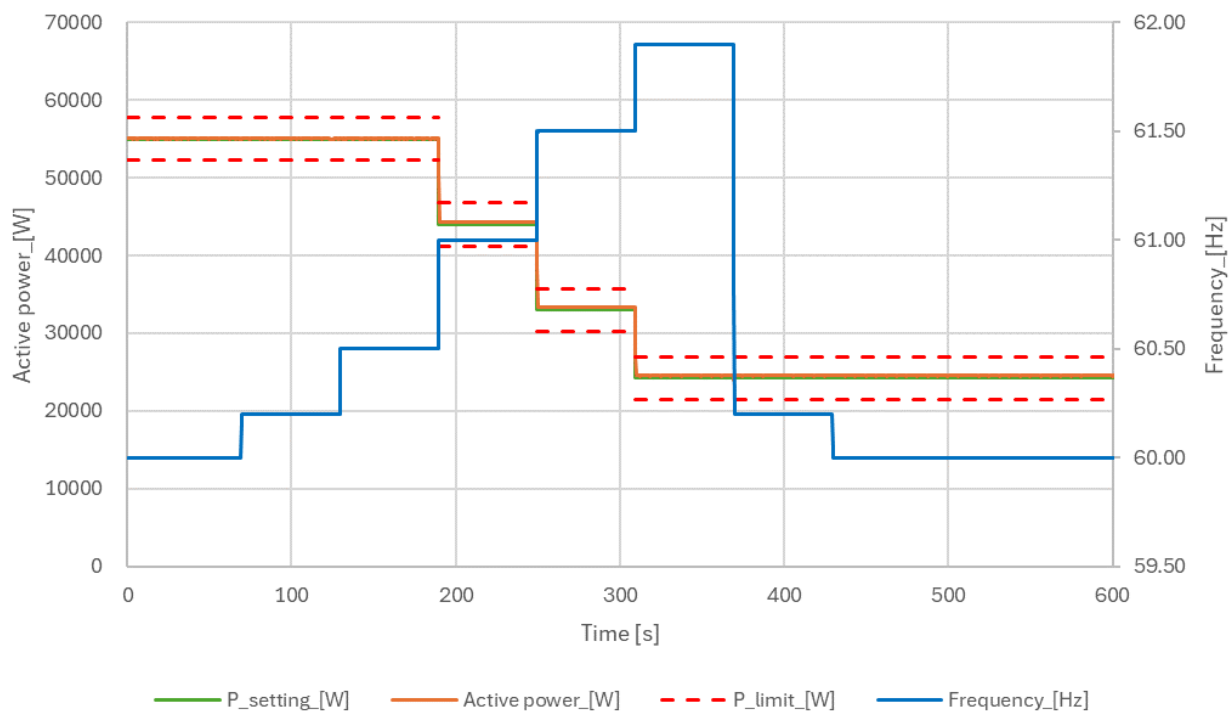




Gráfico de Medição 1: Gradiente de Potência 100%  $P_{nom}$

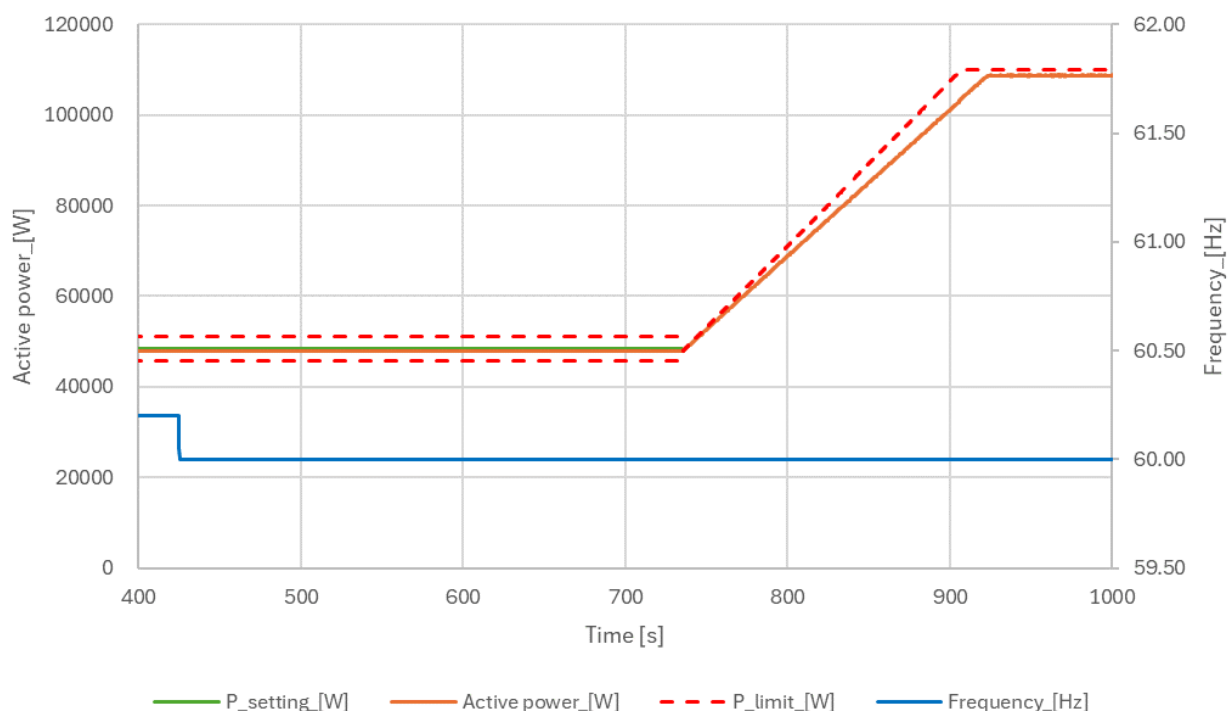
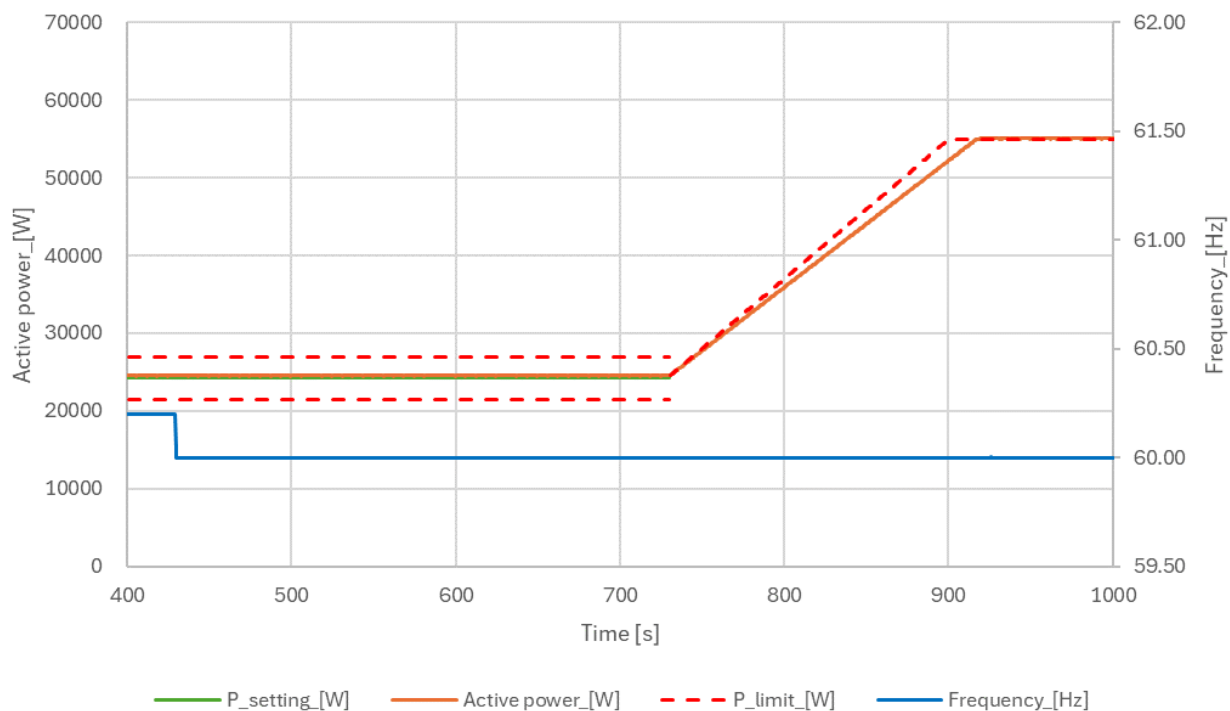


Gráfico de Medição 2: Gradiente de Potência 50%  $P_{nom}$



**6.9 Reconexão****P****Condição de teste:**

Os testes foram medidos de acordo com os procedimentos de teste 6.9 da ABNT NBR 16150.

Depois de uma “desconexão” devido a uma condição anormal da rede, o sistema fotovoltaico não pode retomar o fornecimento de energia à rede elétrica (reconexão) por um período de 20 s a 300 s após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.

Este teste deve ser realizado durante os testes de 6.6.1, 6.6.3, 6.7.1, 6.7.3.

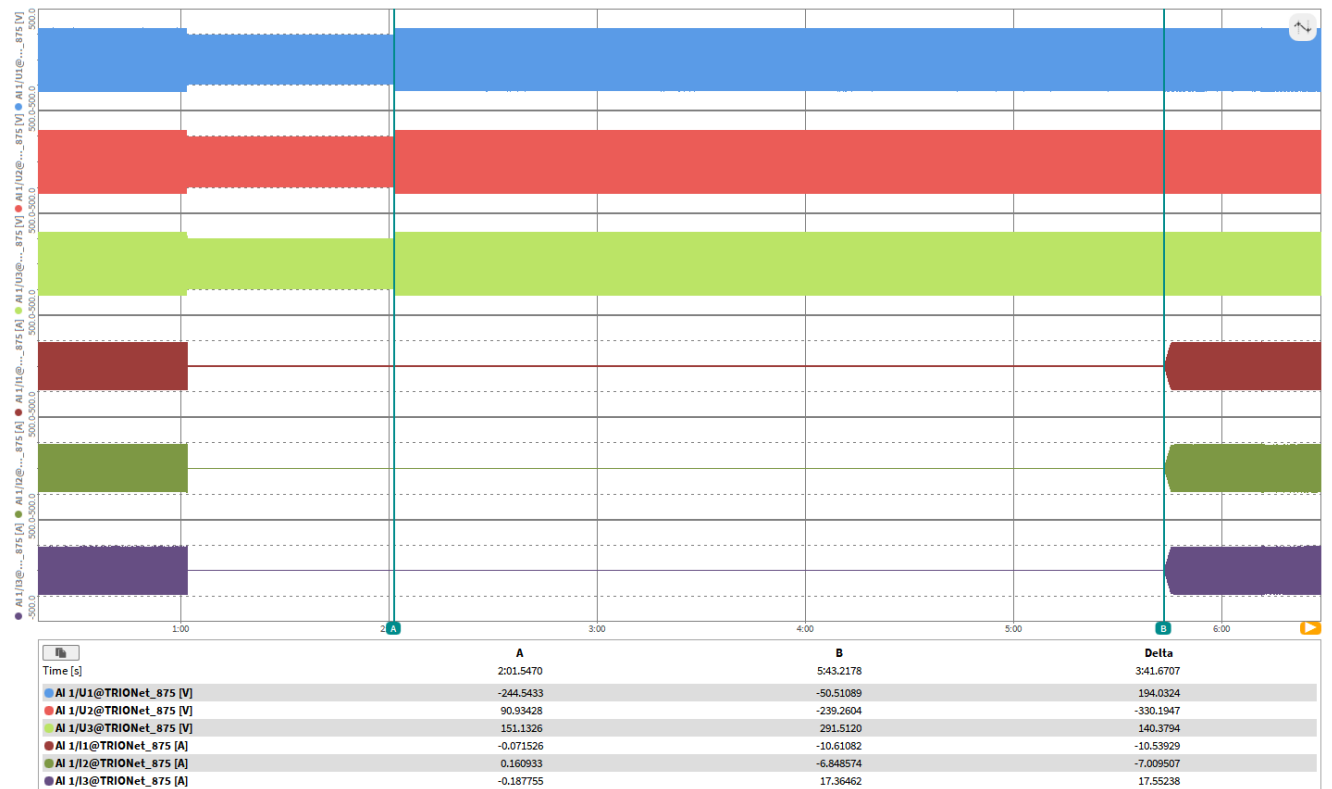
Imediatamente após restaurar as condições de tensão / frequência nominal, meça e registre o tempo decorrido até a reconexão.

**Critério de aceitação:**

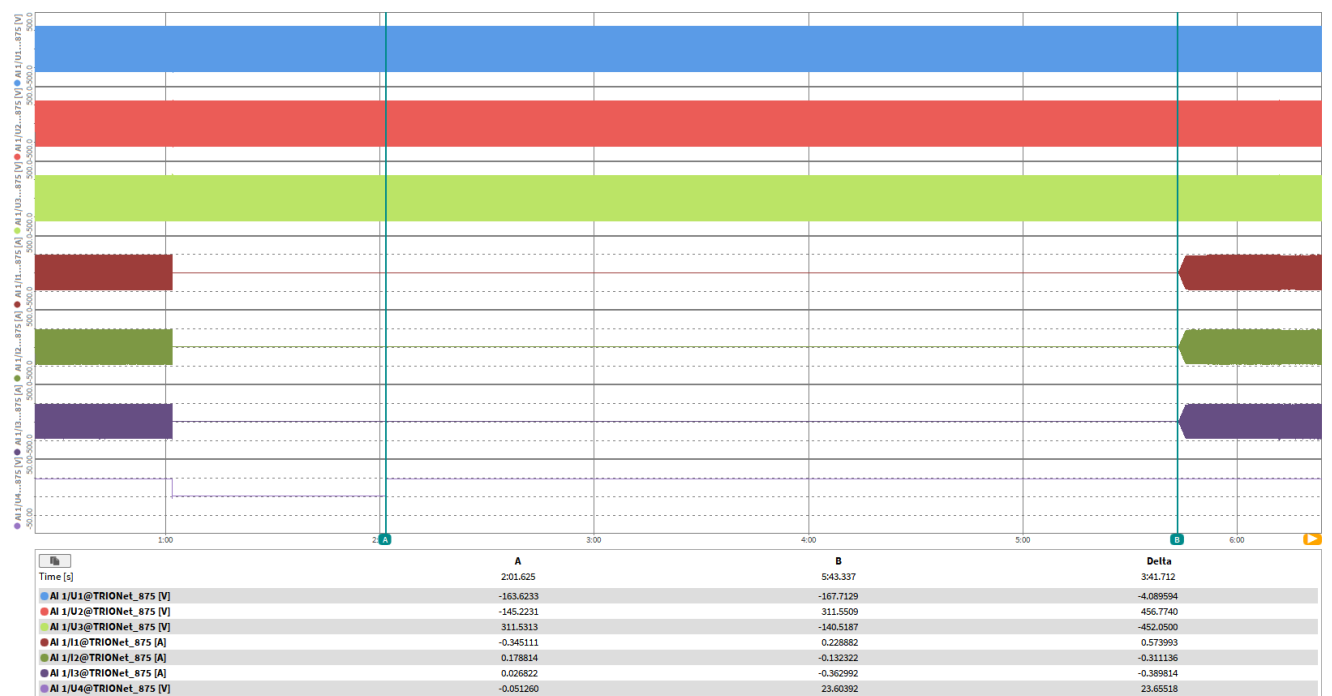
O ESE é considerado em conformidade se o tempo de reconexão não exceder os limites estabelecidos na ABNT NBR 16149.

