

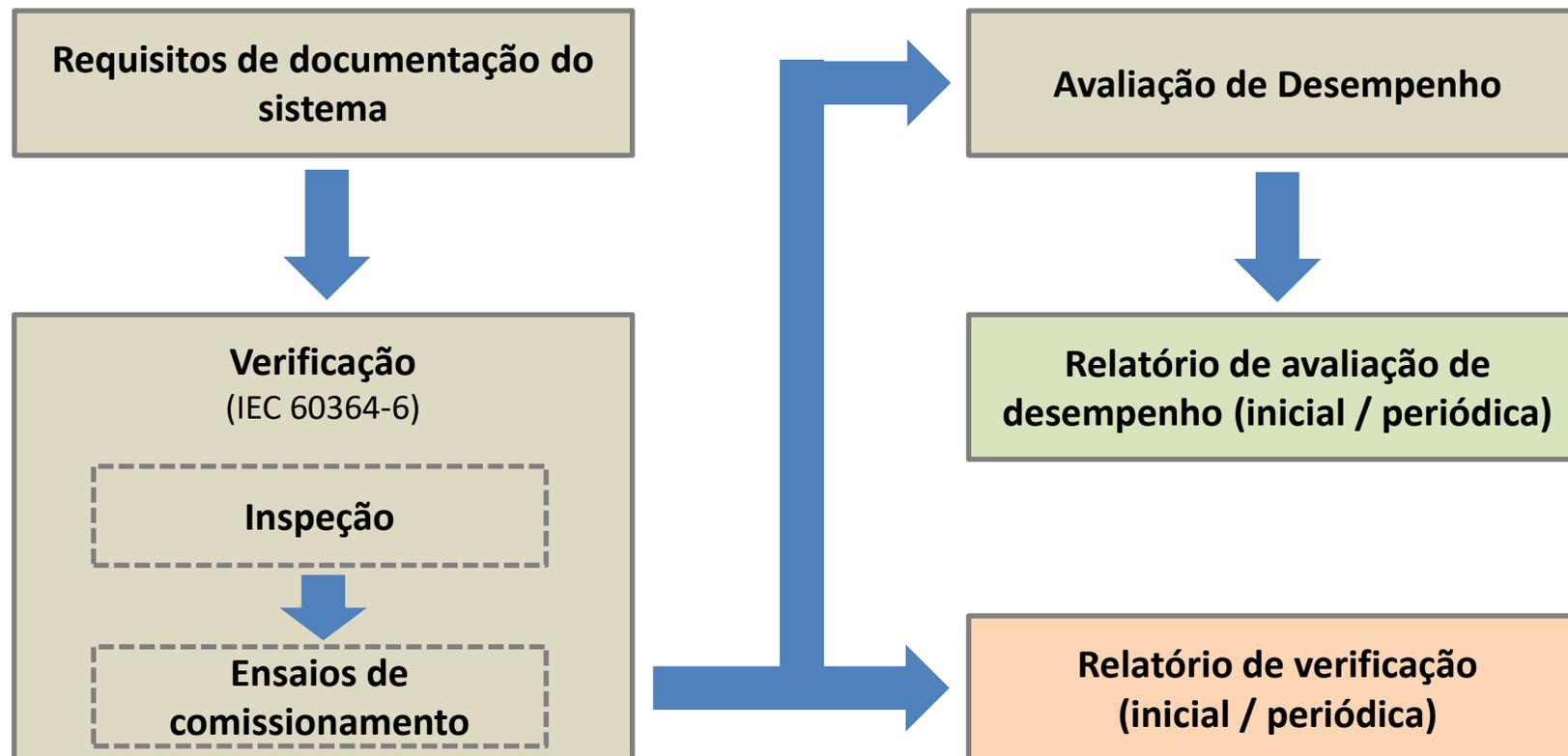


**ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS**  
FÓRUM NACIONAL DE NORMALIZAÇÃO  
CERTIFICADORA DE PRODUTOS E SISTEMAS

**ABNT NBR 16274:2014** - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede -  
Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento,  
inspeção e avaliação de desempenho.



## ABNT NBR 16274:2014 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho



# ABNT NBR 16274:2014

## IEC 62446:2009

Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection



## IEC 62446-1:2016+AMD1:2018 CSV

Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 1: Grid connected systems - Documentation, commissioning tests and inspection

## IEC 62446-2:2020

Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 2: Grid connected systems - Maintenance of PV systems

## IEC TS 62446-3:2017

Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 3: Photovoltaic modules and plants - Outdoor infrared thermography



## ABNT NBR 16274:2014

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho



**EM REVISÃO**

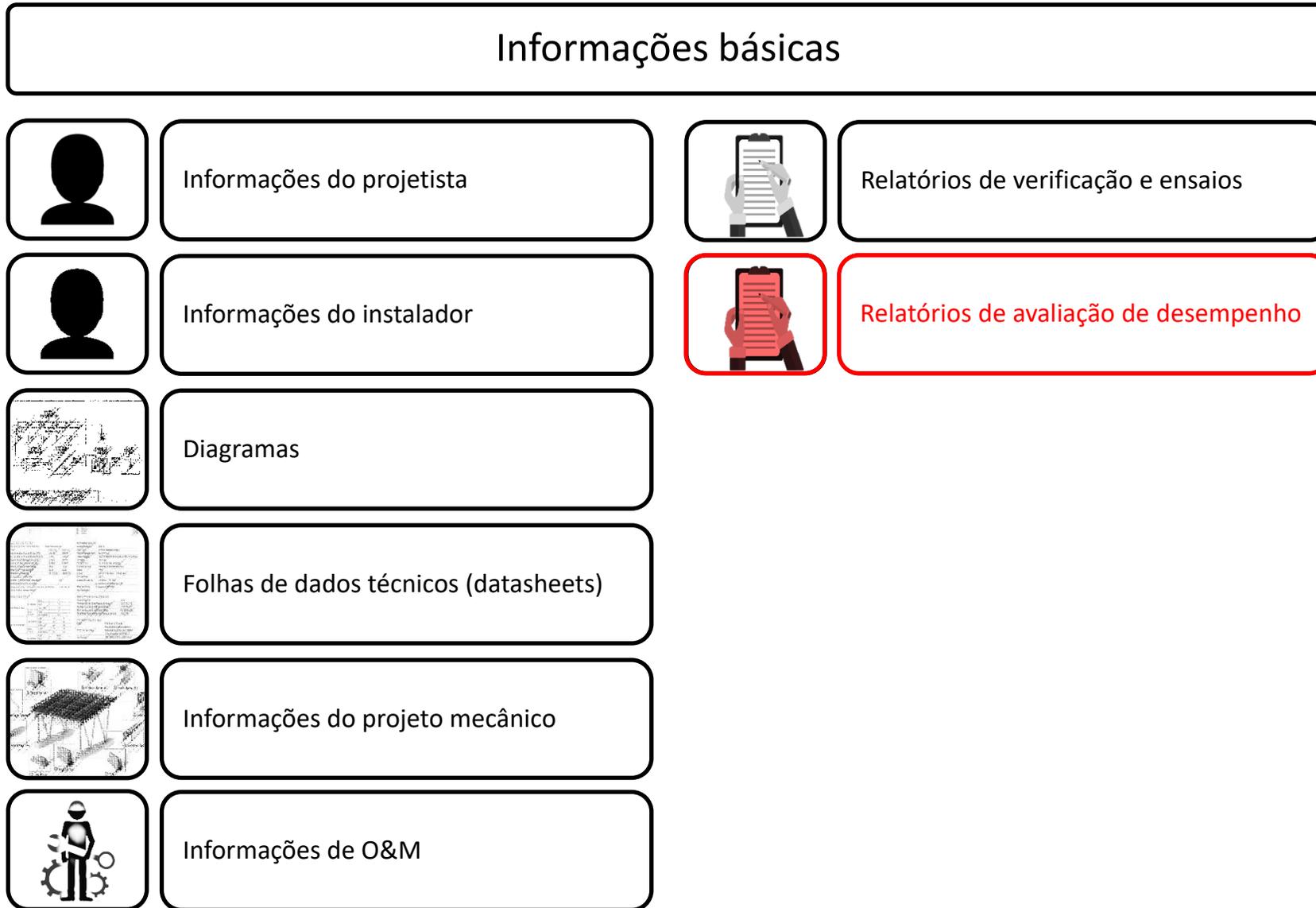


## ABNT NBR 16274-X

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho – Parte X

- Garantir minimamente o funcionamento e as características operacionais de acordo com os requisitos de projeto.
- Comprovação da qualidade dos produtos instalados e do desempenho da instalação.
- Caracterização do gerador fotovoltaico e do conversor eletrônico (inversor), permitindo um cálculo mais preciso da disponibilidade energética da instalação fotovoltaica.
- Eventuais perdas de desempenho e situações operacionais indesejáveis podem ser analisadas e mitigadas.
- Respaldo em caso de acionamento da garantia junto aos fornecedores.

# Requisitos de documentação do sistema



# Informações básicas do sistema

---

No mínimo, as seguintes informações básicas devem ser fornecidas. Estas informações “de placa” normalmente são apresentadas na capa da documentação do sistema.

- a) identificação da referência do projeto (quando aplicável);
- b) nome do proprietário do sistema;
- c) localização do sistema (endereço ou coordenadas geográficas);
- d) potência nominal do sistema (kWp e kVA)
- e) módulos fotovoltaicos e inversores – fabricante, modelo e quantidade;
- f) período da instalação;
- g) período dos ensaios de comissionamento;
- h) período dos ensaios de avaliação do desempenho (quando aplicável).

# Informações do projetista do sistema

---

No mínimo, as seguintes informações devem ser fornecidas sobre todos os responsáveis pelo projeto do sistema. Quando mais de uma empresa tem a responsabilidade pelo projeto, as seguintes informações devem ser fornecidas sobre todas as empresas, juntamente com uma descrição do seu papel no projeto.

- a) nome da empresa;
- b) responsável técnico;
- c) endereço postal, número de telefone e endereço de correio eletrônico;
- d) atividade realizada no projeto (quando aplicável).