	Conditons de tensão	
Na faixa de tensão após falha de tensão	$80\% U_n > U$	$U < 110\% U_n$
Tempo de reconexão [s]	222	222
Limite:	Reconexão entre 20s e 300s	
Na faixa de frequência após falha de frequência	$59,90 \text{ Hz} > f$	$f < 60,10$
Tempo de reconexão [s]	222	222
Limite:	Reconexão entre 20s e 300s	

## Tempo de recuperação de tensão



## Tempo de Recuperação de Frequência



**6.10 Religamento automático fora de fase****P****Condição de teste:**

Os testes foram medidos de acordo com os procedimentos de teste 6.10 da ABNT NBR 16150.

Depois de uma “desconexão” devido a uma condição anormal da rede, o sistema fotovoltaico não pode retomar o fornecimento de energia à rede elétrica (reconexão) por um período de 20 s a 300 s após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.

Este teste deve ser realizado durante os testes de 6.6.1, 6.6.3, 6.7.1, 6.7.3.

Imediatamente após restaurar as condições de tensão / frequência nominal, meça e registre o tempo decorrido até a reconexão.

Com referência à ABNT NBR 16149 e ABNT NBR 16150: - Usando a rede simulada:

- O simulador de rede deve ser capaz de produzir variações de fase da tensão de saída nos terminais do inversor de 90 ° e 180 °, respectivamente.
- Gerador: inversor operando na potência nominal com fator de potência unitário ( $\cos\phi = 1$ )
- VR: tensão de rede simulada
- O gerador deve começar a operar com potência nominal. Deixe o sistema operar sob as condições estabelecidas por pelo menos 5 minutos ou o tempo necessário para estabilizar a temperatura interna do conversor.

Após o período de estabilização, dois testes devem ser realizados em sequência, induzindo o transiente que produz um ângulo de deslocamento de fase na tensão de rede simulada VR de 180 ° e 90 °.

No relatório de ensaio, devem ser indicados os seguintes dados para cada uma das duas sequências de ensaio:

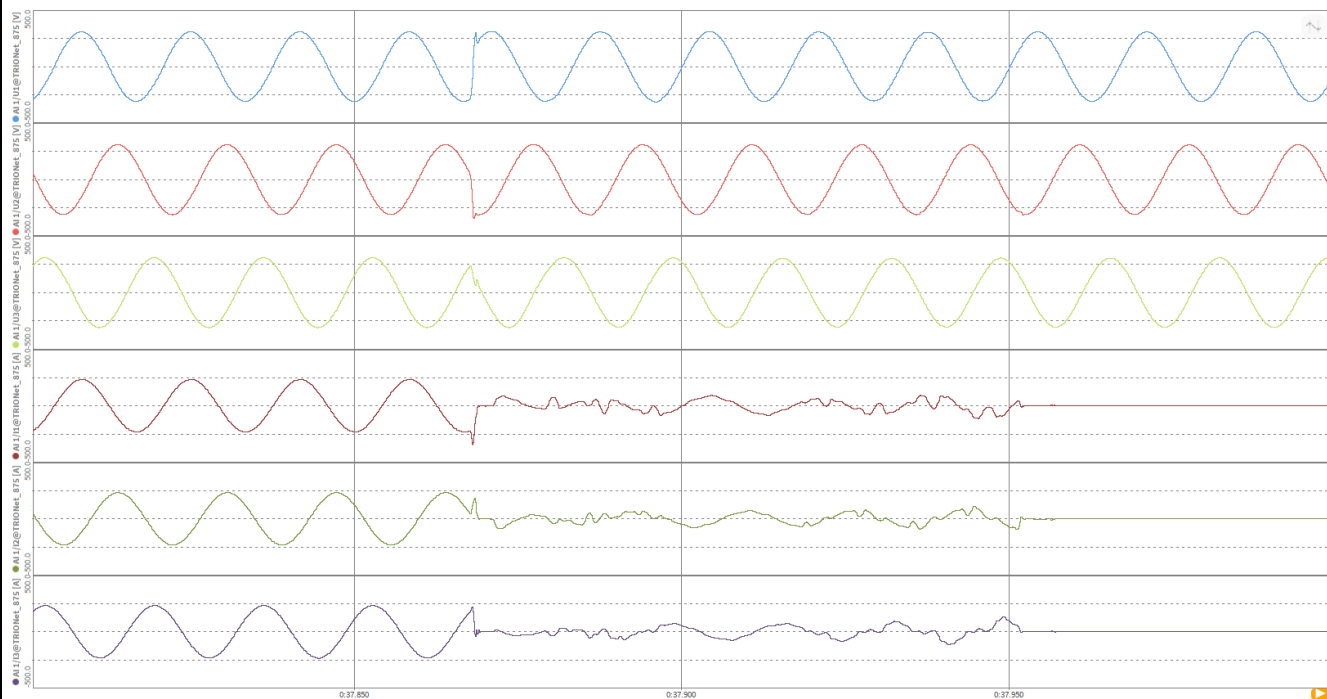
- o ângulo entre a tensão antes e depois do deslocamento de fase, com um instrumento com um erro de 1 °;
- a corrente do gerador em uma janela de tempo começando de 20 ms antes até pelo menos 200 ms após o deslocamento de fase da tensão de rede simulada.

**Critério de aceitação:**

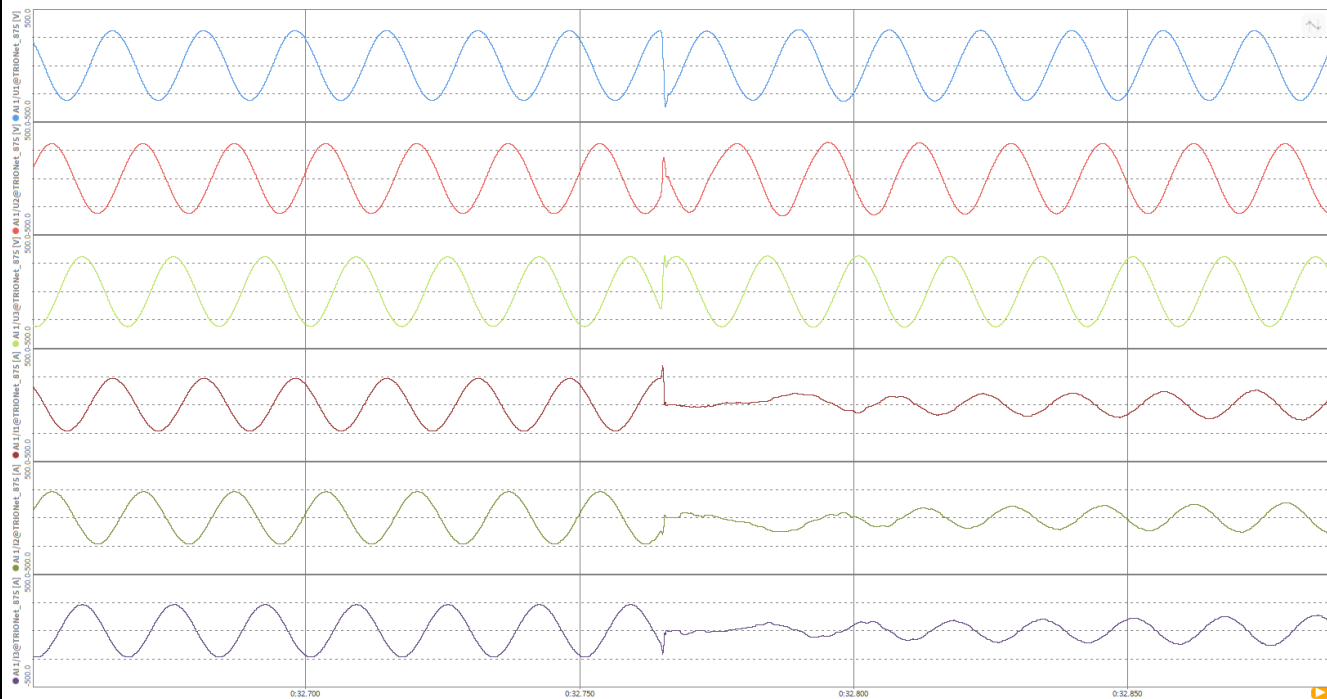
O ESE é considerado conforme se não for danificado durante o teste.

Resultado dos testes:

Deslocamento de fase de 90°



Deslocamento de fase de 180°



## 6.11 Modulação Ativa Da potência

P

**Condição de teste:**

Os testes foram medidos de acordo com os procedimentos de teste 6.11 da ABNT NBR 16150.

O sistema fotovoltaico com potência nominal superior a 6 kW deve ser capaz de limitar a potência ativa injetada na rede por meio de telecomandos.

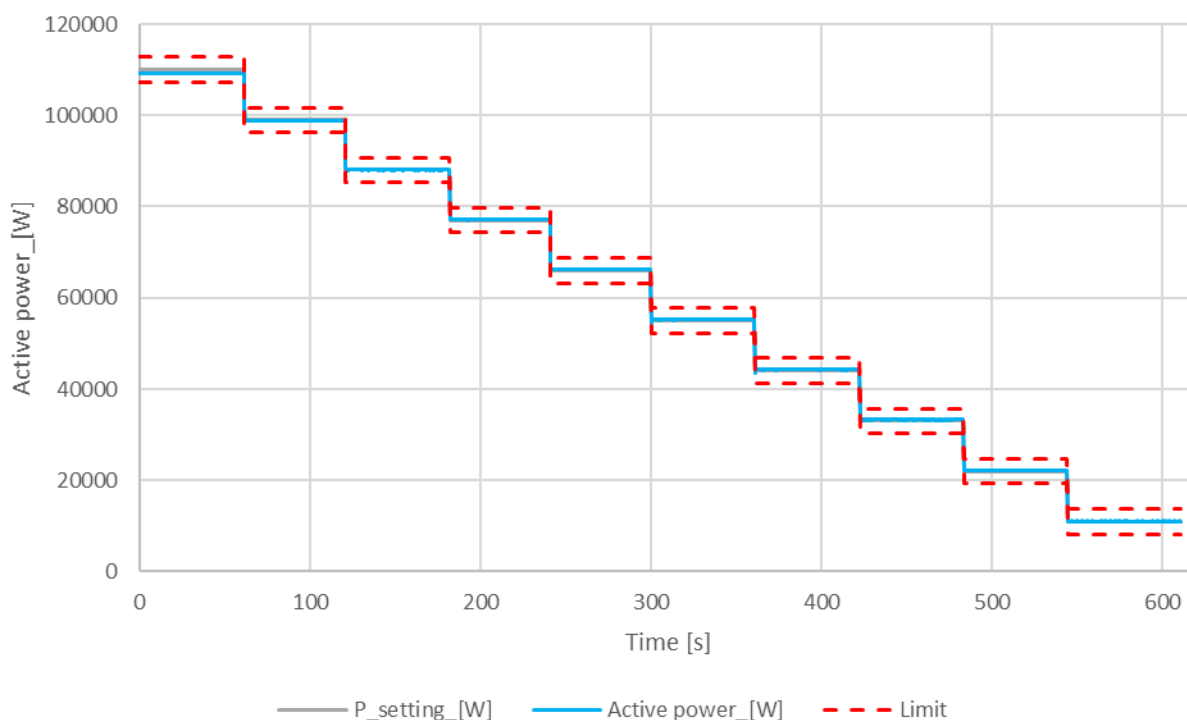
Os valores de ajuste enviados por telecomando são expressos em porcentagem da potência nominal do sistema, em passos de amplitude máxima de 10 %. Se o sistema estiver com um nível de potência ativa inferior ao requerido, então não pode reduzir ainda mais sua potência ativa de saída.

A potência ativa limitada pelo comando externo deve ser atingida no máximo dentro de 1 min após o recebimento do sinal, com tolerância de  $\pm 2,5$  % da potência nominal do sistema, respeitando as limitações da potência de entrada do sistema fotovoltaico.

**Critério de aceitação:**

O ESE é considerado em conformidade se a diferença entre os valores de potência medidos e os valores esperados estiver dentro da tolerância de  $\pm 2,5$  % da potência nominal do ESE.

Valor médio de 1 min /P/P <sub>n</sub> [%]	100	90	80	70	60	50	40	30	20	10
P <sub>Configurar</sub> [kW]:	110,0	99,0	88,0	77,0	66,0	55,0	44,0	33,0	22,0	11,0
P <sub>E60</sub> [kW]	109,1	98,9	88,0	77,2	66,2	55,2	44,3	33,3	22,2	11,1
$\Delta P_{E60}/P_n$ [%]:	0,87	0,13	0,04	0,15	0,20	0,23	0,28	0,27	0,18	0,06
Limite $\Delta P_{E60}/P_n$ :	+ 2,5 % do P <sub>n</sub>									

**Gráfico da precisão de ajuste:**

## 6.12 Modulação de potência reativa

P

**Condição de teste:**

Os testes foram medidos de acordo com os procedimentos de teste 6.11 da ABNT NBR 16150.

O setpoint Q foi definido por SW-Tool usando interface RS485.

O sistema fotovoltaico com potência nominal superior a 6 kW deve ser capaz de regular a potência reativa injetada/demandada por meio de telecomandos, dentro dos limites estabelecidos na Seção 4.7.