# Informações do instalador do sistema

---

No mínimo, as seguintes informações devem ser fornecidas sobre todos os responsáveis pela instalação do sistema. Quando mais de uma empresa tem a responsabilidade pela instalação, as seguintes informações devem ser fornecidas sobre todas as empresas, juntamente com uma descrição do seu papel na instalação.

- a) nome da empresa;
- b) responsável técnico;
- c) endereço postal, número de telefone e endereço de correio eletrônico;
- d) atividade realizada no projeto (quando aplicável).

- **Especificações gerais do arranjo fotovoltaico**  
Tipo e características do módulo FV e número total de módulos e séries FV.
- **Informações da série fotovoltaica**  
Especificações de condutores e proteções.
- **Detalhes elétricos do arranjo fotovoltaico**  
Especificação de condutores, proteções e chaves c.c. e localização das caixas de junção.
- **Aterramento e proteção contra sobretensão**  
Detalhes de todos os condutores de aterramento/equipotencialização e dos DPS's e pormenores de quaisquer conexões a um SPDA.
- **Sistema c.a.**  
Especificações de condutores e localização, tipo e características de tensão, de corrente e de ligação das proteções e do transformador (se houver).

# Informações de operação e manutenção

---

Informações sobre a operação e manutenção devem ser fornecidas, no mínimo:

- a) os procedimentos para verificar o funcionamento correto do sistema;
- b) uma lista do que fazer em caso de uma falha do sistema;
- c) os procedimentos de desligamento de emergência;
- d) recomendações de manutenção e limpeza;
- e) considerações para futuras construções relacionadas ao arranjo fotovoltaico (por exemplo, obras no telhado)
- f) documentação da garantia dos módulos fotovoltaicos e inversores – incluir data de início da garantia e período da garantia;
- g) documentação de quaisquer garantias referentes à obra e/ou à resistência a intempéries.

# Inspeção

---

O objetivo da inspeção é comprovar se o sistema foi instalado corretamente (de acordo com o projeto) e se os componentes foram selecionados e instalados de acordo com as normas técnicas e regulamentações aplicáveis, bem como se os componentes e equipamentos utilizados são de qualidade.

Recomenda-se que as seguintes medidas básicas de segurança sejam seguidas:

- Limitar o acesso à área de trabalho.
- Utilizar equipamento adequado de proteção individual

A inspeção inicial deve preceder os ensaios de comissionamento e é feita antes da energização da instalação.

A inspeção periódica pode ser feita a qualquer momento, mesmo após a energização do sistema. Nesse caso, deve-se tomar todos os cuidados necessários ao trabalhar com uma instalação energizada.

# Inspeção

---

As atividades de inspeção são divididas em cinco partes:

1. Inspeção do sistema c.c.
2. Proteção contra sobretensão/choque elétrico
3. Inspeção do sistema c.a.
4. Etiquetagem e identificação
5. Instalação mecânica

Principais Normas de referência para a inspeção:

ABNT NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão

ABNT NBR 16690 - Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto

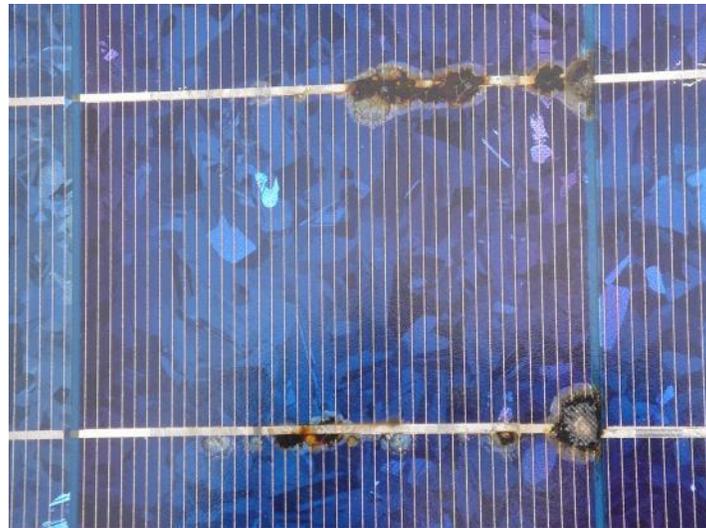
# Exemplos de elementos inspecionados

Elemento	Ações
Módulo FV	Inspeção Visual <ul style="list-style-type: none"><li>- Vidro/Superfície posterior (<i>backsheet</i>) avariados</li><li>- Sujeira</li><li>- Cabos e eletrodutos não abrigados</li></ul> Aperto dos grampos Conectores entre módulos Conectores dos extremos das séries FV Estado dos diodos
Estados dos módulos e estrutura	Comparação com <i>as-built</i> Limpeza e inspeção visual do gerador Inspeção visual da estrutura Revisão do estado de deterioração
Inversores	Estado de funcionamento Indicadores e displays Aperto de terminais e conectores Estado dos “prensa-cabos” (se houver) Temperatura ambiente Funcionamento da ventilação forçada (se houver) Estado condutor PE Estado da carcaça

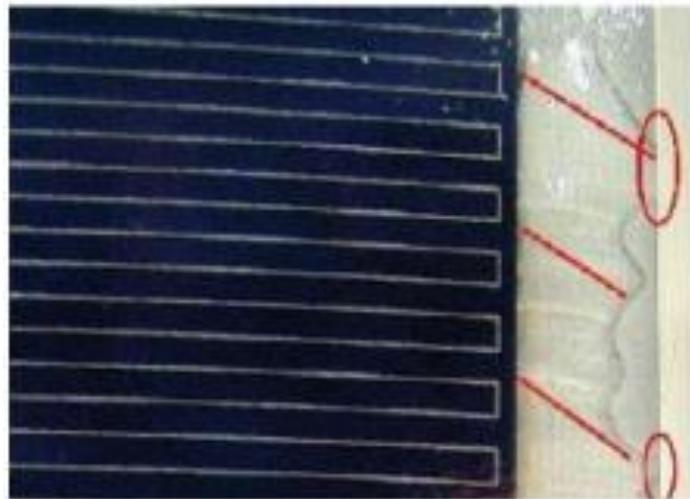
# Exemplos de elementos inspecionados

Elemento	Ações
Cabeamento	Revisão do estado do cabeamento Inspeção de conexões e terminais Verificação da queda de tensão c.c. Inspeção do cabeamento de aterramento
Segurança e proteção	Terminais, caixas de inspeção e hastes Teste do funcionamento dos dispositivos seccionadores Teste do funcionamento dos disjuntores Inspeção do estado dos fusíveis
Monitoração	Calibração e limpeza dos sensores Análise do funcionamento e calibração do SCADA
Caixas	Estanqueidade Aperto dos parafusos externos (se houver) Contatos elétricos Estados de fusíveis e DPS Apertos de terminais
Estruturas metálica	Contatos de condutor PE Deformações e oxidações

# Problemas detectáveis na inspeção visual



# Problemas detectáveis na inspeção visual



# Problemas detectáveis na inspeção visual



# Problemas detectáveis na inspeção visual



# Problemas detectáveis na inspeção visual



# Problemas detectáveis na inspeção visual



# Problemas detectáveis na inspeção visual



# Ensaaios de comissionamento

---

O objetivo dos ensaios de comissionamento é garantir que o sistema fotovoltaico está pronto para operar com segurança por meio de observações simples que comprovem a correta instalação mecânica e elétrica. Devem ser conduzidos pelos próprios instaladores ou por pessoas com competência técnica para realizá-los. Devem ser realizados antes da operacionalização do sistema e quando houver modificações no mesmo, bem como sempre que se julgar necessário.

A Norma especifica dois regimes de ensaio, juntamente com uma série de ensaios adicionais que também podem ser realizados uma vez que a sequência padrão está completa.

- a) categoria 1 – conjunto padrão de ensaios que devem ser aplicados a todos os sistemas
- b) categoria 2 – sequência expandida de ensaios que assume que todos os ensaios da categoria 1 já foram realizados

# Regime de ensaio categoria 1

---

Um regime de ensaio categoria 1 é a sequência mínima de ensaios que deve ser aplicada a todos os sistemas, independentemente da escala, do tipo, da localização ou da complexidade. Os ensaios seguintes devem ser realizados em todos os sistemas:

- a) ensaio do(s) circuito(s) c.a. segundo os requisitos da IEC 60364-6
- b) continuidade da ligação à terra e/ou dos condutores de ligação equipotencial
- c) ensaio de polaridade
- d) ensaio da(s) caixa(s) de junção
- e) ensaio de corrente da(s) série(s) fotovoltaica(s) (curto-circuito ou operacional)
- f) ensaio de tensão de circuito aberto da(s) série(s) fotovoltaica(s)
- g) ensaios funcionais
- h) ensaio de resistência de isolamento do(s) circuito(s) c.c.

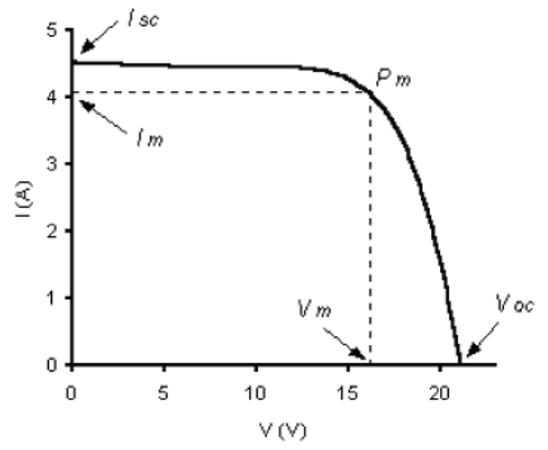
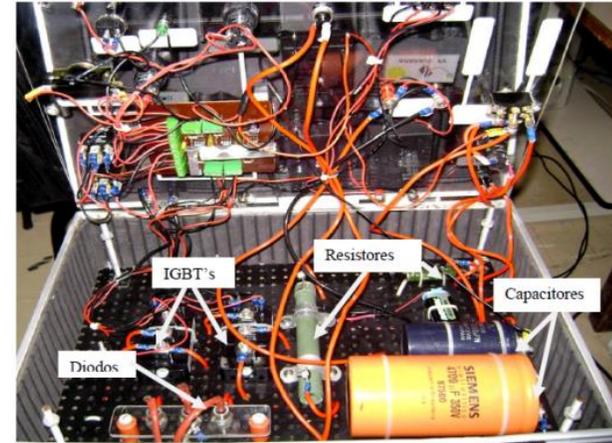
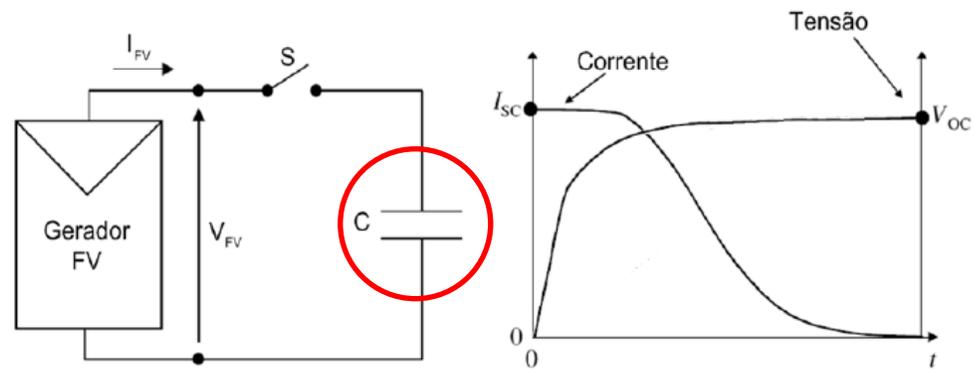
## Regime de ensaio categoria 2

---

Um regime de ensaio categoria 2 se destina a sistemas maiores ou mais complexos. Todos os ensaios do regime de ensaio categoria 1 devem ter sido realizados, e o sistema aprovado antes do início dos ensaios do regime de ensaio categoria 2.

- a) ensaio de curva  $I \times V$  da(s) série(s) fotovoltaica(s)
- b) inspeção com câmera infravermelha

# Medição da curva IxV



# Medição da curva IxV

---

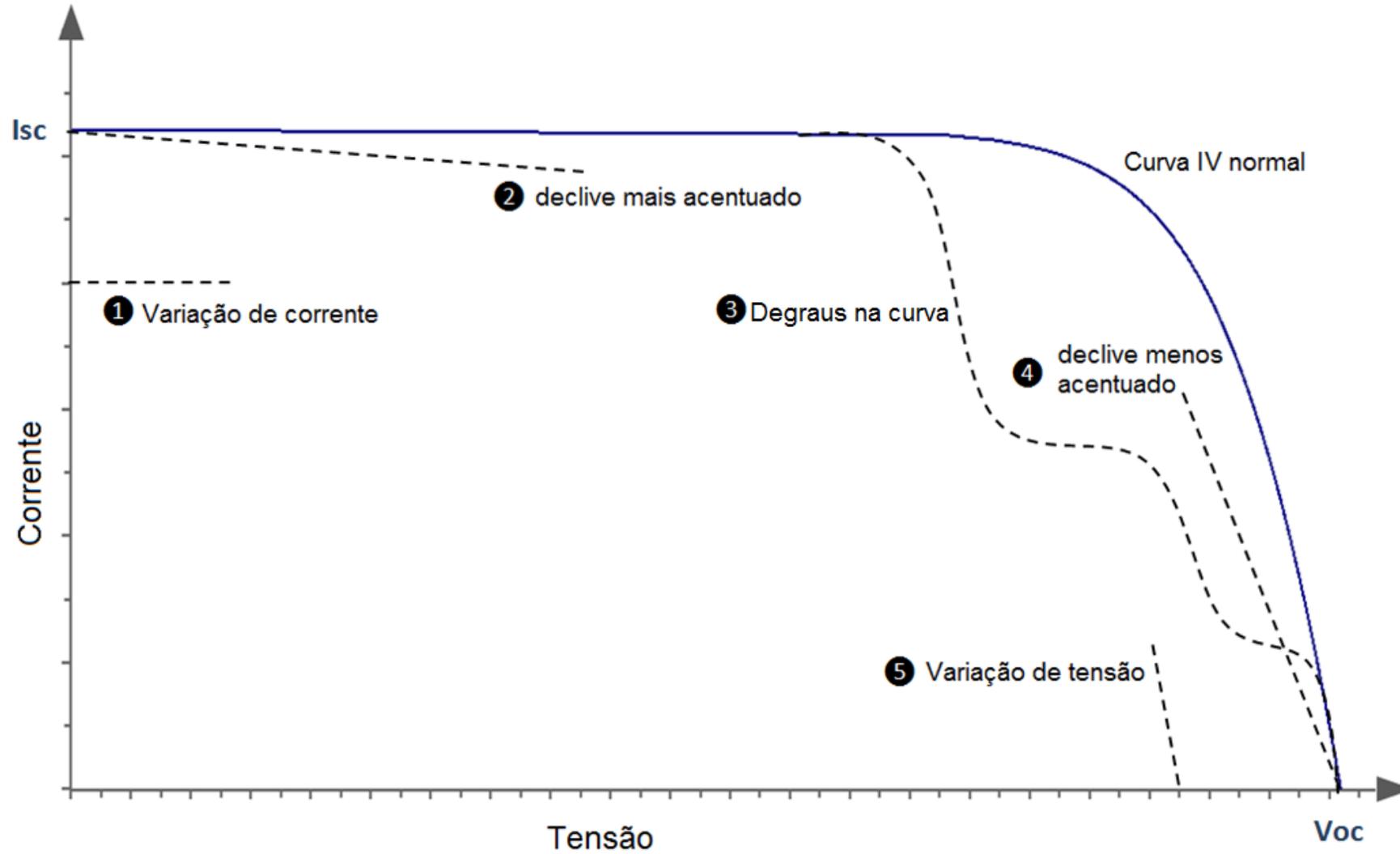
O medidor de irradiância associado ao dispositivo de ensaio de curva IV deve ser montado no mesmo plano dos módulos e sem a interferência de qualquer sombra localizada. Sempre que uma célula de referência é utilizada, deve ser da mesma tecnologia de célula que as do arranjo fotovoltaico em ensaio.

Quando o dispositivo de ensaio de curva IV utiliza uma sonda de temperatura de célula, esta deve ser solidamente fixada à parte posterior do módulo e no centro de uma das células. Quando as medições de temperatura são calculadas pelo dispositivo de ensaio de curva IV, uma verificação deve ser efetuada para assegurar que as características do módulo são introduzidas corretamente no dispositivo.

Antes de iniciar o ensaio, o nível de irradiância deve ser verificado para assegurar que é superior a  $700 \text{ W/m}^2$  no plano do arranjo fotovoltaico e que a radiação solar é normal ao plano do arranjo fotovoltaico, com tolerância de  $\pm 22,5^\circ$ .

Após a conclusão do ensaio, o valor de máxima potência medido deve ser corrigido para as condições padrão de ensaio (STC – do inglês, *Standard Test Conditions*).

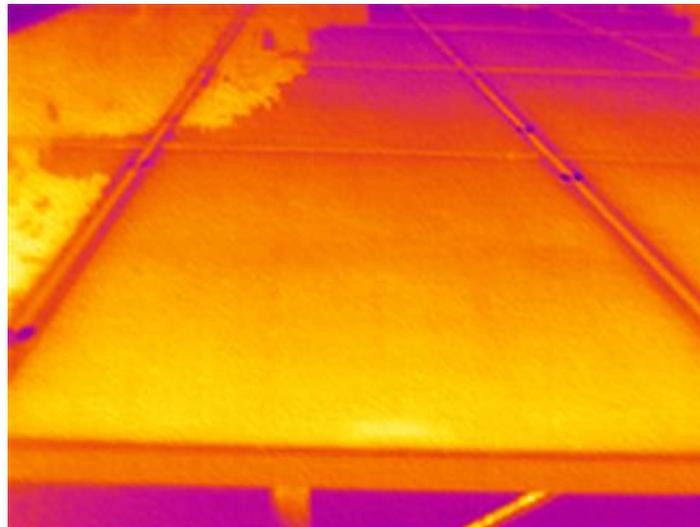
# Medição da curva IxV



# Termografia

Deve-se atentar para os seguintes pontos:

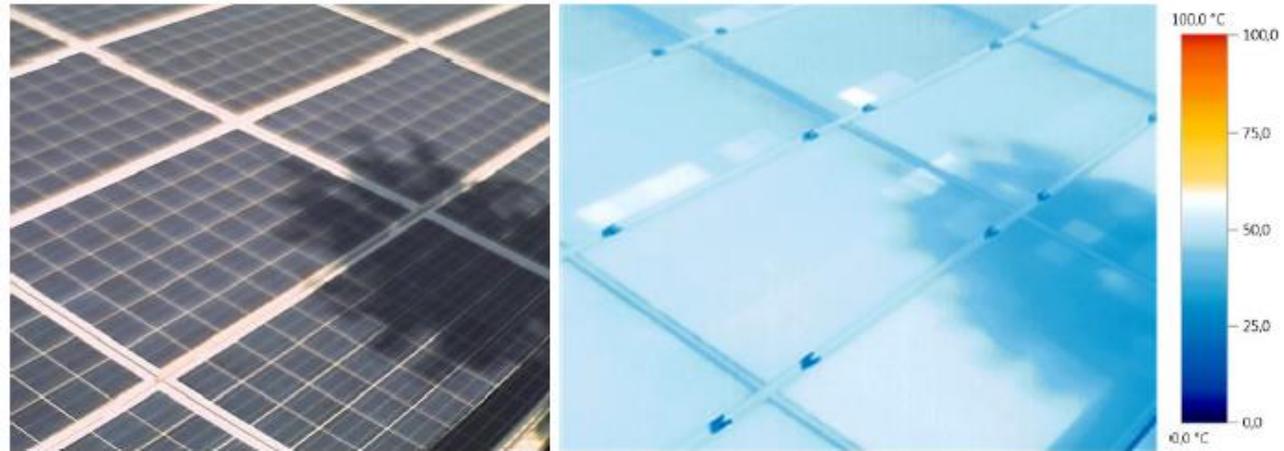
- a) Irradiância mínima ( $> 600 \text{ W/m}^2$ )
- b) Estabilidade térmica
- c) Emissividade do objeto observado
- d) Lado observado (frente / verso)
- e) Ângulo de observação