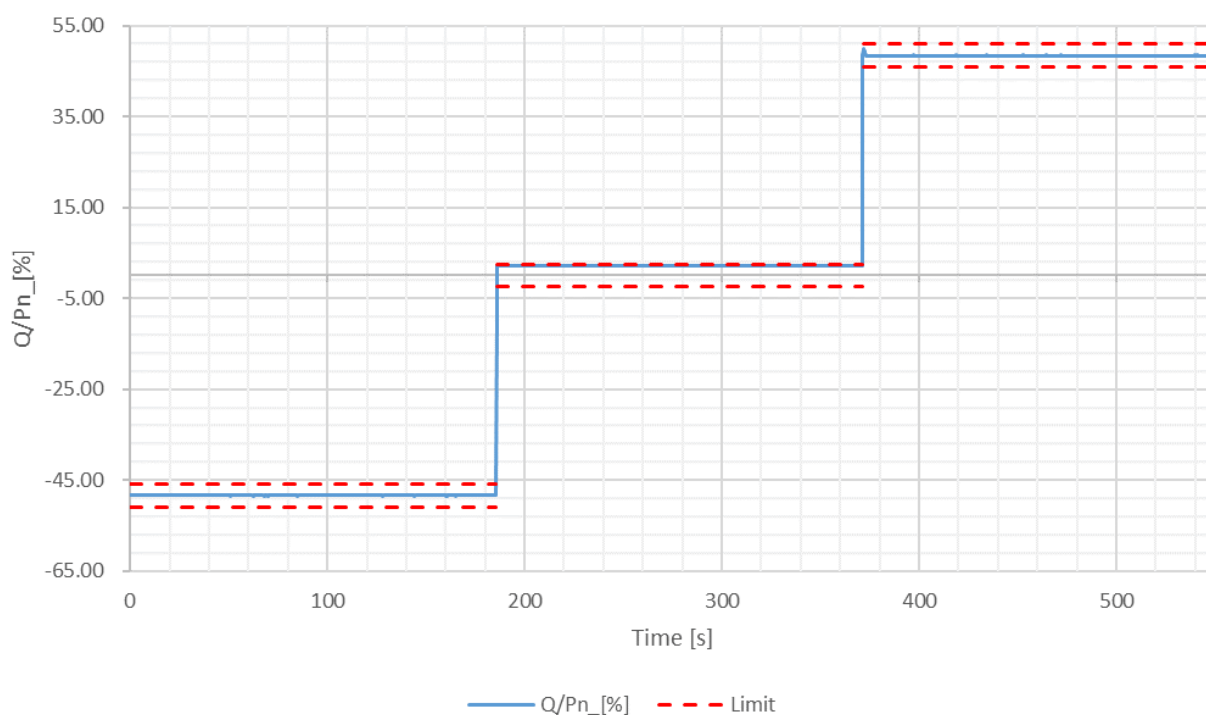
**Critério de aceitação:**

A potência reativa exigida pelo telecomando deve ser atingida no máximo dentro de 10 s após o recebimento do sinal, com tolerância de  $\pm 2,5$  % da potência nominal do sistema.

**Observação: O nível percentual de potência reativa no teste é maior do que o valor especificado na norma e o teste está em conformidade com a norma.**

	Ponto de ajuste de potência reativa Q/P <sub>n</sub> [%]	Potência reativa medida Q/P <sub>n</sub> [%]	Desvio comparado ao setpoint $\Delta Q/P_n$ [%]	Tempo limite [s]	Tempo medido [s]
-Q <sub>min</sub>	-48,43	-48,43	0,00	--	---
0	0,00	2,09	2,09	10	0,60
+Q <sub>max</sub>	48,43	48,40	0,03	10	0,20

Diagrama:



## 6.13 Desconexão e reconexão de inversor / Comando remoto

P

**Condição de teste:**

Os testes foram medidos de acordo com os procedimentos de teste 6.13 da ABNT NBR 16150.

O comando Remoto foi definido por SW-Tool usando interface RS485.

O sistema fotovoltaico deve poder desligar-se da rede por meio de comandos remotos provenientes do operador da rede.

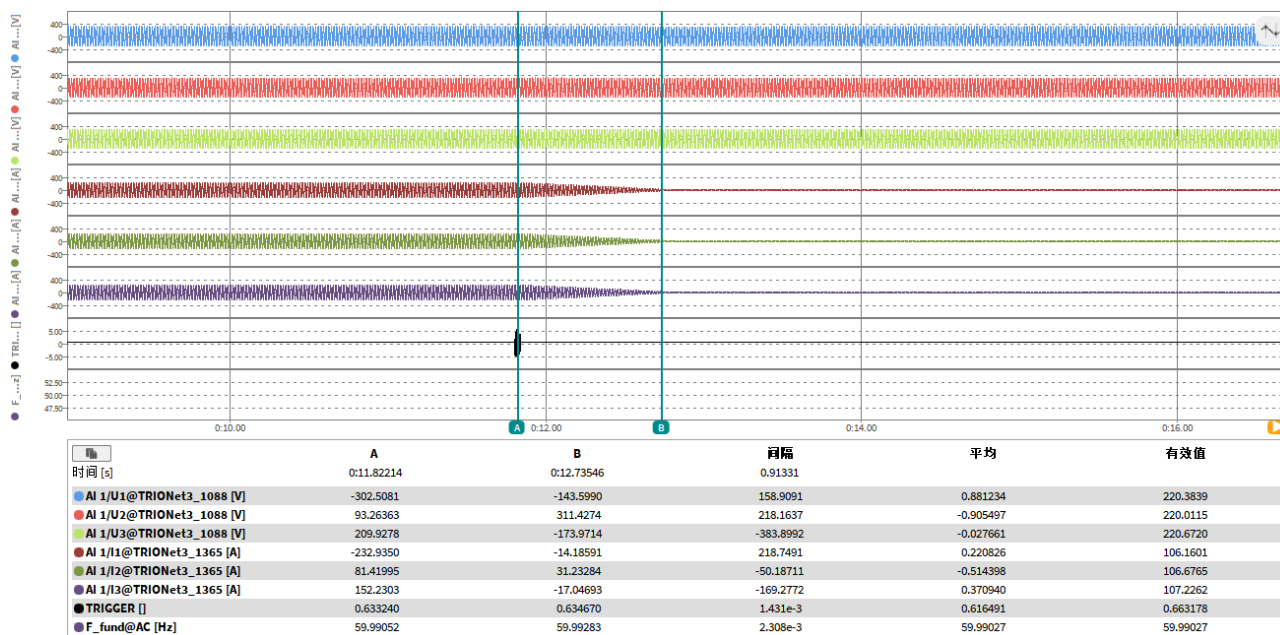
A desconexão deve ocorrer dentro de um máximo de 1 min após a recepção do comando remoto.

**Critério de aceitação:**

O ESE é considerado em conformidade se desconectar-se e reconectar-se da rede após o comando externo correspondente.

Desconectado da rede pelo comando externo:

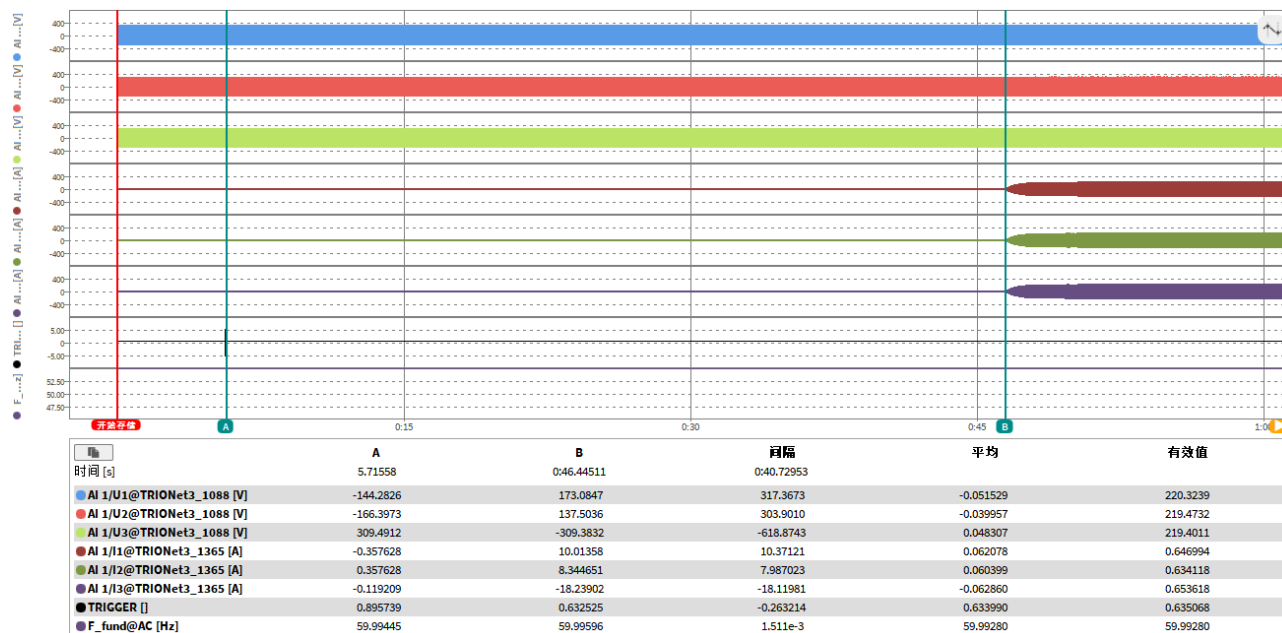
tempo de desconexão: 0,913s





Reconectado à rede pelo comando externo:

Tempo de reconexão: 40,730 s



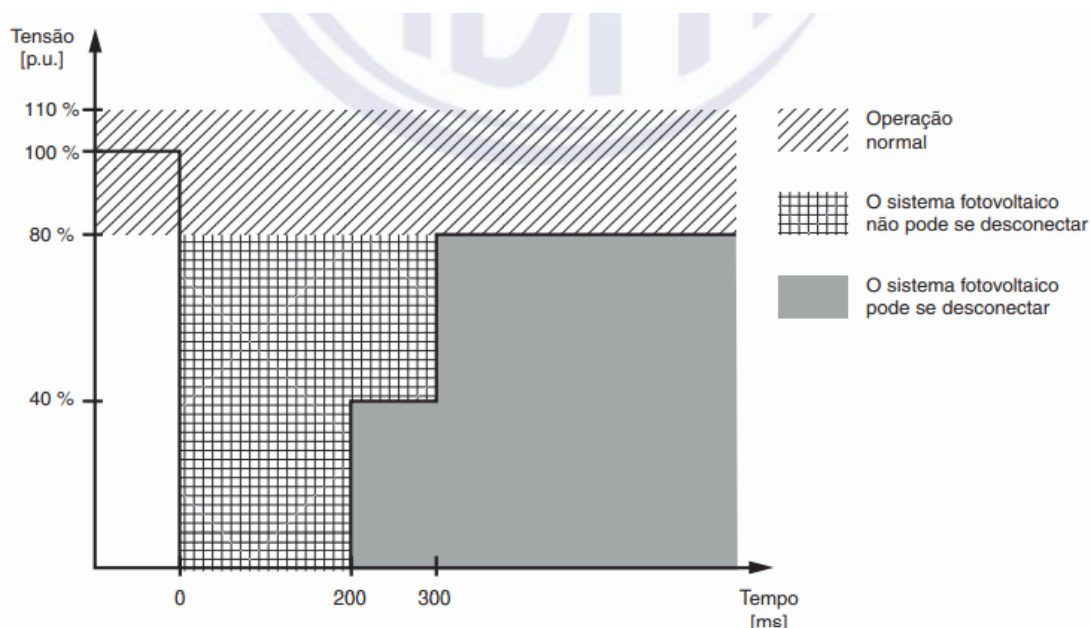
## 6.14 Requisitos de suportabilidade a subtensoes decorrentes de faltas na rede (fault ride through- FRT)

P

### Condição de teste:

Os testes foram medidos de acordo com os procedimentos de teste 6.14 da ABNT NBR 16150.

Para evitar a desconexão indevida da rede em casos de afundamento de tensão, o sistema fotovoltaico com potência nominal maior ou igual a 6 kW deve continuar satisfazendo os requisitos representados graficamente na Figura 4.



**Figura 4 – Requisitos de suportabilidade a subtensoes decorrentes de faltas na rede (fault ride through – FRT)**

Na área quadriculada, o sistema fotovoltaico não pode se desconectar da rede, porem é permitido cessar o fornecimento de energia.

Se a tensão retornar para a faixa de operação normal (– 20 % a + 10 % da tensão nominal), o sistema fotovoltaico deve retornar a injetar a potência ativa e reativa de antes da falta, com tolerância de  $\pm 10\%$  da potência nominal do sistema fotovoltaico, dentro de 200 ms.

Se a tensão for restaurada, mas permanecer na faixa entre 80 % e 90 % da tensão nominal, é permitida uma redução da potência injetada com base na corrente máxima do inversor.





Durante a falta assimétrica bifásica, a tensão residual e os ângulos de fase das três fases devem atender aos valores mostrados na Tabela 3.