# Termografia

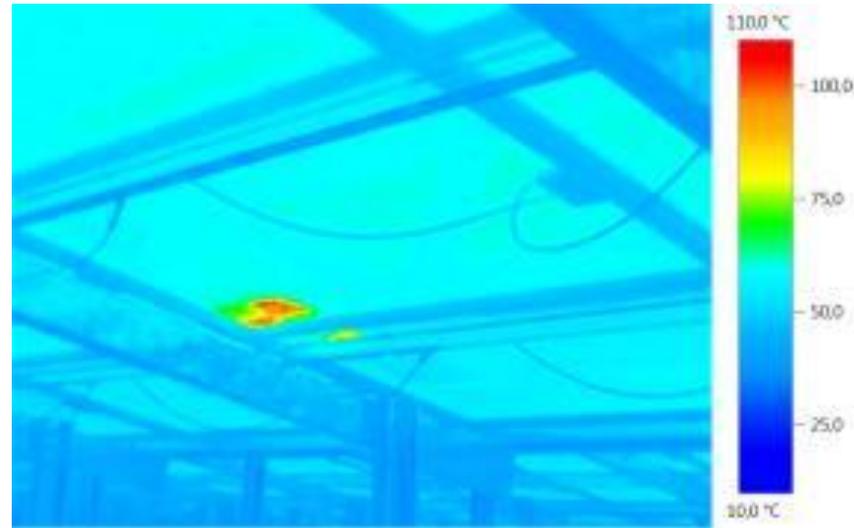


(a)

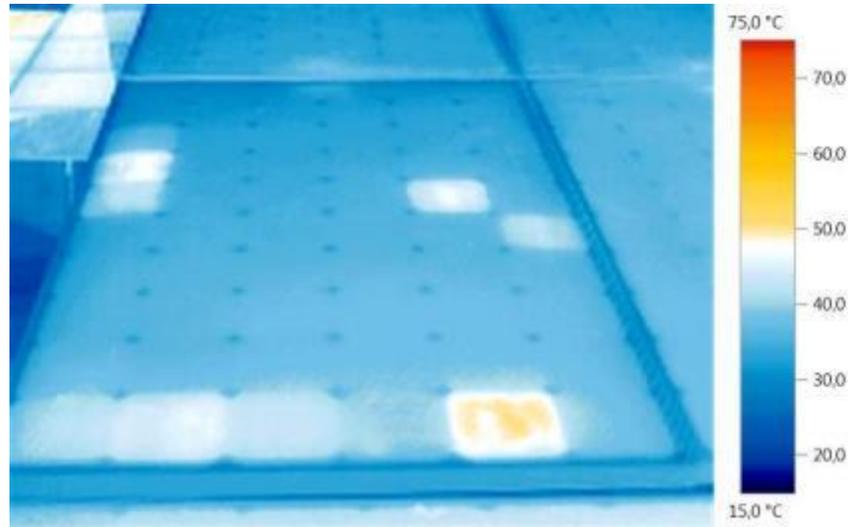
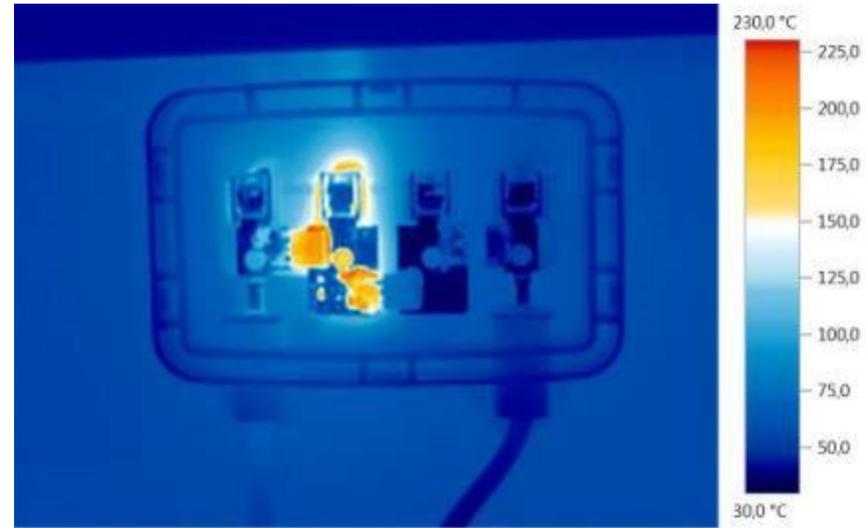


(b)

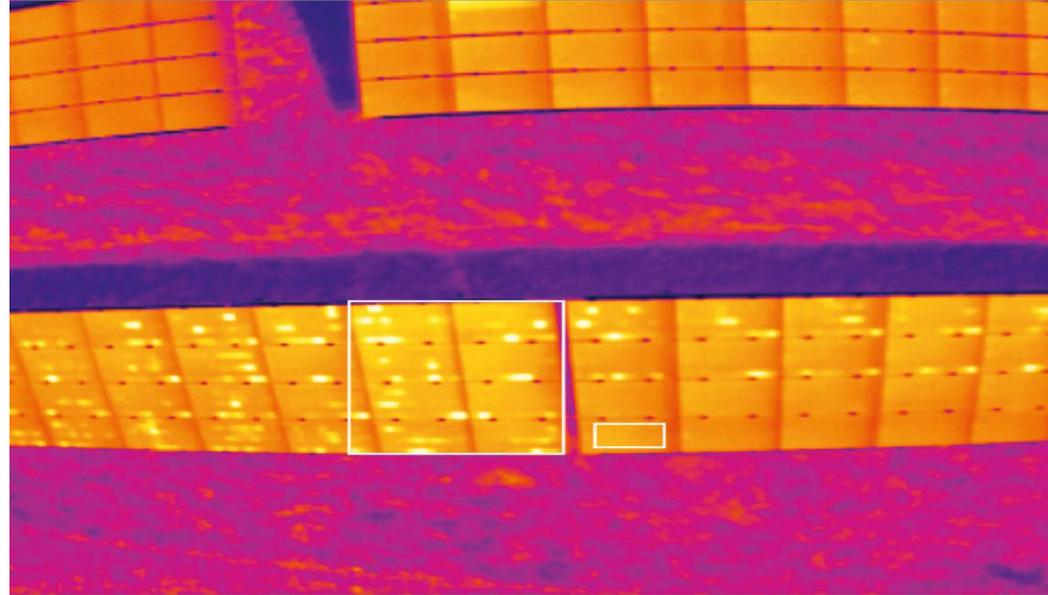
# Termografia



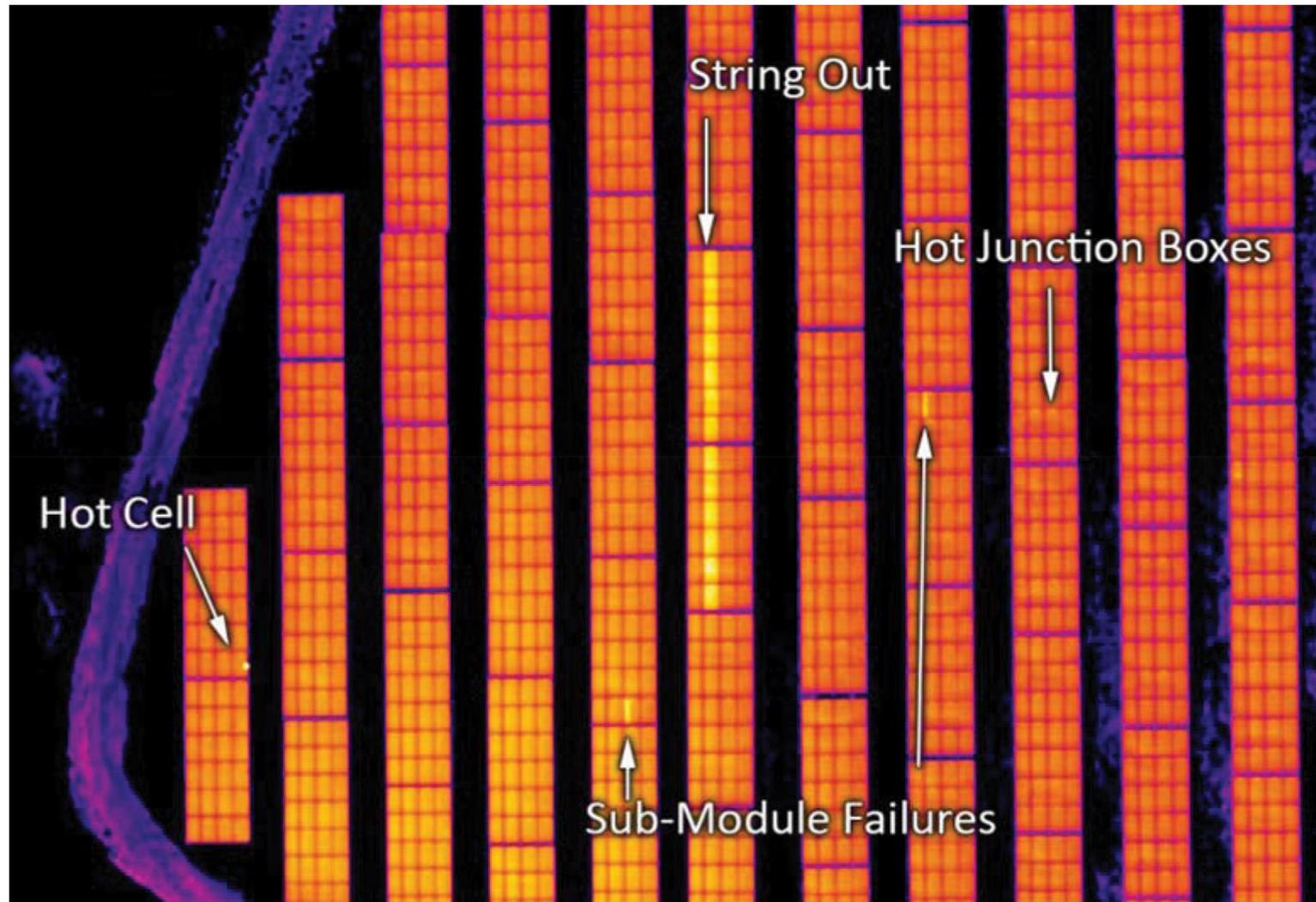
# Termografia



# Termografia

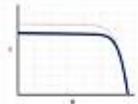
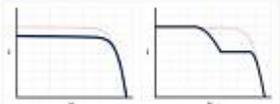
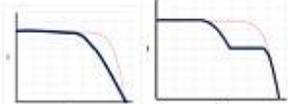
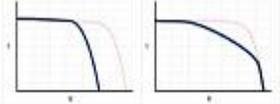
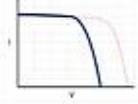


# Termografia



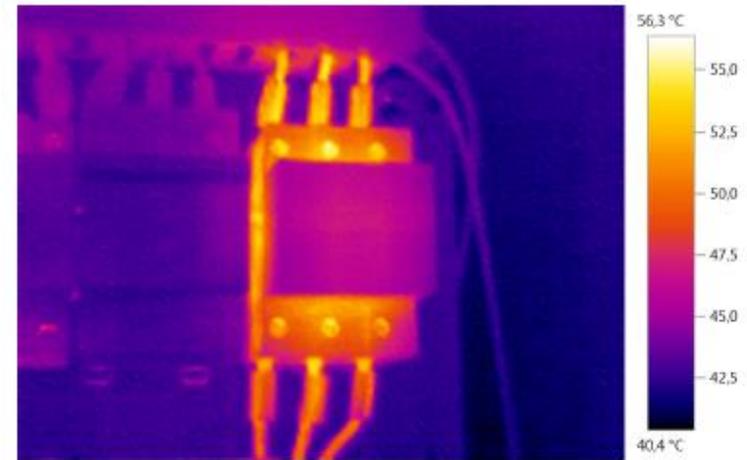
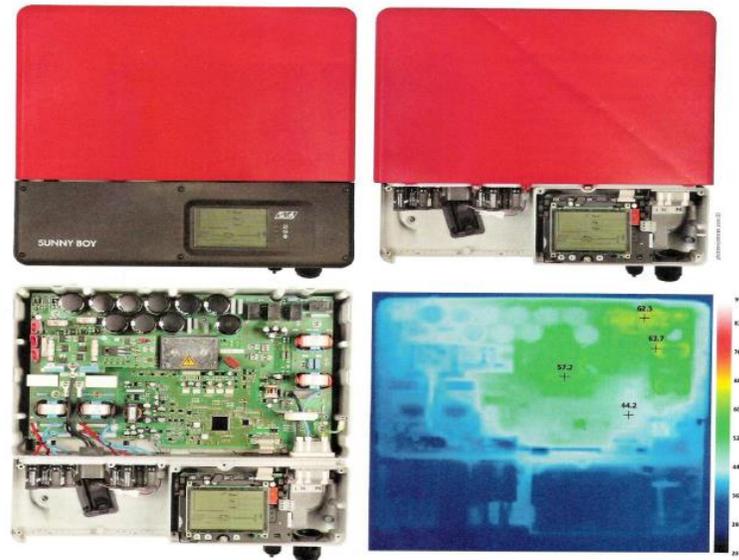
Fonte: <https://www.ee.co.za/article/drone-based-thermographic-imaging-offers-fast-and-accurate-solar-farm-inspection.html>

# Termografia

Fault Type	IR Thermal Pattern	I-V Pattern	Electrical degradation	Comments
<ul style="list-style-type: none"> <li>Optical degradation</li> </ul>			$I_{sc}, I_{mpp} \downarrow$ $P_{out} \downarrow$ (<0.5%/year)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Generally slow degradation.</li> <li>Total <math>P_{out}</math> losses limited up to -5% for delamination and up to -10% for severe discoloration, except for localized and very severe cases (that can lead to strong <math>\Delta T</math> and other failures).</li> <li>Stress factors: temperature, UV.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Cell cracks</li> <li>Microcracks</li> <li>Small trails</li> </ul>			$I_{sc}, I_{mpp} \downarrow$ $FF \downarrow$ $P_{out} \downarrow$	<ul style="list-style-type: none"> <li><math>P_{out}</math> loss ↔ number of cracks, <math>\Delta T</math>, crack orientation / pattern</li> <li>Inactive areas (due to cracks) &gt;8% → severe, unacceptable <math>P_{out}</math> loss</li> <li>&gt; 50% → Bypass diode activation</li> <li>Stress factors: thermal cycling, mechanical load.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Cell breakage – Missing material in cell matrix</li> </ul>			$FF \downarrow$ $R_s \uparrow$ $P_{out} \downarrow$	<ul style="list-style-type: none"> <li>Similar characteristics, between cell cracks and broken ribbons mechanisms</li> <li>Increase of series resistance <math>R_s</math></li> <li><math>P_{out}</math> loss ↔ size and topology of the inactive/missing area, <math>\Delta T</math></li> <li>Stress factors: thermal cycling, mechanical load.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Potential induced degradation (PID)</li> </ul>			$V_{oc}, V_{mpp} \downarrow$ $FF \downarrow$ $P_{out} \downarrow$	<ul style="list-style-type: none"> <li>More severe at low irradiance than at STC</li> <li><math>\Delta T</math> higher for medium degraded cells, than for severely degraded ones.</li> <li><math>P_{out}</math> loss up to 100% but majorly recoverable by applying reverse voltage</li> <li><math>P_{out}</math> loss ↔ module configuration</li> <li>Stress factors: temperature, relative humidity, electrochemical</li> <li><math>\Delta T</math> much lower than in other cases of faults.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Short-circuited / Shunted cells</li> <li>Shadowing</li> </ul>			$R_{sh} \downarrow, R_s \uparrow$ $FF \downarrow$ $V_{oc}, V_{mpp} \downarrow$ $P_{out} \downarrow$	<ul style="list-style-type: none"> <li>At STC, the impact on current <math>I</math> is nearly negligible; the losses in voltage <math>V</math> and power <math>P</math> are more considerable</li> <li><math>P_{out}</math> loss ↔ number of shunts</li> <li>Shadowing not necessarily permanent</li> <li>Stress factors: thermal cycling, mechanical load</li> </ul>

Fonte: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.079>

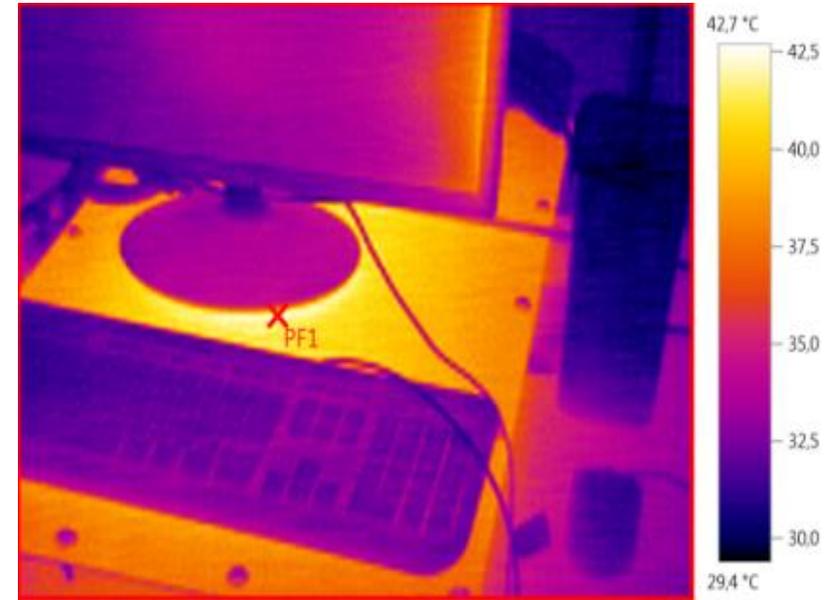
# Termografia



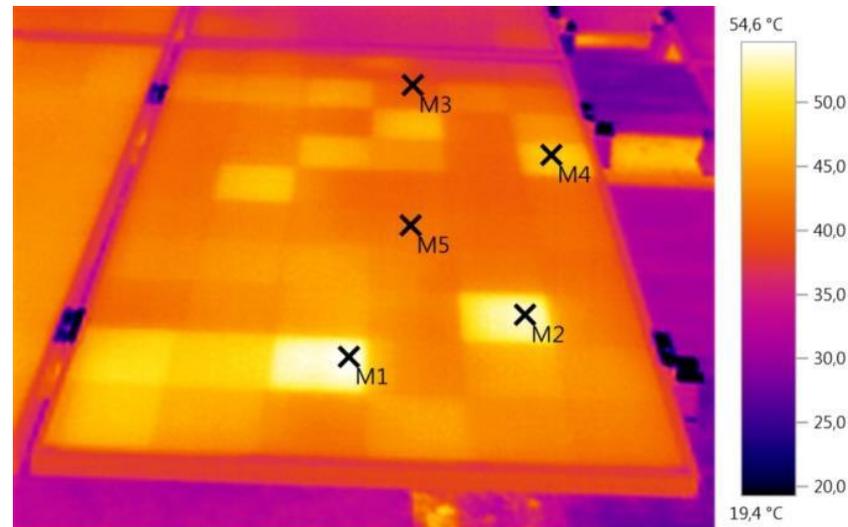
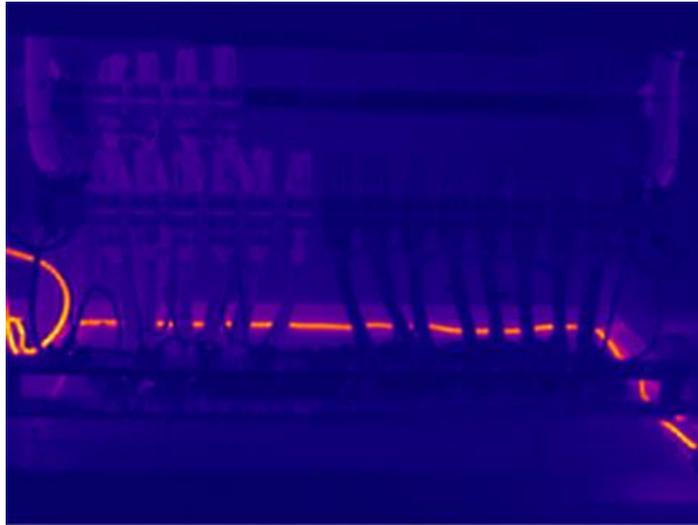
# Termografia