**Tabela 3 – Especificações da falta bifásica assimétrica**

Falta	Tensão fase neutro (% da tensão nominal)			Ângulo de fase		
	Fase 1	Fase 2	Fase 3	$\phi_1$	$\phi_2$	$\phi_3$
5 %	87 % $\pm$ 5 %	87 % $\pm$ 5 %	5 % $\pm$ 5 %	27°	– 147°	113°
45 %	90 % $\pm$ 5 %	90 % $\pm$ 5 %	45 % $\pm$ 5 %	15°	– 135°	115°

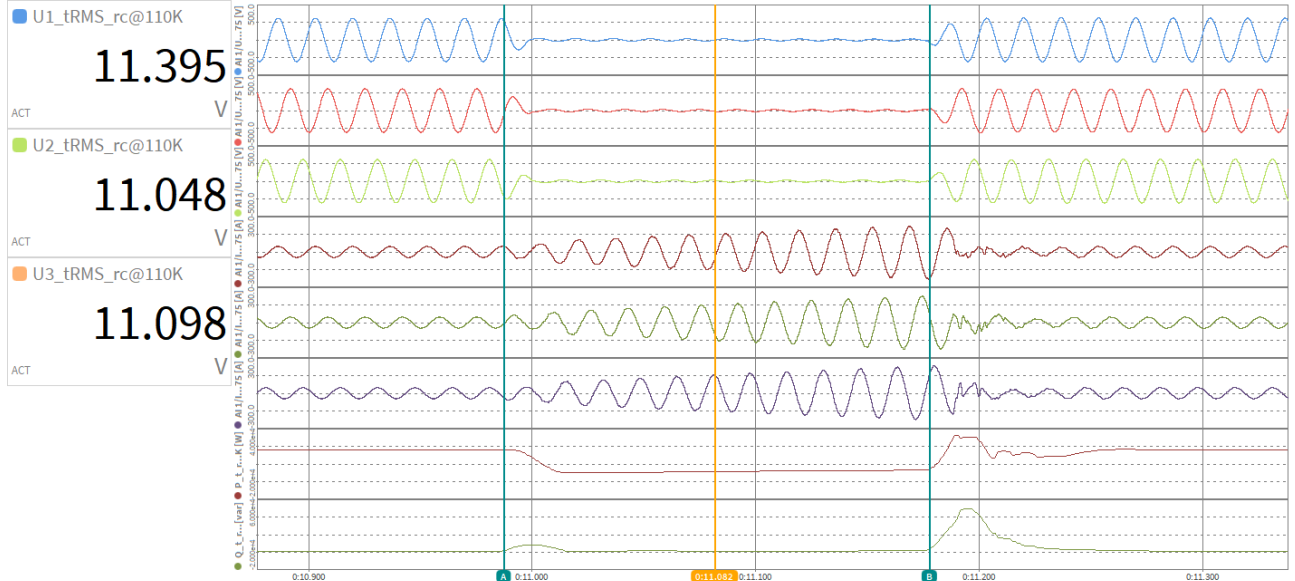
### Critério de aceitação:

O ESE é considerado em conformidade se atender aos requisitos de suportabilidade a subtensoes decorrentes de faltas na rede (fault ride through – FRT) especificados na ABNT NBR 16149.

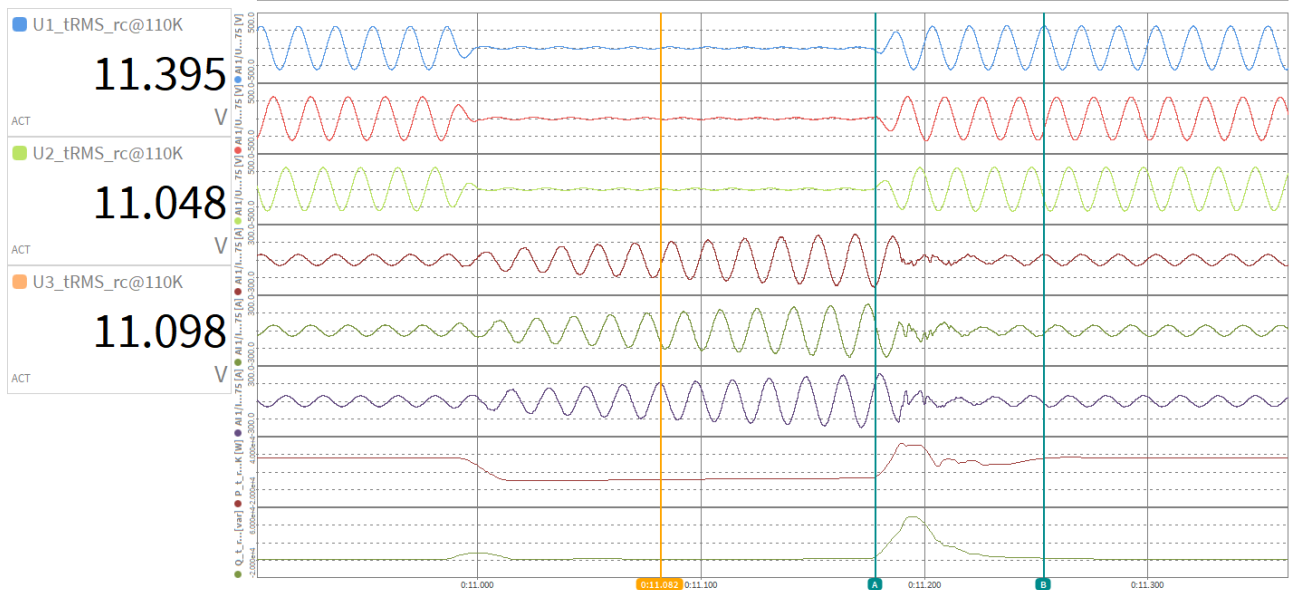
Lista de testes	Amplitude residual da tensão fase a fase $V/V_{nom}$	Duração [ms]		Forma (*)
		$\pm 0,05$ ( $V/V_{nom}$ )	$190 \pm 20$	
1 – falha simétrica trifásica	0,05	$\pm 0,05$ ( $V/V_{nom}$ )	$190 \pm 20$	
2 – falha simétrica trifásica	0,45	$\pm 0,05$ ( $V/V_{nom}$ )	$290 \pm 20$	
3 – falha assimétrica de duas fases	0,05	$\pm 0,05$ ( $V/V_{nom}$ )	$190 \pm 20$	
4 – falha assimétrica de duas fases	0,45	$\pm 0,05$ ( $V/V_{nom}$ )	$290 \pm 20$	

Resultado dos testes FRT:							P
Lista de testes	Amplitude residual da tensão fase a neutro V/V <sub>nom</sub>	Duração [ms]	P [%P <sub>n</sub> ]	Q [%P <sub>n</sub> ]	Tempo de recuperação [ms]		Resultado
					P	Q	
1 – falha simétrica trifásica	0,05	190 ± 20	20	---	75	---	P
2 – falha simétrica trifásica	0,45	290 ± 20	20	---	173	---	P
3 – Falha assimétrica de duas fases-L1	0,87	190 ± 20	20	---	133	---	P
3 – Falha assimétrica de duas fases-L2	0,87	190 ± 20	20	---		---	P
3 – Falha assimétrica de duas fases-L3	0,05	190 ± 20	20	---		---	P
4 – Falha assimétrica de duas fases-L1	0,90	290 ± 20	20	---	125	---	P
4 – Falha assimétrica de duas fases-L2	0,90	290 ± 20	20	---		---	P
4 – Falha assimétrica de duas fases-L3	0,45	290 ± 20	20	---		---	P
1 – falha simétrica trifásica	0,05	190 ± 20	100	---	118	---	P
2 – falha simétrica trifásica	0,45	290 ± 20	100	---	120	---	P
3 – Falha assimétrica de duas fases-L1	0,87	190 ± 20	100	---	116	---	P
3 – Falha assimétrica de duas fases-L2	0,87	190 ± 20	100	---		---	P
3 – Falha assimétrica de duas fases-L3	0,05	190 ± 20	100	---		---	P
4 – Falha assimétrica de duas fases-L1	0,90	290 ± 20	100	---	139	---	P
4 – Falha assimétrica de duas fases-L2	0,90	290 ± 20	100	---		---	P
4 – Falha assimétrica de duas fases-L3	0,45	290 ± 20	100	---		---	P
Condições de teste:							
A tabela acima mostra sequências de teste para unidade trifásica.							

Teste 1 - falha simétrica trifásica (V / Vnom = 0,05) P=20%Pn

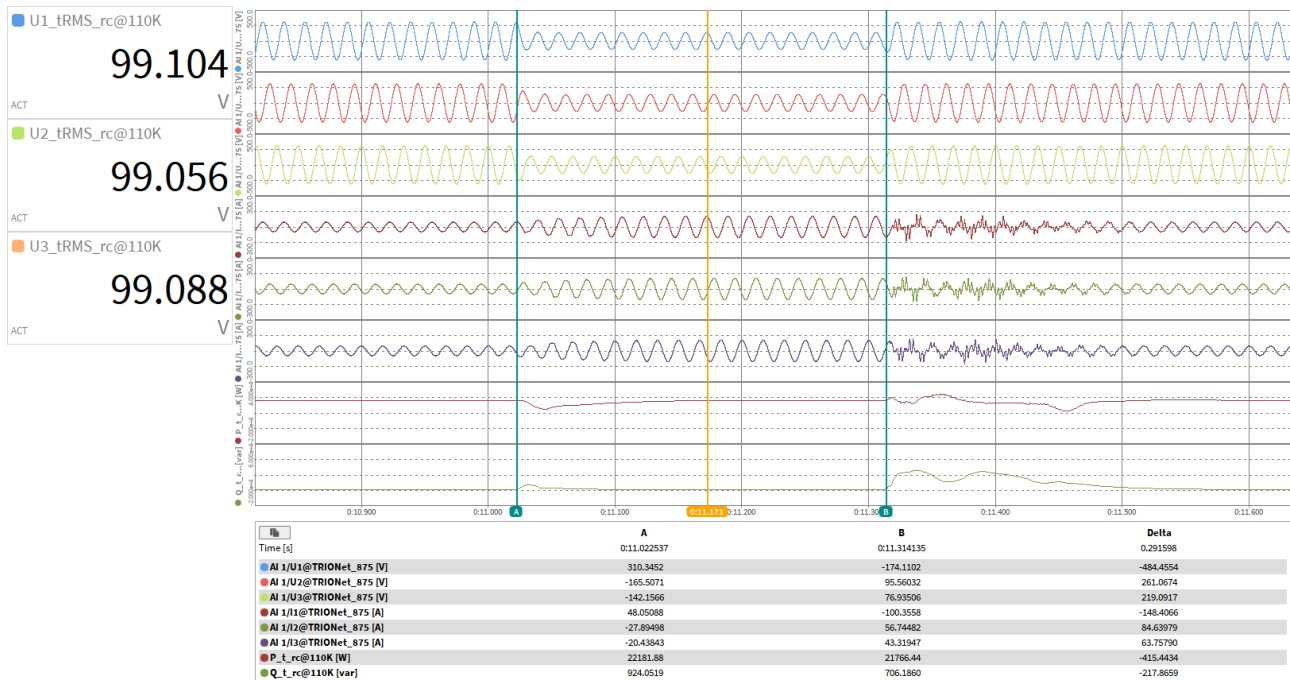


	A	B	Delta
Time [s]	0:10.987741	0:11.178009	0.190269
AI 1/U1@TRIONet_875 [V]	269.1682	-41.96906	-311.1372
AI 1/U2@TRIONet_875 [V]	-48.35081	28.09715	76.44797
AI 1/U3@TRIONet_875 [V]	-220.7329	15.86056	236.5935
AI 1/I1@TRIONet_875 [A]	48.33877	-228.0647	-276.4034
AI 1/I2@TRIONet_875 [A]	-9.405614	65.86254	75.26815
AI 1/I3@TRIONet_875 [A]	-39.20138	162.2969	201.4983
P_t_rc@110K [W]	22175.84	4836.055	-17339.78
Q_t_rc@110K [var]	964.5575	2224.384	1259.827

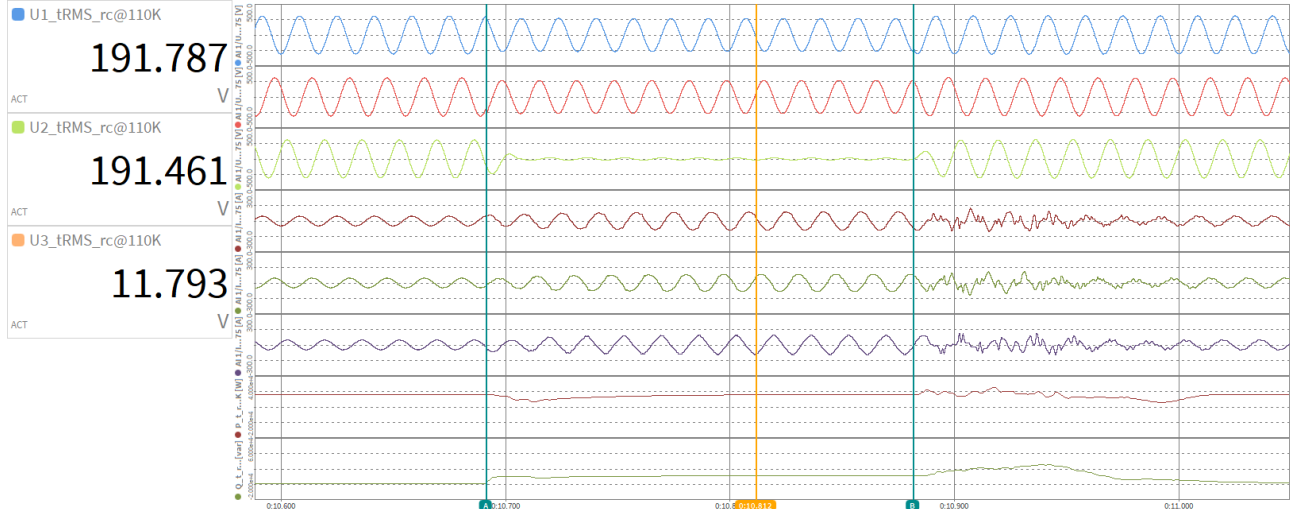


	A	B	Delta
Time [s]	0:11.178254	0:11.253360	0.075107
AI 1/U1@TRIONet_875 [V]	-45.66264	315.6045	361.2671
AI 1/U2@TRIONet_875 [V]	27.33803	-166.5573	-193.8954
AI 1/U3@TRIONet_875 [V]	20.87546	-141.2532	-162.1287
AI 1/I1@TRIONet_875 [A]	-223.0418	47.66286	270.7046
AI 1/I2@TRIONet_875 [A]	48.99323	-29.45423	-78.44747
AI 1/I3@TRIONet_875 [A]	173.9752	-18.28909	-192.2643
P_t_rc@110K [W]	4836.055	21349.05	16513.00
Q_t_rc@110K [var]	2224.384	2233.208	8.823242

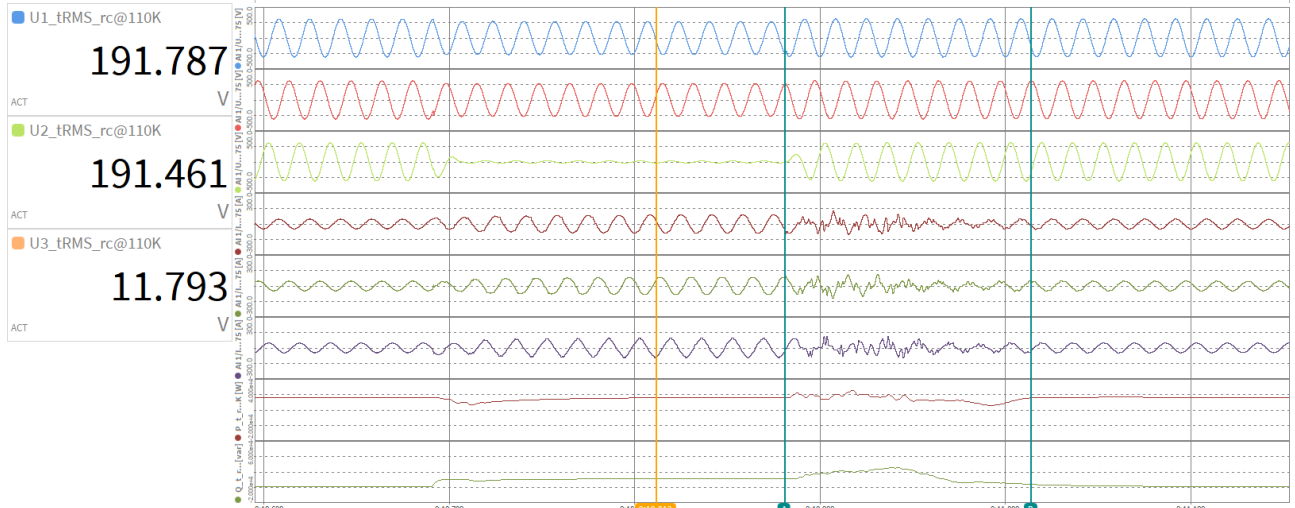
Teste 2 - falha simétrica trifásica (V / Vnom = 0,45) P=20%Pn



Teste 3 - falha assimétrica de duas fases (V / Vnom = 0,05) P=20%Pn

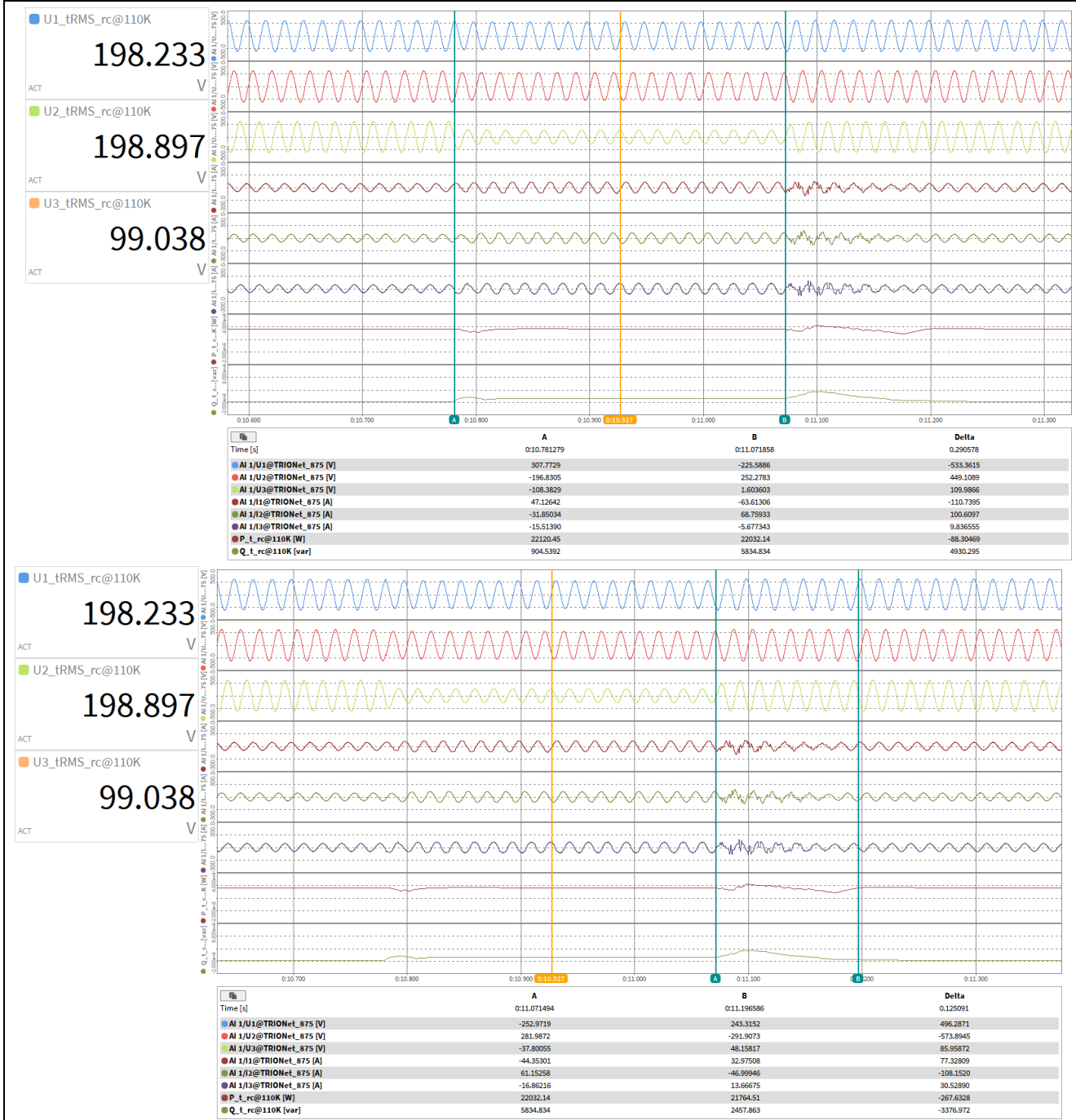


	A	B	Delta
Time [s]	0:10.691355	0:10.881595	0.190241
AI 1/U1@TRIONet_875 [V]	309.1486	-252.8699	-562.0184
AI 1/U2@TRIONet_875 [V]	-186.9333	268.1003	455.0336
AI 1/U3@TRIONet_875 [V]	-119.8466	-4.235983	115.6106
AI 1/I1@TRIONet_875 [A]	47.96505	-73.51935	-121.4844
AI 1/I2@TRIONet_875 [A]	-30.99024	87.45611	118.4464
AI 1/I3@TRIONet_875 [A]	-17.29488	-14.06372	3.231168
P_t_rc@110K [W]	22158.66	21998.90	-159.7578
Q_t_rc@110K [var]	923.4371	11327.87	10404.43



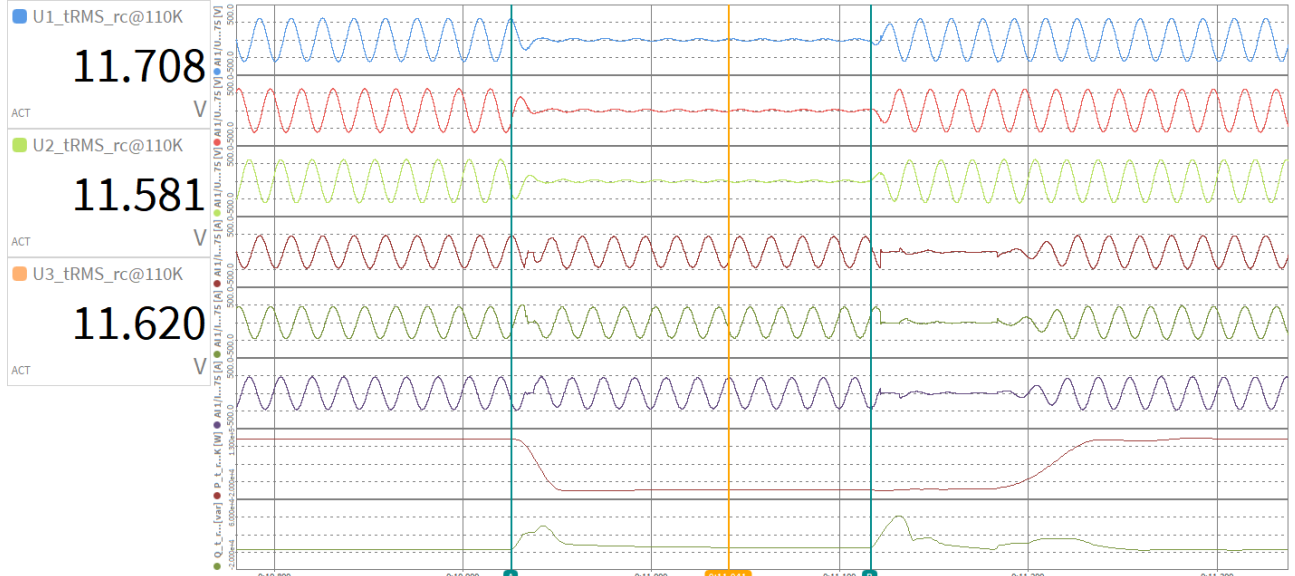
	A	B	Delta
Time [s]	0:10.880915	0:11.013907	0.132992
AI 1/U1@TRIONet_875 [V]	-247.7532	-159.9979	87.75521
AI 1/U2@TRIONet_875 [V]	258.5654	312.2754	53.70999
AI 1/U3@TRIONet_875 [V]	-7.275105	-148.8612	-141.5861
AI 1/I1@TRIONet_875 [A]	-50.43626	-21.60788	28.82838
AI 1/I2@TRIONet_875 [A]	83.41492	45.44556	-37.96935
AI 1/I3@TRIONet_875 [A]	-33.07700	-24.01829	9.058714
P_t_rc@110K [W]	21998.90	21638.33	-360.5684
Q_t_rc@110K [var]	11327.87	3812.325	-7515.542

Teste 4 - falha assimétrica de duas fases (V / Vnom = 0,45) P=20%Pn

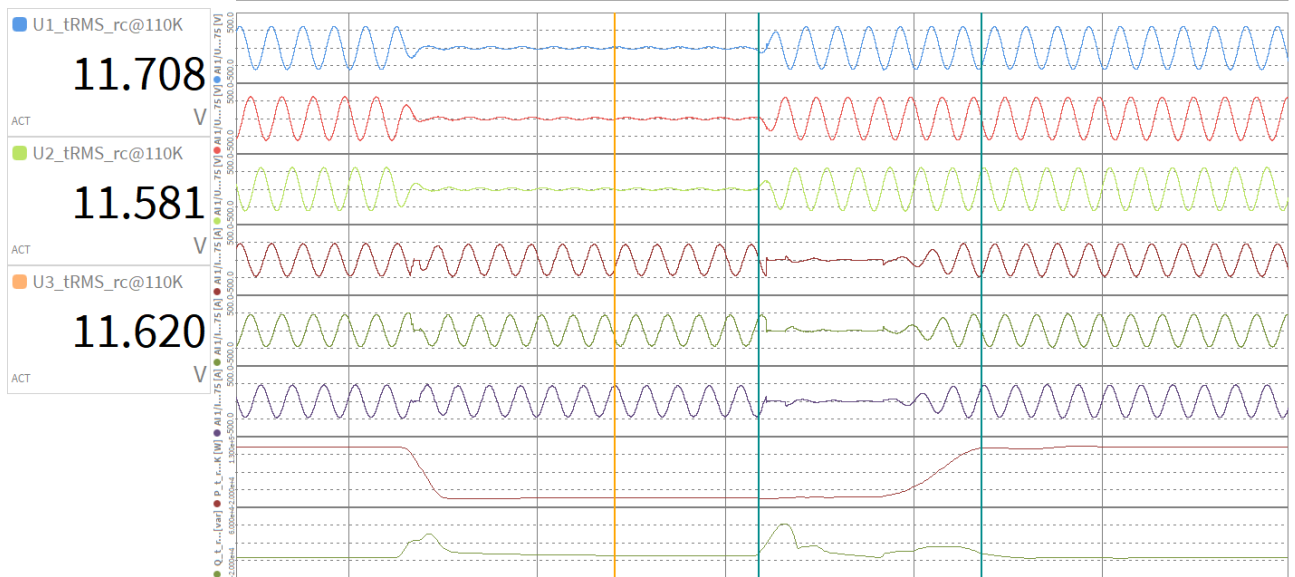




Teste 1 - falha simétrica trifásica (V / Vnom = 0,05) P=100%Pn

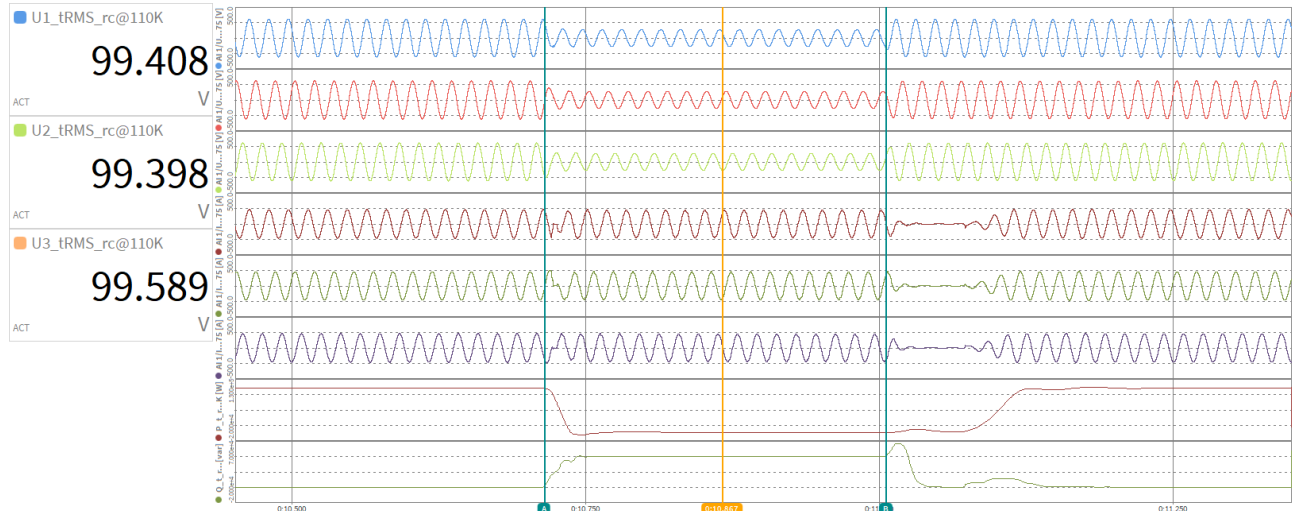


Time [s]	A	B	Delta
0:10.925847		0:11.116200	0.190353
AI 1/U1@TRIONet_875 [V]	311.1139	-18.23020	-329.3441
AI 1/U2@TRIONet_875 [V]	-167.8379	15.78069	183.6186
AI 1/U3@TRIONet_875 [V]	-142.0932	2.966166	145.0594
AI 1/I1@TRIONet_875 [A]	232.0826	137.2147	-94.86795
AI 1/I2@TRIONet_875 [A]	-129.6258	83.09484	212.7206
AI 1/I3@TRIONet_875 [A]	-102.7018	-220.6653	-117.9636
P_t_rc@110K [W]	108735.0	-1401.260	-110136.2
Q_t_rc@110K [var]	2409.295	5117.246	2707.951