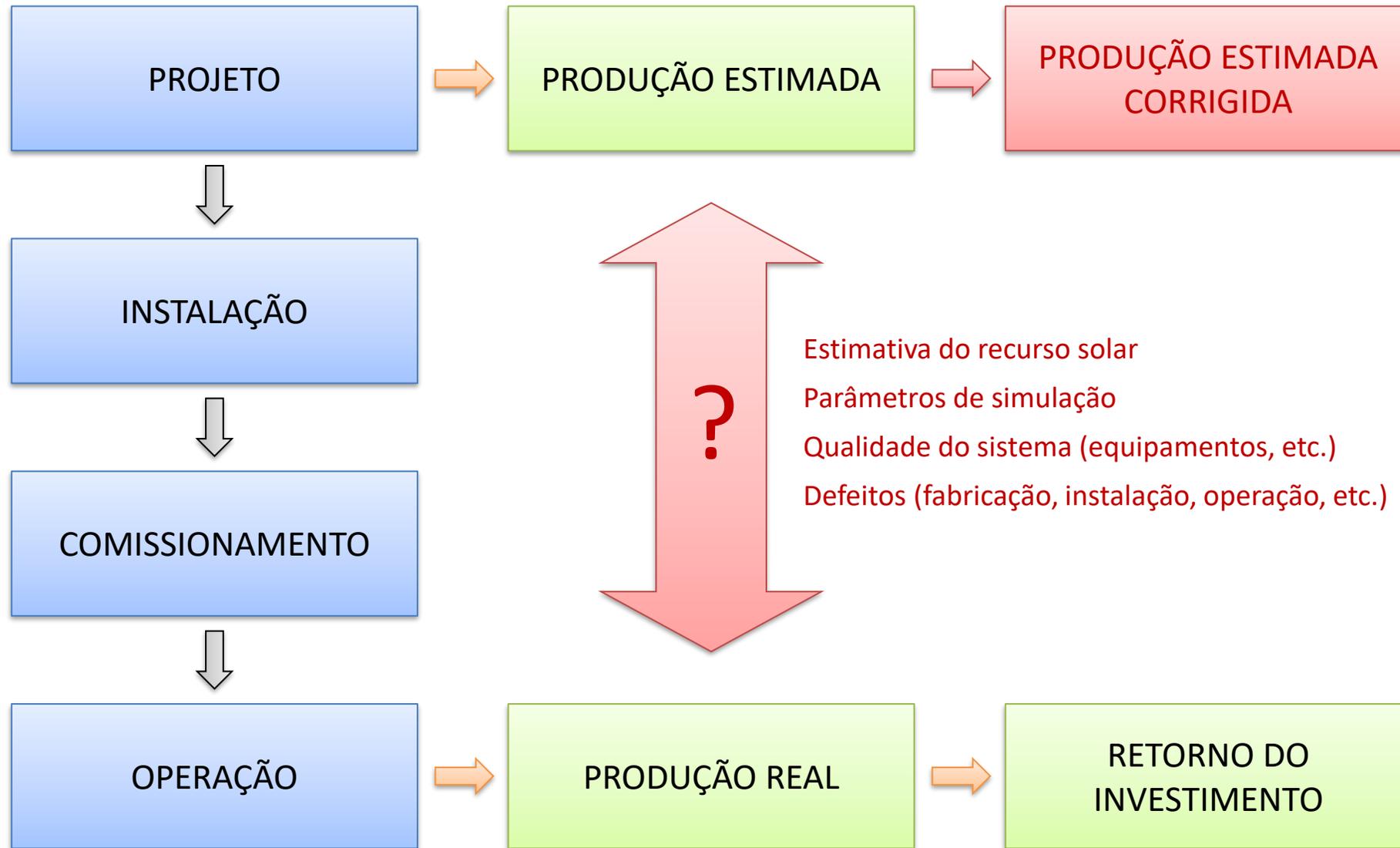
# Termografia



# Termografia



# Avaliação de desempenho



## Produtividade final

$$Y_F = \frac{E}{P_{NG}}$$

Região	$Y_F$ (kWh/kWp)
Centro-Oeste	1.460
Nordeste	1.580
Norte	1.500
Sudeste	1.300
Sul	1.250

Fonte: QUAGLIA (2010).

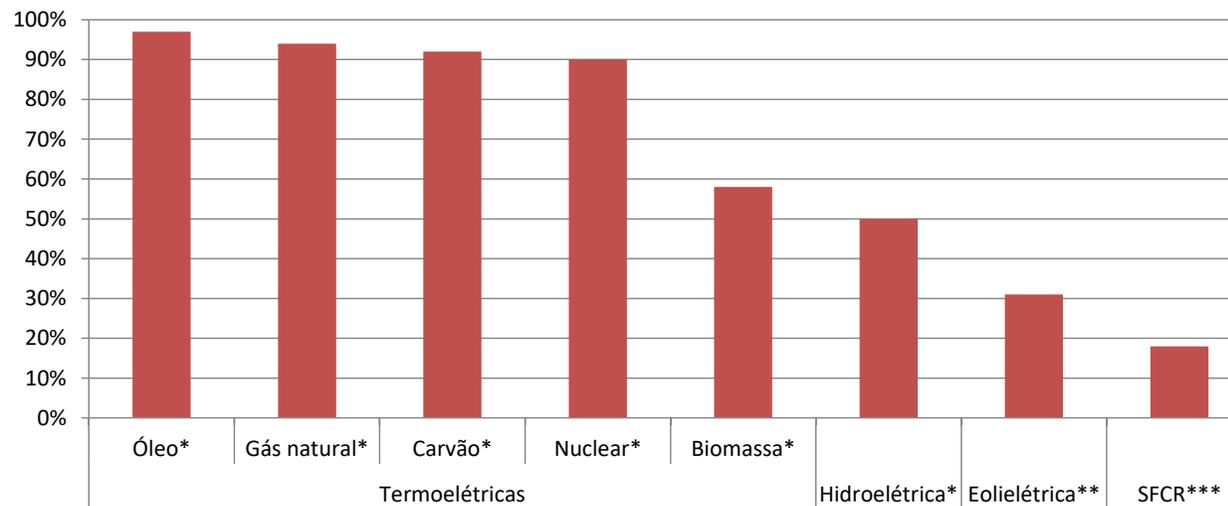
# Parâmetros de desempenho

## Fator de capacidade

$$FC = \frac{E}{P_{NG} \Delta T} = \frac{Y_F}{\Delta T}$$

Região	FC (%)
Centro-Oeste	16,6
Nordeste	18,1
Norte	17,1
Sudeste	14,8
Sul	14,2

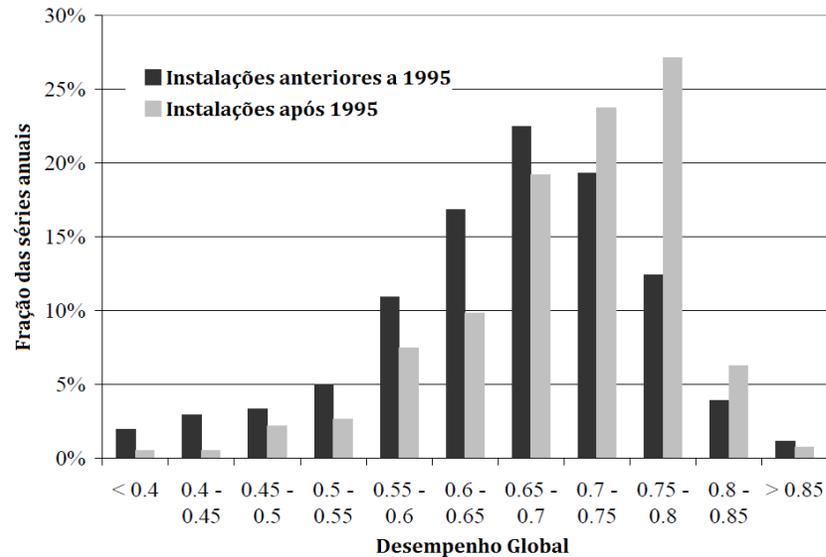
Fonte: QUAGLIA (2010).