Time [s]	A	B	Delta
0:11.117379		0:11.235656	0.118277
AI 1/U1@TRIONet_875 [V]	-43.37263	-266.1843	-222.8117
AI 1/U2@TRIONet_875 [V]	23.42725	9.957553	-13.46970
AI 1/U3@TRIONet_875 [V]	23.87643	262.7282	238.8518
AI 1/I1@TRIONet_875 [A]	32.88567	-209.9133	-242.7989
AI 1/I2@TRIONet_875 [A]	174.1701	12.73155	-161.4386
AI 1/I3@TRIONet_875 [A]	-207.3008	197.2032	404.5040
P_t_rc@110K [W]	-1417.246	105263.8	106681.1
Q_t_rc@110K [var]	5399.310	8419.104	3019.793

Teste 2 - falha simétrica trifásica (V / Vnom = 0,45) P=100%Pn

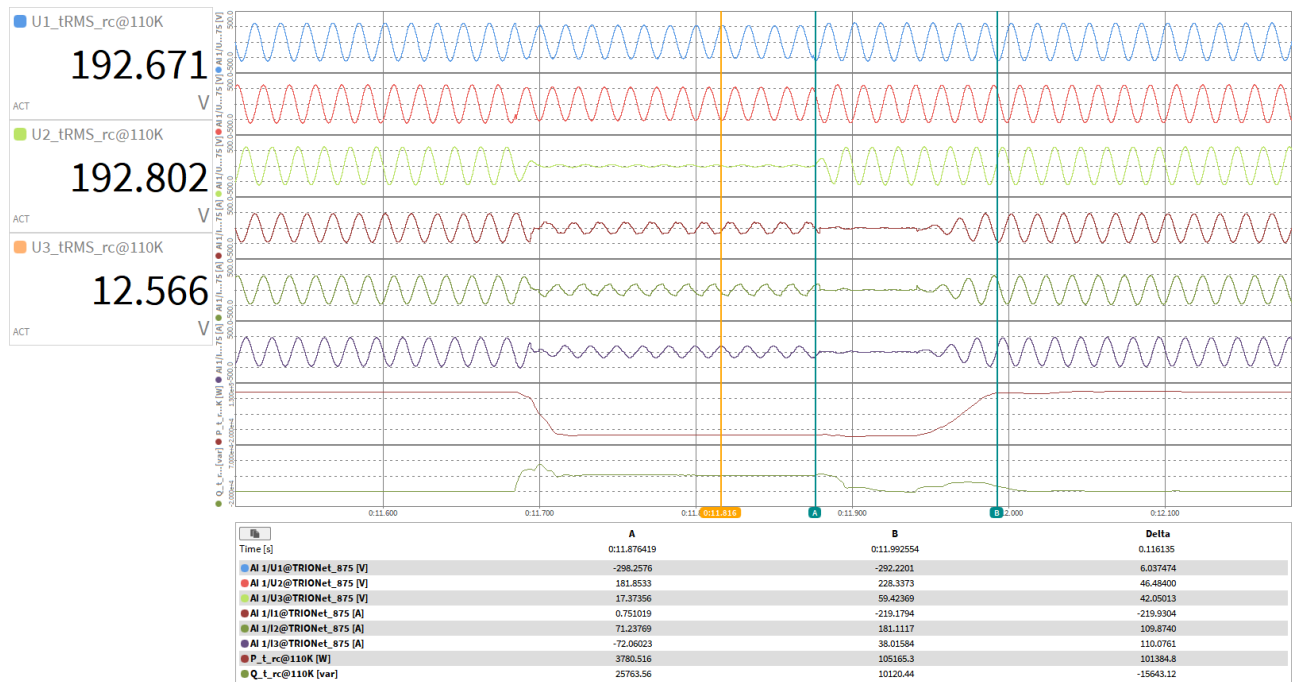
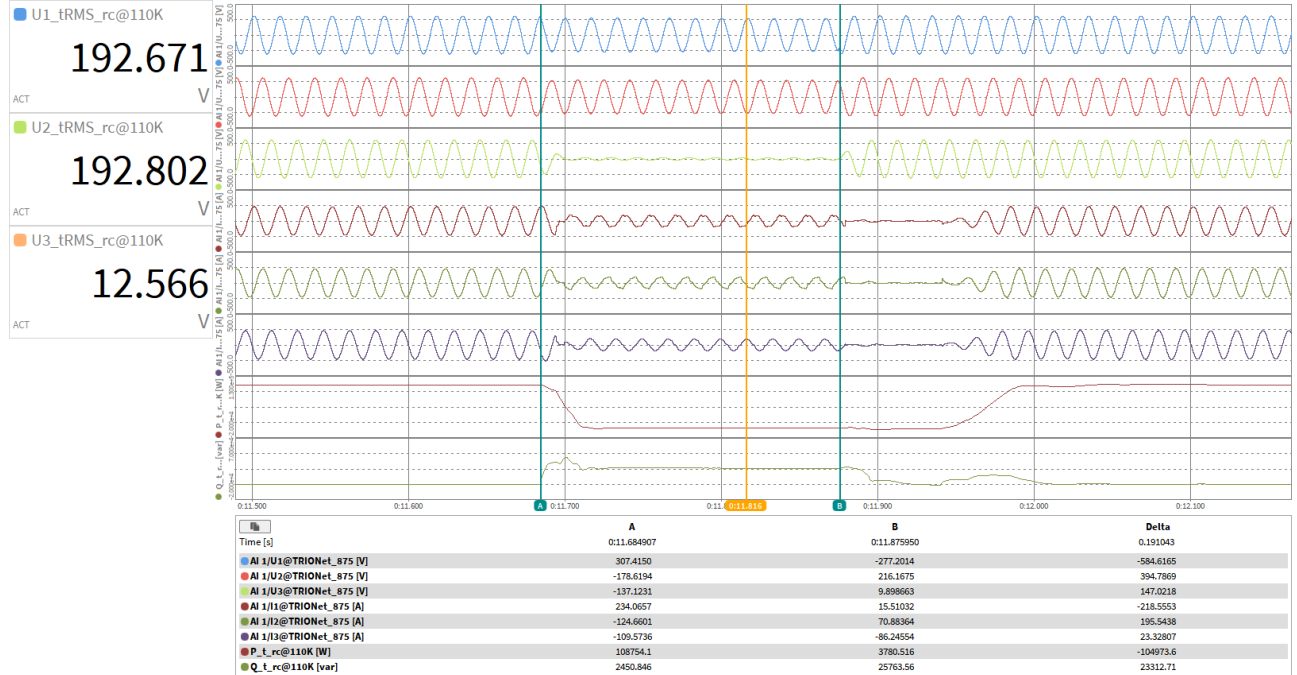


Time [s]	A	B	Delta
AI 1/U1@TRIONet_875 [V]	289.8109	-165.5386	-455.3495
AI 1/U2@TRIONet_875 [V]	-97.24355	103.7009	200.9444
AI 1/U3@TRIONet_875 [V]	-193.5279	66.21004	259.7380
AI 1/I1@TRIONet_875 [A]	233.5614	15.56933	-217.9921
AI 1/I2@TRIONet_875 [A]	-82.49224	181.1475	263.6397
AI 1/I3@TRIONet_875 [A]	-151.2838	-197.0333	-45.74955
P, L, I, [W]	108759.3	176.8824	-108582.4
Q, L, I, [var]	2435.505	47734.84	45299.34

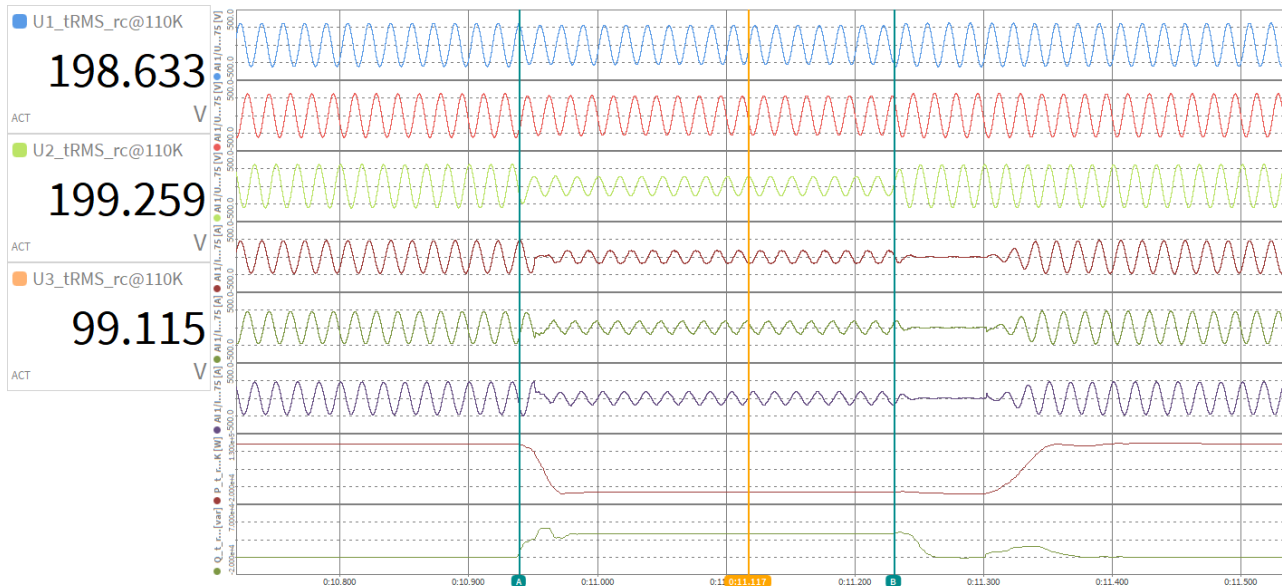


Time [s]	A	B	Delta
AI 1/U1@TRIONet_875 [V]	-130.5828	-218.4153	-87.83246
AI 1/U2@TRIONet_875 [V]	128.2706	-74.65268	-202.9233
AI 1/U3@TRIONet_875 [V]	5.710364	296.3789	290.6685
AI 1/I1@TRIONet_875 [A]	113.6702	-172.2014	-285.8716
AI 1/I2@TRIONet_875 [A]	116.6099	-48.82336	-165.4333
AI 1/I3@TRIONet_875 [A]	-230.4876	220.9371	451.4247
P, L, I, [W]	194.9794	105381.8	105186.9
Q, L, I, [var]	47668.93	9668.160	-38000.77

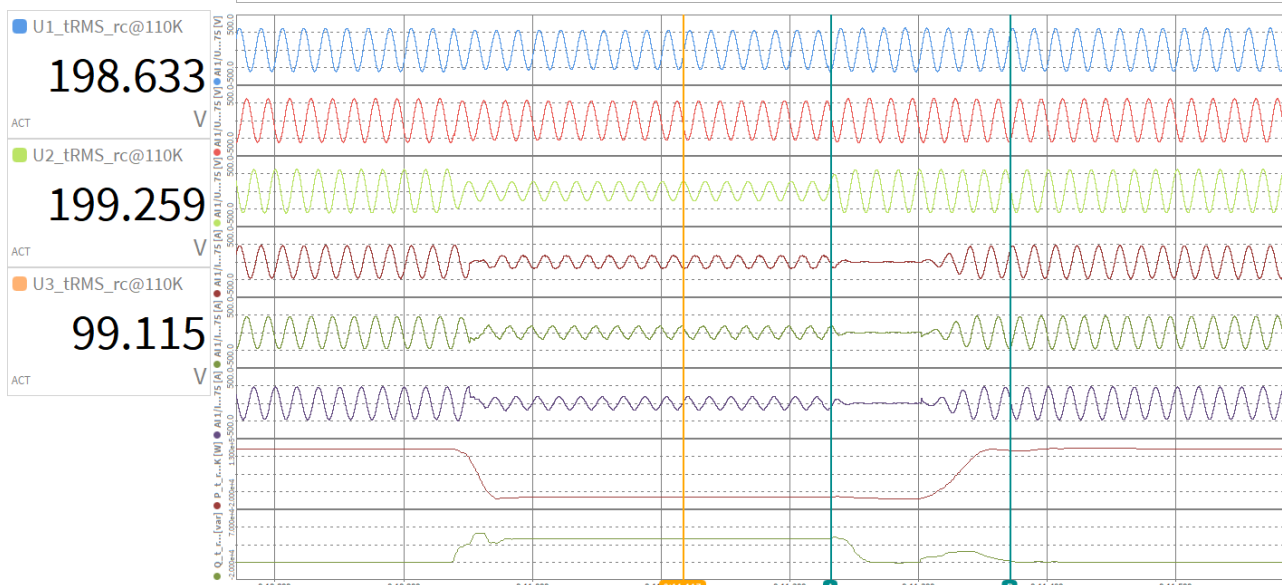
Teste 3 - falha assimétrica de duas fases (V / Vnom = 0,05) P=100%Pn