# Parâmetros de desempenho

## Performance Ratio

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} = \frac{E/P_{NG}}{H/G_{STC}} = \frac{E_R G_{STC}}{P_{NG} H} \quad \longrightarrow \quad E = \frac{P_{NG} H}{G_{STC}} PR = \eta_{STC} A_G$$



Fonte: Adaptado de JAHN e NASSE (2003).

$$PR_{25^{\circ}C} = \frac{E G_{STC}}{P_{NG} \left( \int_{T_1}^{T_2} G_{\beta} F_{T_C} dt \right)}$$

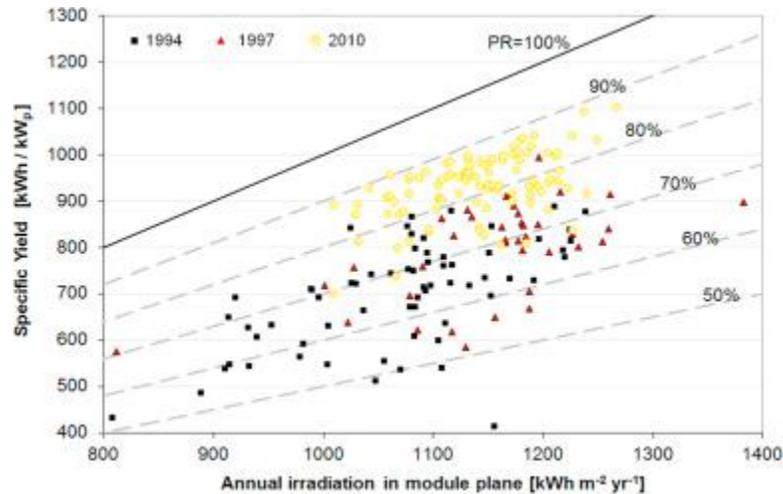
$$PR_{STC} = \frac{E G_{STC}}{P_{NG} \left( \int_{T_1}^{T_2} G_{\beta} F_{T_C} F_G dt \right)}$$

$$F_{T_C} = 1 + \gamma(T_C - T_{C_{STC}})$$

$$F_G = 1 + \ln\left(\frac{G_{\beta}}{G_{STC}}\right)$$

## Performance Ratio

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} = \frac{E/P_{NG}}{H/G_{STC}} = \frac{E_R G_{STC}}{P_{NG} H} \quad \longrightarrow \quad E = \frac{P_{NG} H}{G_{STC}} PR$$



Fonte: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.07.066>.

$$PR_{25^{\circ}C} = \frac{E G_{STC}}{P_{NG} \left( \int_{T1}^{T2} G_{\beta} F_{TC} dt \right)}$$

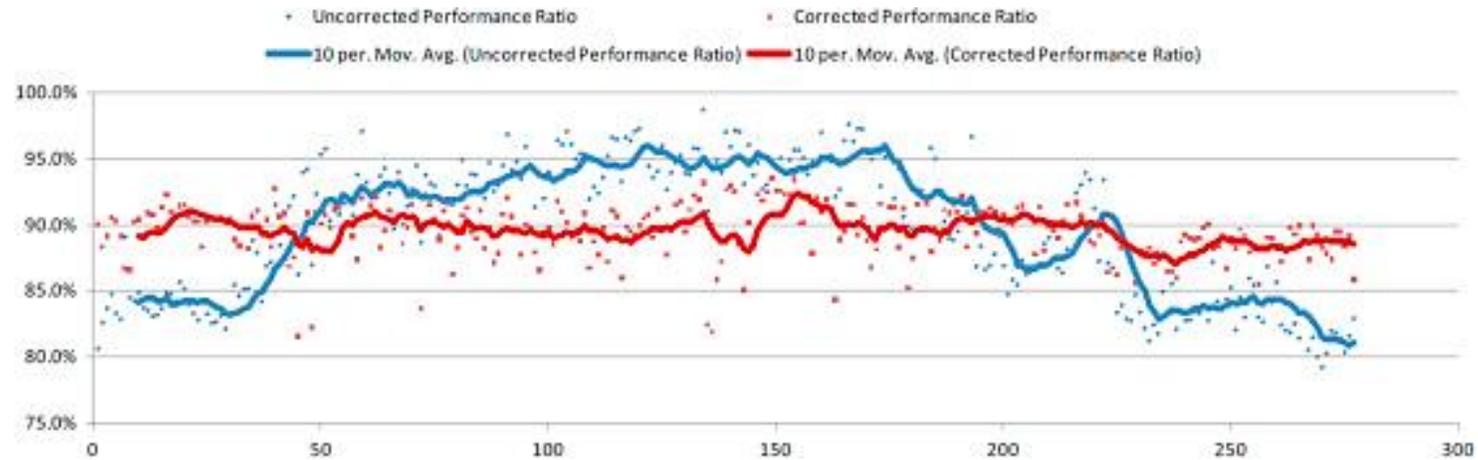
$$PR_{STC} = \frac{E G_{STC}}{P_{NG} \left( \int_{T1}^{T2} G_{\beta} F_{TC} F_G dt \right)}$$

$$F_{TC} = 1 + \gamma(Tc - Tc_{STC})$$

$$F_G = 1 + \ln \left( \frac{G_{\beta}}{G_{STC}} \right)$$

## Performance Ratio

$$PR \times PR_{25^{\circ}C}$$



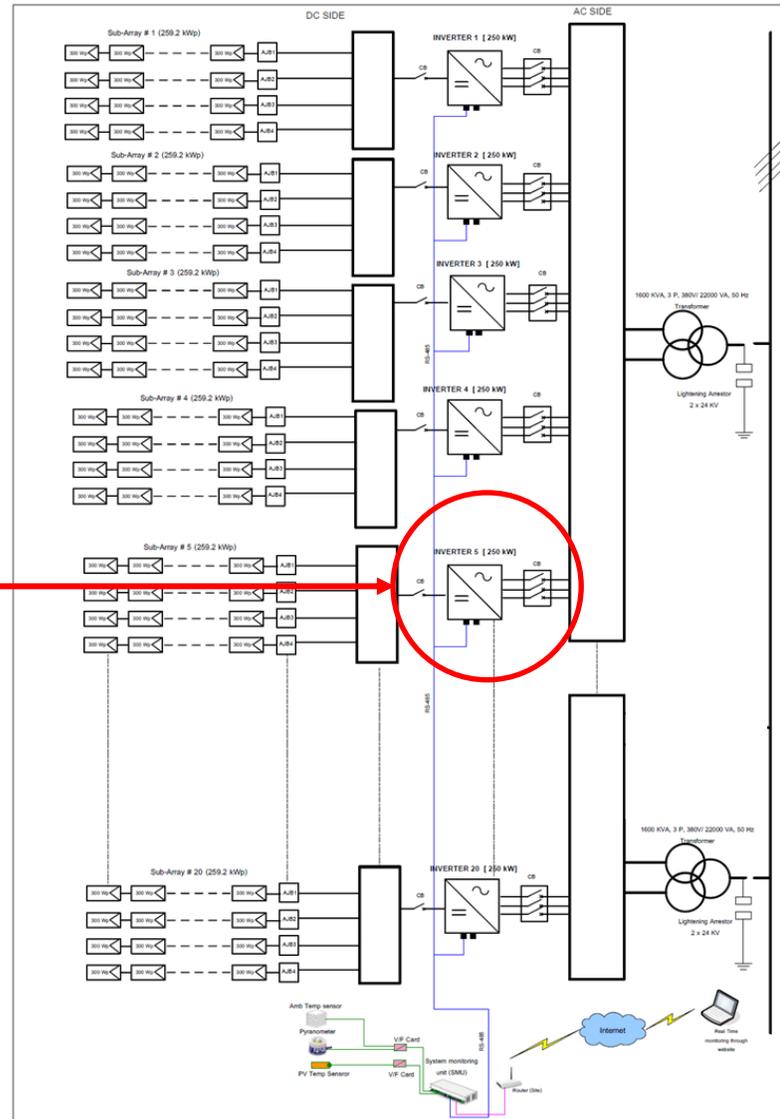
Fonte: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.07.066>.

Os ensaios de avaliação do desempenho devem ser realizados após a instalação, os ensaios de comissionamento e a operacionalização do sistema fotovoltaico. Recomenda-se que o gerador FV já tenha recebido pelo menos 200 kWh/m<sup>2</sup> de irradiação solar e o sistema já esteja em regime normal de operação. Como o sistema estará energizado, medidas de segurança adequadas devem ser empregadas.

# Início dos ensaios de avaliação de desempenho

Sistema

Subsistema



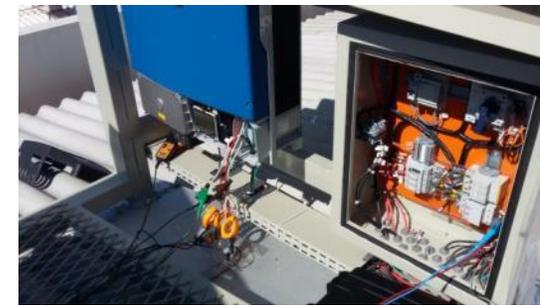
# Medidores de energia

- Leituras dos medidores de todos os subsistemas (caso haja medição individual dos subsistemas). Eventualmente pode-se utilizar a leitura dos inversores.
- Leituras do medidor principal, quando houver.