Teste 4 - falha assimétrica de duas fases (V / Vnom = 0,45) P=100%Pn



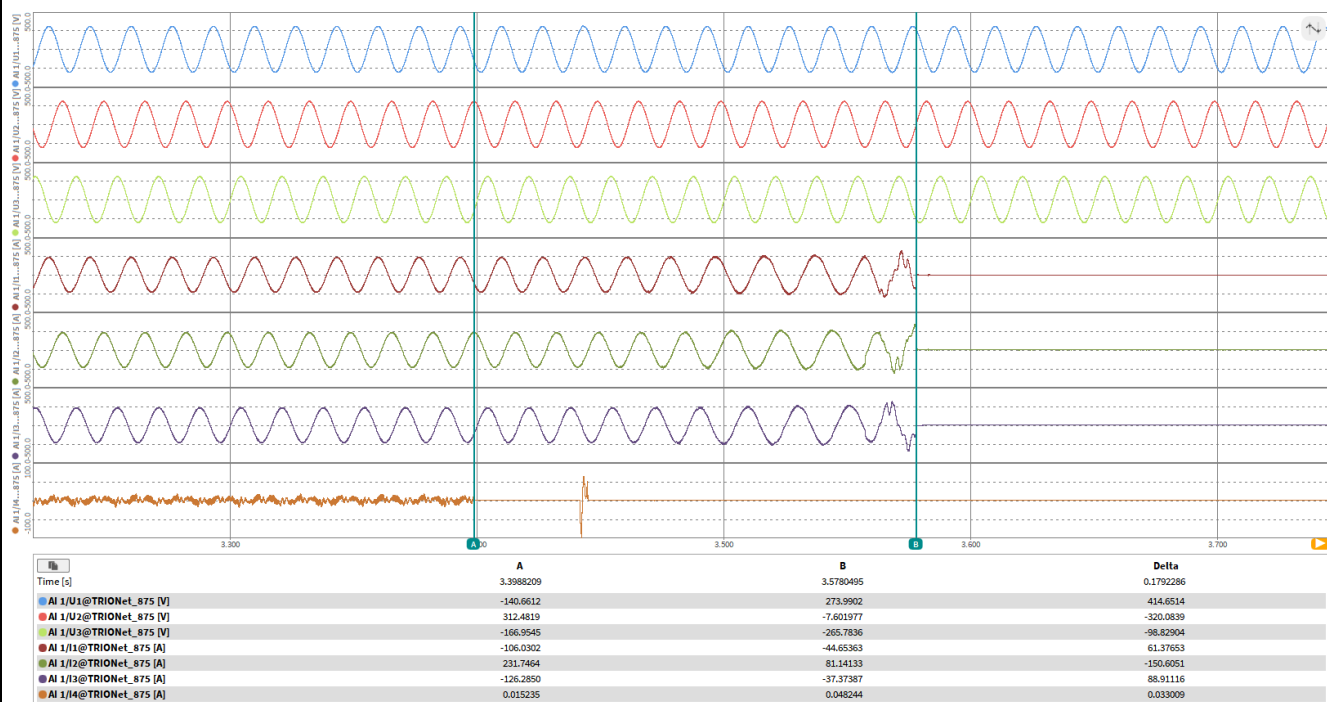
	A	B	Delta
Time [s]	0:10.93950	0:11.23042	0.29092
AI 1/U1@TRIONet_875 [V]	303.8314	-290.3979	-594.2293
AI 1/U2@TRIONet_875 [V]	-200.3913	222.0893	422.4806
AI 1/U3@TRIONet_875 [V]	-126.4784	40.07745	166.5559
AI 1/I1@TRIONet_875 [A]	233.1716	11.69443	-221.4772
AI 1/I2@TRIONet_875 [A]	-107.9285	67.86168	175.7902
AI 1/I3@TRIONet_875 [A]	-124.9284	-79.62406	45.30430
P_t_rc@110K [W]	108772.6	5309.713	-103462.8
Q_t_rc@110K [var]	2451.810	32313.92	29862.11



	A	B	Delta
Time [s]	0:11.23199	0:11.37116	0.13917
AI 1/U1@TRIONet_875 [V]	-299.2482	245.3649	544.6132
AI 1/U2@TRIONet_875 [V]	76.67137	-281.5507	-358.2220
AI 1/U3@TRIONet_875 [V]	138.8872	43.15520	-95.73198
AI 1/I1@TRIONet_875 [A]	-37.37748	177.2565	214.6340
AI 1/I2@TRIONet_875 [A]	93.03332	-212.0841	-305.1174
AI 1/I3@TRIONet_875 [A]	-55.72558	34.54864	90.27422
P_t_rc@110K [W]	4999.189	105564.5	100565.3
Q_t_rc@110K [var]	32362.77	3966.810	-28395.96

7.1 Proteção contra ilhamento									P
Condição A: 100% de potência nominal									
Condições de teste:		Frequência: 60+/-0,2Hz U <sub>N</sub> =220+/-3Vac RLC consome energia real do inversor em +/- 3% Fator de distorção de chokes <3% Qualidade =1							
Limite de desconexão		2s							
No	P <sub>EUT</sub> <sup>1)</sup> (% do EUT avaliação )	Carga reativa (% do Q <sub>L</sub> em 6.1.d) 1)	P <sub>AC</sub> <sup>2)</sup> (% de nominal)	Q <sub>AC</sub> <sup>3)</sup> (% de nominal)	Tempo (ms)	P <sub>EUT</sub> (kW) <sup>5)</sup>	Real Q <sub>f</sub>	V <sub>DC</sub> <sup>6)</sup>	Observações <sup>4)</sup>
1	100	100	0	0	179	110	1,001	847	Teste A em BL
8	100	100	-5	-5	141	110	1,027	847	Teste A em IB
9	100	100	-5	0	169	110	1,053	847	Teste A em IB
10	100	100	-5	+5	159	110	1,079	847	Teste A em IB
13	100	100	0	-5	139	110	0,975	847	Teste A em IB
14	100	100	0	+5	158	110	1,025	847	Teste A em IB
17	100	100	+5	-5	125	110	0,929	847	Teste A em IB
18	100	100	+5	0	143	110	0,953	847	Teste A em IB
19	100	100	+5	+5	176	110	0,977	847	Teste A em IB
Parâmetro a 0% por fase									
L= 1,17 mH			R= 0,44 Ω				C=6028,60 µF		
I <sub>ac</sub> :			1025 mA						
Observações: RLC é ajustado para min. +/- 1% da potência de saída nominal do inversor 1) P <sub>EUT</sub> : potência de saída EUT 2) P <sub>AC</sub> : Fluxo de potência real em S1 na Figura 1. Positivo significa potência do ESE para a concessionária. Nominal é o valor da condição de teste de 0%. 3) Q <sub>AC</sub> : Fluxo de potência reativa em S1 na Figura 1. Positivo significa potência do ESE para a rede elétrica. Nominal é o valor da condição de teste de 0%. 4) BL: condição de equilíbrio, IB: condição de desequilíbrio.  Condição A: Potência de saída do EUT P <sub>EUT</sub> = Máximo 5) Tensão de entrada EUT 6) => 90% da faixa de tensão de entrada nominal 5) A condição de potência de saída máxima do EUT deve ser alcançada usando a potência de entrada máxima permitida. A potência de saída real pode exceder a saída nominal. 6) Com base na faixa de operação de entrada nominal do EUT. Por exemplo, se a faixa estiver entre X volts e Y volts, 90% da faixa = X + 0,9x (Y - X). Y não deve exceder 0,8 x EUT tensão máxima do sistema (ou seja, tensão máxima permitida de circuito aberto da matriz). Em qualquer caso, o ESE não deve ser operado fora de sua faixa de tensão de entrada permitida.									

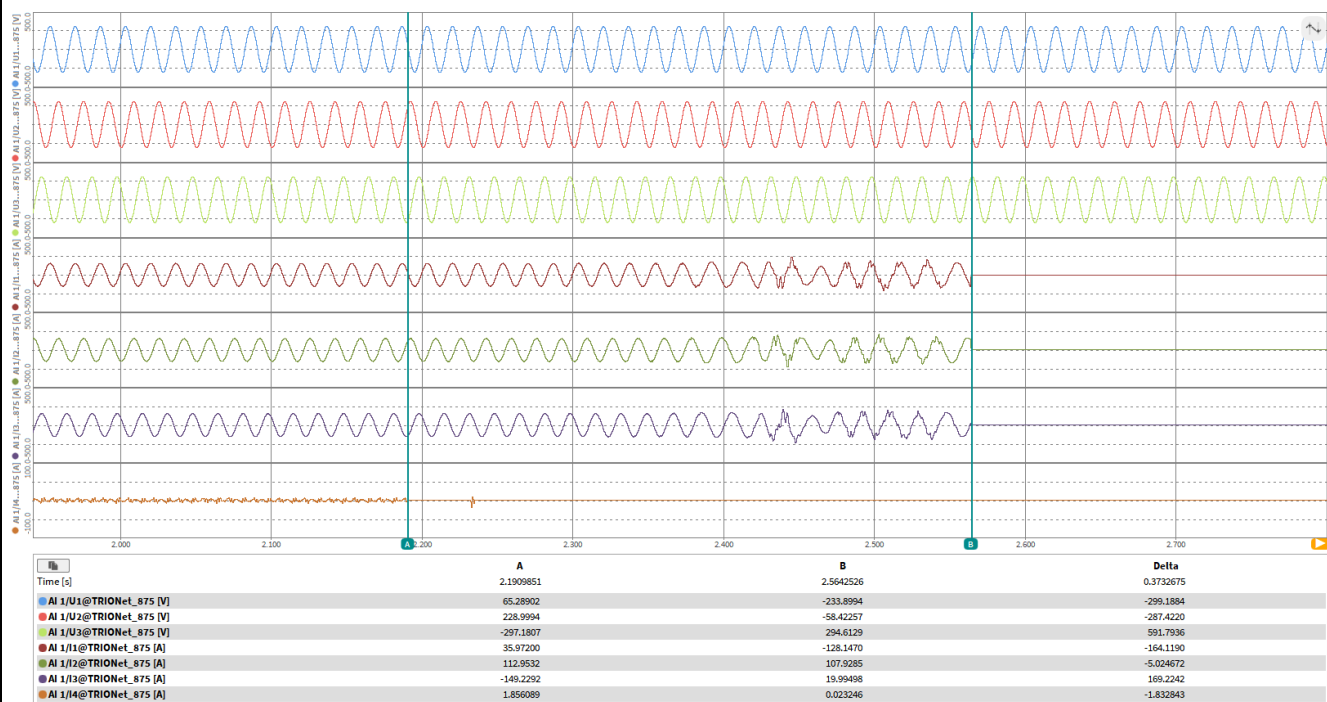
# Desconexão em $P_{AC}$ 0 e $Q_{AC}$ 0 carga reativa No. 1



7.1 Proteção contra ilhamento									P
Condição B: 66% de potência nominal									
Condições de teste:		Frequência: 60+/-0,2Hz $U_N=220\pm3V_{ac}$ RLC consome energia real do inversor em +/- 3% Fator de distorção de chokes <3% Qualidade =1							
Limite de desconexão		2s							
No	$P_{EUT}^{1)}$ (% do EUT avaliação)	Carga reativa (% do $Q_L$ em 6.1.d) 1)	$P_{AC}^{2)}$ (% de nominal)	$Q_{AC}^{3)}$ (% de nominal)	Tempo (ms)	$P_{EUT}$ (kW) <sup>5)</sup>	Real $Q_f$	$V_{DC}^{6)}$	Observações <sup>4)</sup>
1	66	66	0	-5	139	72,6	0,975	715	Teste B em IB
2	66	66	0	-4	149	72,6	0,980	715	Teste B em IB
3	66	66	0	-3	143	72,6	0,985	715	Teste B em IB
4	66	66	0	-2	156	72,6	0,990	715	Teste B em IB
5	66	66	0	-1	162	72,6	0,995	715	Teste B em IB
6	66	66	0	0	170	72,6	1,000	715	Teste B em BL
7	66	66	0	1	373	72,6	1,005	715	Teste B em IB
8	66	66	0	2	221	72,6	1,010	715	Teste B em IB
9	66	66	0	3	169	72,6	1,015	715	Teste B em IB
10	66	66	0	4	177	72,6	1,020	715	Teste B em IB
11	66	66	0	5	167	72,6	1,025	715	Teste B em IB
Parâmetro a 0% por fase $L= 1,77\text{ mH}$ $R= 0,67\ \Omega$ $C= 3978,87\ \mu F$									
lac: $1542\text{ mA}$									
Observações: RLC é ajustado para min. +/- 1% da potência de saída nominal do inversor 1) $P_{EUT}$ : potência de saída EUT 2) $P_{AC}$ : Fluxo de potência real em S1 na Figura 1. Positivo significa potência do ESE para a concessionária. Nominal é o valor da condição de teste de 0%. 3) $Q_{AC}$ : Fluxo de potência reativa em S1 na Figura 1. Positivo significa potência do ESE para a rede elétrica. Nominal é o valor da condição de teste de 0%. 4) BL: condição de equilíbrio, IB: condição de desequilíbrio.  Condição B: Potência de saída do EUT $P_{EUT} = 50\% - 66\%$ Máximo 5) Tensão de entrada EUT 6) = 50% da faixa de tensão de entrada nominal, $\pm 10\%$ . 5) 5) A condição de potência de saída máxima do EUT deve ser alcançada usando a potência de entrada máxima permitida. A potência de saída real pode exceder a saída nominal. 6) Com base na faixa de operação de entrada nominal do EUT. Por exemplo, se o intervalo estiver entre X volts e Y volts, 50% do intervalo = $X + 0,5 \times (Y - X)$ . Y não deve exceder $0,8 \times$ EUT tensão máxima do sistema (ou seja, tensão máxima permitida de circuito aberto da matriz). Em qualquer caso, o ESE não deve ser operado fora de sua faixa de tensão de entrada permitida.									



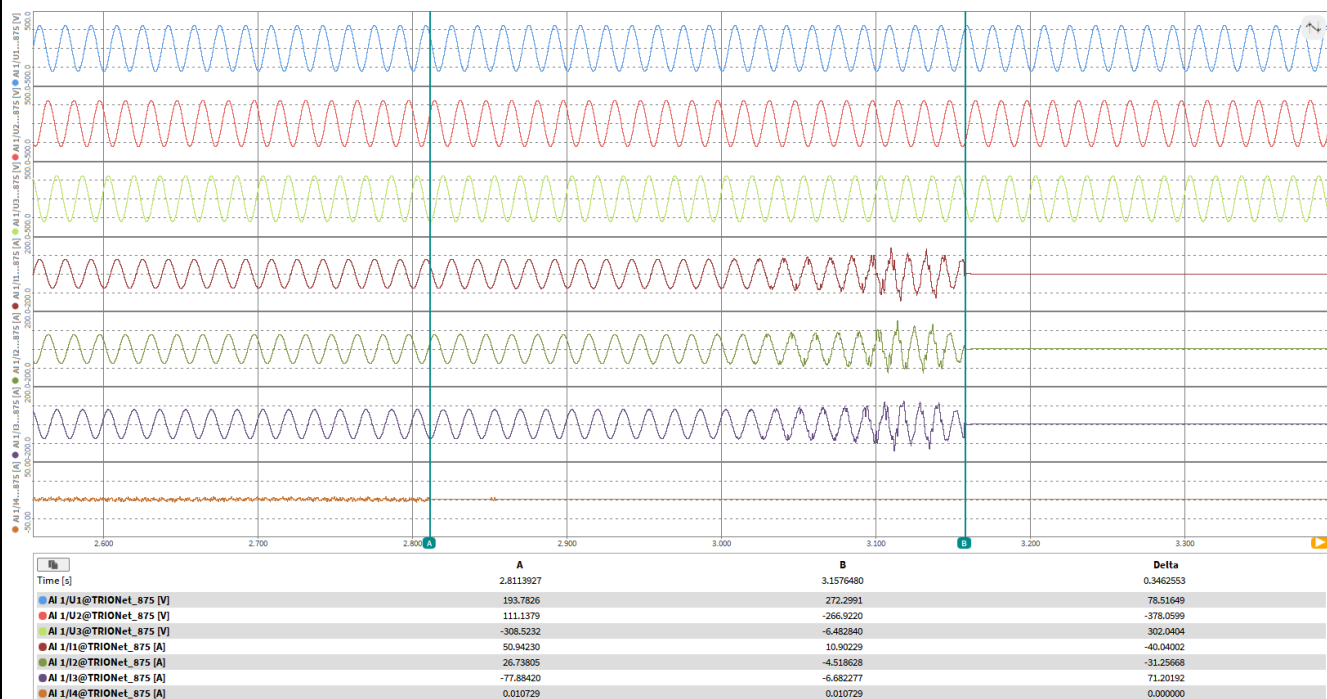
# Desconexão em P<sub>AC</sub> 0 e Q<sub>AC</sub> 1 carga reativa No. 7





7.1 Proteção contra ilhamento									P
Condição C: 33% de potência nominal									
Condições de teste:			Frequência: 60+/-0,2Hz U <sub>N</sub> =220+/-3Vac RLC consome energia real do inversor em +/- 3% Fator de distorção de chokes <3% Qualidade =1						
Limite de desconexão:			2s						
No	P <sub>EUT</sub> <sup>1)</sup> (% do EUT avaliação )	Carga reativa (% do Q <sub>L</sub> em 6.1.d) 1)	P <sub>AC</sub> <sup>2)</sup> (% de nominal)	Q <sub>AC</sub> <sup>3)</sup> (% de nominal)	Tempo (ms)	P <sub>EUT</sub> (kW) <sup>5)</sup>	Real Q <sub>f</sub>	V <sub>DC</sub> <sup>6)</sup>	Observações <sup>4)</sup>
1	33	33	0	-5	136	36,3	0,975	583	Teste C em IB
2	33	33	0	-4	163	36,3	0,980	583	Teste C em IB
3	33	33	0	-3	147	36,3	0,985	583	Teste C em IB
4	33	33	0	-2	165	36,3	0,990	583	Teste C em IB
5	33	33	0	-1	147	36,3	0,995	583	Teste C em IB
6	33	33	0	0	181	36,3	1,000	583	Teste B em BL
7	33	33	0	1	192	36,3	1,005	583	Teste C em IB
8	33	33	0	2	346	36,3	1,010	583	Teste C em IB
9	33	33	0	3	235	36,3	1,015	583	Teste C em IB
10	33	33	0	4	195	36,3	1,020	583	Teste C em IB
11	33	33	0	5	168	36,3	1,025	583	Teste C em IB
Parâmetro a 0% por fase			L= 3,45 mH		R= 1,3 Ω		C= 2038,76 μF		
Iac:			1178 mA						
Observações: RLC é ajustado para min. +/- 1% da potência de saída nominal do inversor 1) P <sub>EUT</sub> : potência de saída EUT 2) P <sub>AC</sub> : Fluxo de potência real em S1 na Figura 1. Positivo significa potência do ESE para a concessionária. Nominal é o valor da condição de teste de 0%. 3) Q <sub>AC</sub> : Fluxo de potência reativa em S1 na Figura 1. Positivo significa potência do ESE para a rede elétrica. Nominal é o valor da condição de teste de 0%. 4) BL: condição de equilíbrio, IB: condição de desequilíbrio.  Condição C: Potência de saída do EUT P <sub>EUT</sub> =25 % – 33 % Máximo 5) Tensão de entrada EUT 6) =< 10% da faixa de tensão de entrada nominal 5) A condição de potência de saída máxima do EUT deve ser alcançada usando a potência de entrada máxima permitida. A potência de saída real pode exceder a saída nominal. 6) Com base na faixa de operação de entrada nominal do EUT. Por exemplo, se o intervalo estiver entre X volts e Y volts, 10% do intervalo = X + 0,1 x (Y - X). Y não deve exceder 0,8 x EUT tensão máxima do sistema (ou seja, tensão máxima permitida de circuito aberto da matriz). Em qualquer caso, o ESE não deve ser operado fora de sua faixa de tensão de entrada permitida.									

# Desconexão em P<sub>AC</sub> 0 e Q<sub>AC</sub> 2 carga reativa No. 8



**15 Proteção contra inversão de polaridade (Portaria n.º 357, de 01 de agosto de 2014.)**

**P**

**4.4.4.11 Conexão DC reversa**

**Condição de teste:**

- 15.1 Configurar os aparelhos e instrumentos de medição tal como aparece na figura 3.
- 15.2 Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para a máxima potência e tensão de entrada permitida pelo inversor. O fator de forma escolhido é arbitrário.
- 15.3 Configurar o simulador de rede para absorver até 110 % da potência c.a. máxima do inversor, a 60 Hz e na tensão nominal de ensaio.
- 15.4 Fechar as chaves seguindo a ordem de conexão ao inversor sugerida pelo fabricante.
- 15.5 Manter o inversor nessa configuração por 5 minutos.
- 15.6 Abrir as chaves 1 e 2, trocar fusíveis se necessário e reconectar o gerador fotovoltaico na polaridade correta.
- 15.7 Verificar se inversor não foi danificado.

**Critério de aceitação:**

Se o inversor operar por 5 minutos e for constatado, através de inspeção visual e da verificação do fluxo de potência para a rede, que o mesmo está operando de forma correta, então ele está aprovado.

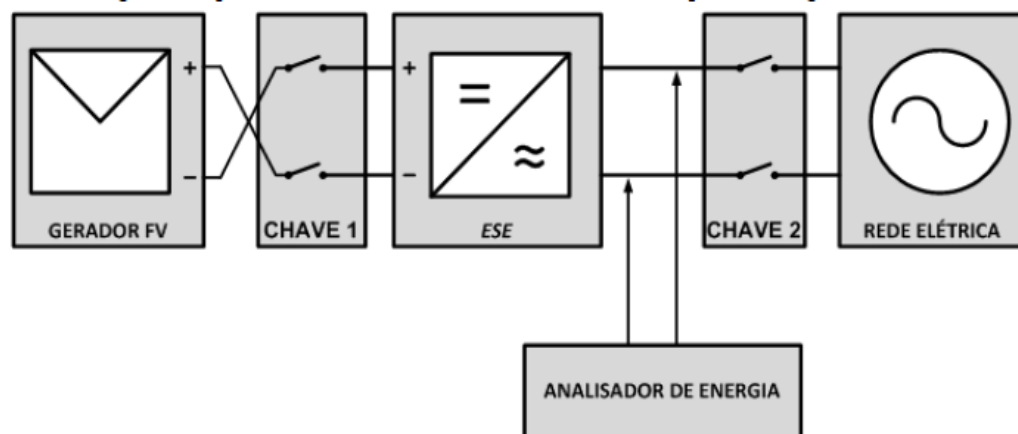


Figura 3 - Diagrama de conexões dos instrumentos de medição e aparelhos e componentes para o ensaio de proteção contra inversão de polaridade.

Condições de Teste	Fiação	Tempo de teste	Resultado
PV+ to PV-	Contra polaridade	5min	Desligamento do PCE, código de erro: 'Reversão da polaridade'. Recuperável, Sem perigo, sem danos.
PV+ to PV-	Polaridade normal	5min	O inversor continua operando normalmente.

**16 Sobrecarga (Portaria n.º 357, de 01 de agosto de 2014.)**

**P**

**Condição de teste:**

- 16.1 Configurar os aparelhos e instrumentos de medição tal como aparece na figura 2.
- 16.2 Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para fornecer 120 % da potência c.a. máxima do inversor na tensão máxima de SPMP permitida pelo inversor. O fator de forma escolhido é arbitrário.
- 16.3 Configurar o simulador de rede para absorver até 130 % da potência c.a. máxima do inversor, a 60 Hz e na tensão nominal de ensaio.
- 16.4 Fechar as chaves seguindo a ordem de conexão ao inversor sugerida pelo fabricante.
- 16.5 Operar o inversor por 15 minutos, mesmo que ele limite a potência de saída ou desconecte.
- 16.6 Configurar o simulador de gerador fotovoltaico para o inversor fornecer a potência nominal de saída.
- 16.7 Verificar se o inversor continua operando normalmente.

Se for constatado, através de inspeção visual e da verificação do fluxo de potência para a rede, que o inversor continua operando normalmente, então ele está aprovado.

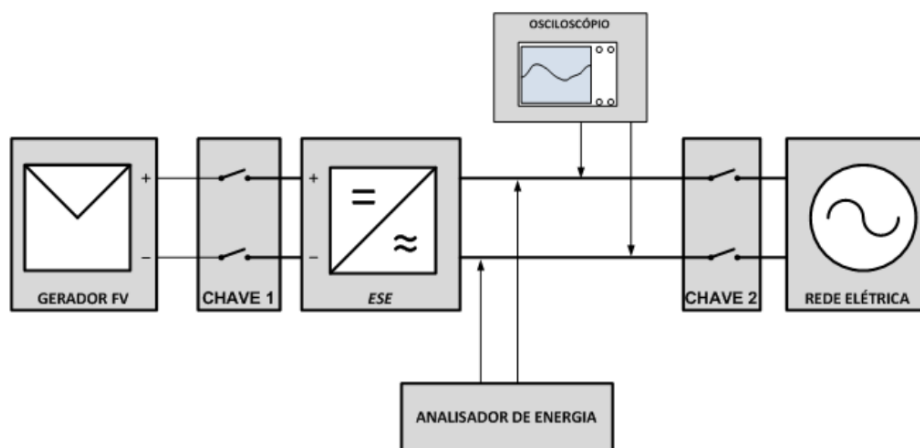


Figura 2 - Diagrama de conexões dos instrumentos de medição e aparelhos e componentes (ESE – equipamento sob ensaio).

**Critério de aceitação:**

Como a corrente do inversor é limitada pelo software, a sobrecarga máxima de saída é 110% P<sub>n</sub>.

resultado

A potência de saída não excede o limite de 110% p<sub>n</sub>.

☒ Yes

☐ No

## Anexo 2 – fotos da unidade

**Fotos do EUT**

**Vista frontal do gabinete:**



**Vista lateral do gabinete:**



**Fotos do EUT**

**Vista lateral do gabinete:**



**Visão traseira do gabinete:**



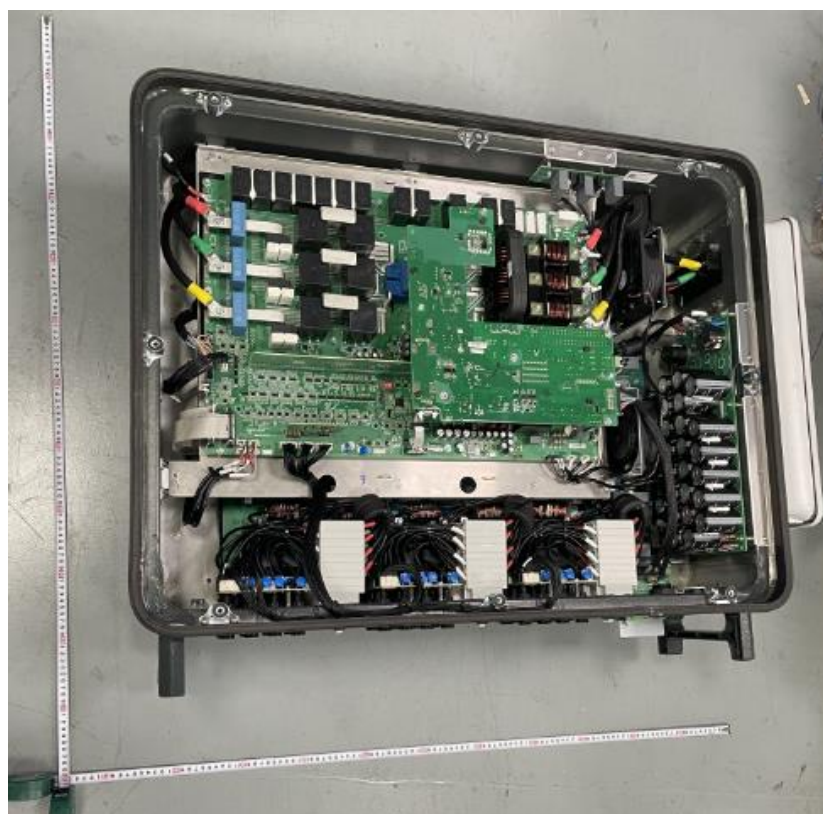


**Fotos do EUT**

**Vista inferior do gabinete:**



**Fotografias interiores:**





## **Anexo 3 – Lista de equipamentos de teste**

Data(s) de realização dos testes: 2024-07-26 to 2024-08-08

Equipamento	Nº interno	Fabricante	Tipo	Número de série.	Última calibração
Fonte de alimentação CC	HC-ENG-048	Kewell	S7000-21K-2000-0040	6040012007024114	Acompanhado pelo instrumento de aquisição de dados
	HC-ENG-049	Kewell	S7000-21K-2000-0040	6018888221201709	
	HC-ENG-050	Kewell	S7000-21K-2000-0040	6018888221201708	
	HC-ENG-051	Kewell	S7000-21K-2000-0040	6018888220400688	
	HC-ENG-052	Kewell	S7000-21K-2000-0040	6018888220400696	
	HC-ENG-053	Kewell	S7000-21K-2000-0040	6018888220501273	
	HC-ENG-054	Kewell	S7000-21K-2000-0040	6018888221003325	
Simulador de CA	HC-ENG-039	Kewell	KAC-45-345-33	6018888220903207	2024-03-25
	HC-ENG-040	Kewell	KAC-45-345-33	6018888220903255	
	HC-ENG-061	Kewell	KAC-45-345-33	6018888221203767	
	HC-ENG-062	Kewell	KAC-45-345-33	6018888220903164	
Carga RLC	HC-ENG-058	HuaChuang	IMAX3312-120KW	20230325002	
Analizador de potência	HC-ENG-047	DEWETRON	TRION-1820-POWER	A1222045/C5220854	
Sensor de corrente		SIGNAL TEC	CT 400	1222140764	
		SIGNAL TEC	CT 400	1222140765	
		SIGNAL TEC	CT 400	1222140766	
		SIGNAL TEC	CT 400	1222140767	

## Observação:

Todos os equipamentos de medição foram usados dentro do período de calibração. Cópias dos certificados de calibração estão disponíveis no laboratório para referência.

## Fim do relatório de teste