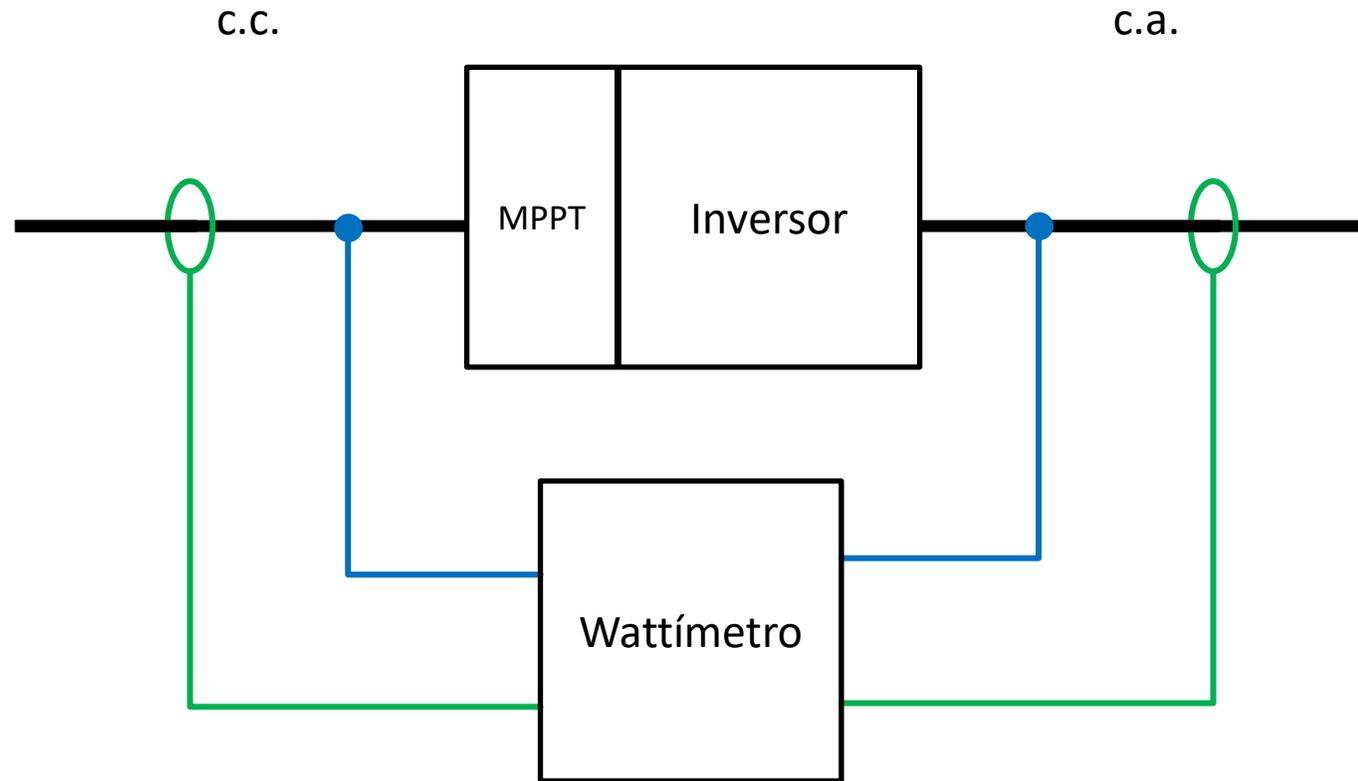


# Medição de parâmetros ambientais e elétricos

Os parâmetros ambientais medidos são irradiância e temperatura de célula, e os elétricos são potência na entrada e na saída do inversor. É importante que as quatro medições sejam feitas simultaneamente em intervalos de no máximo 10 s entre medições de um mesmo parâmetro, com integralização de no máximo 5 min, **por pelo menos 5 dias**.

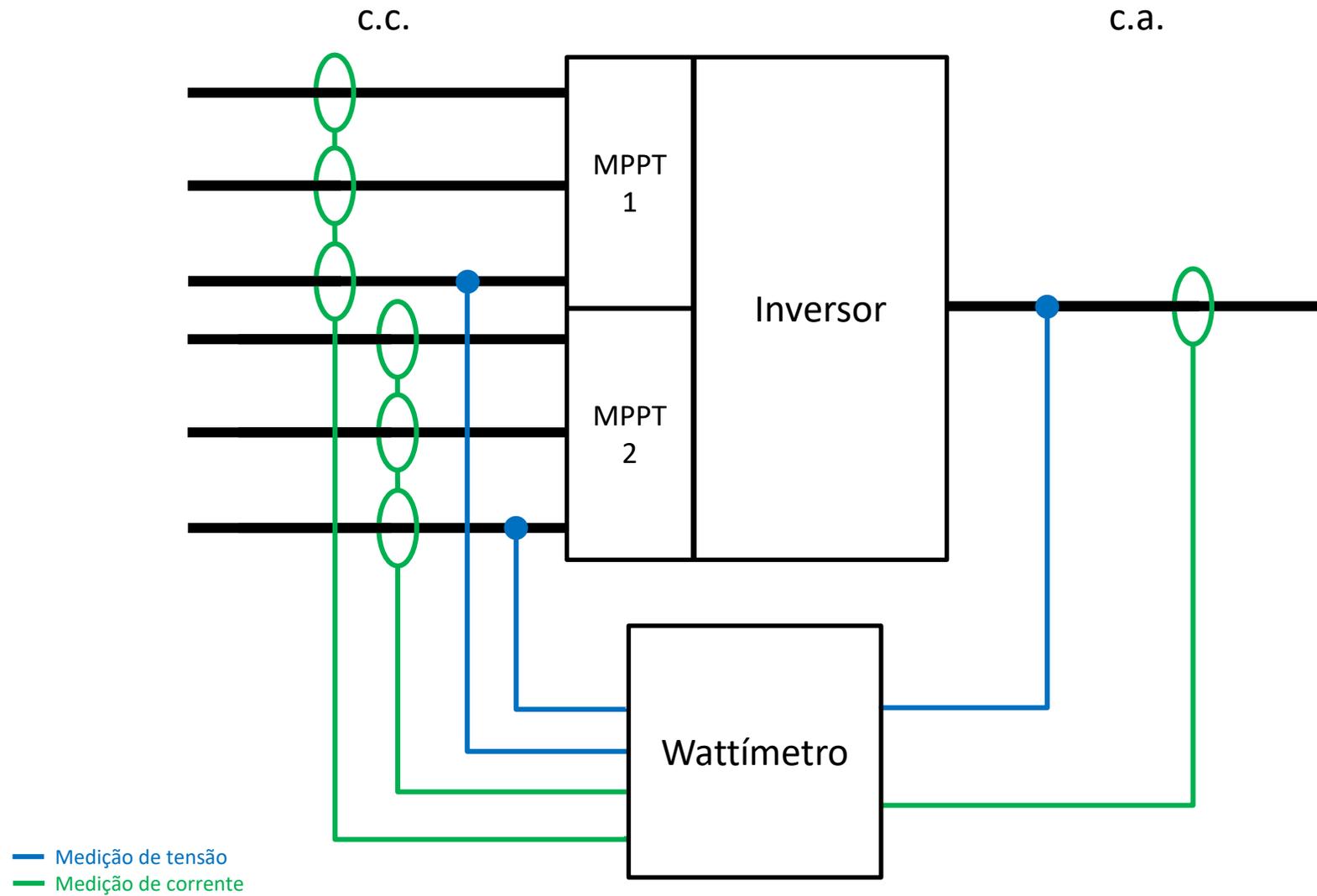


# Medição de parâmetros elétricos



- Medição de tensão
- Medição de corrente

# Medição de parâmetros elétricos



# Medição de parâmetros ambientais

Devem ser instalados sensores de irradiância e temperatura de célula.

a) Para irradiância total ( $G_{\beta}$ ), um piranômetro calibrado instalado no mesmo plano do gerador FV.

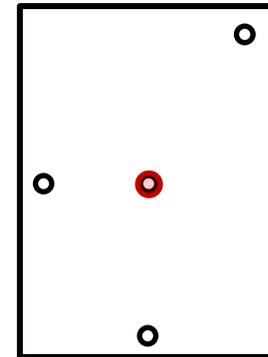
b) Para irradiância característica total ( $G_{c\beta}$ ), um módulo FV calibrado para esse fim, de mesmo modelo dos utilizados no gerador FV, e instalado no mesmo plano do gerador FV.

c) Para temperatura de célula ( $T_c$ ), um módulo FV calibrado para esse fim, de mesmo modelo dos utilizados no gerador FV, e instalado no mesmo plano do gerador FV. Também pode ser utilizado sensor de temperatura fixado na costa de um módulo em operação.



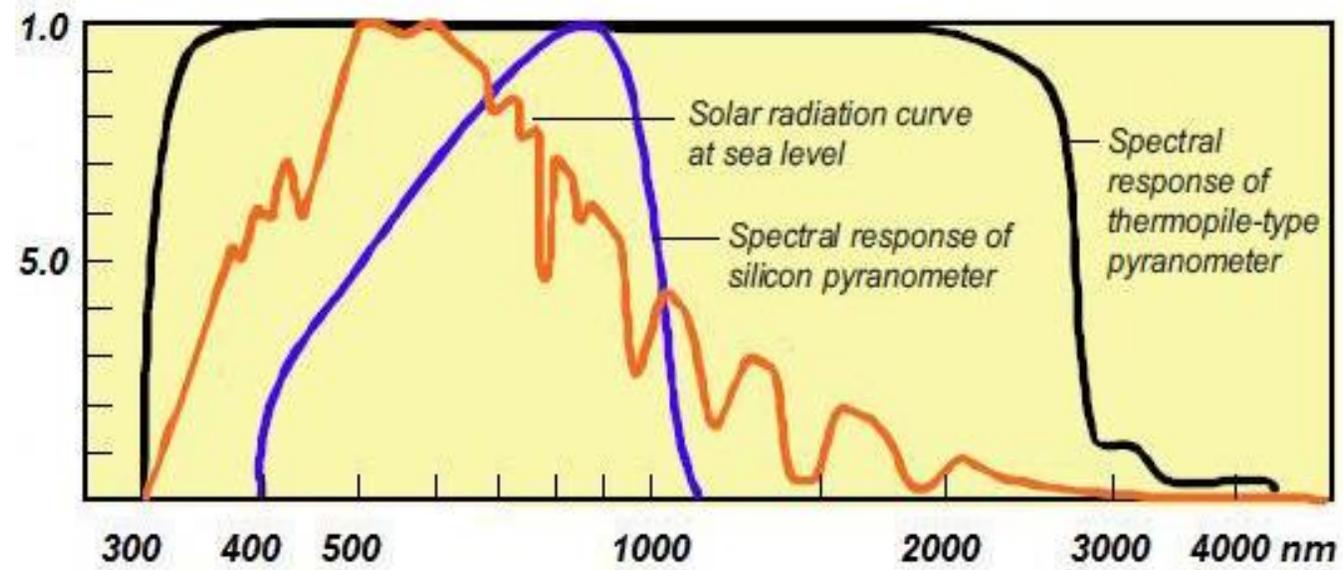
$$G = G^* \frac{I_{SC,ref}}{I_{SC,ref}^*} \frac{1}{1 + \alpha (T_{C,ref} - T_C^*)}$$

$$T_C = T_{C,ref} - \frac{TNOC - 20}{800} G \eta^* [1 + \gamma (T_C - T_C^*)]$$

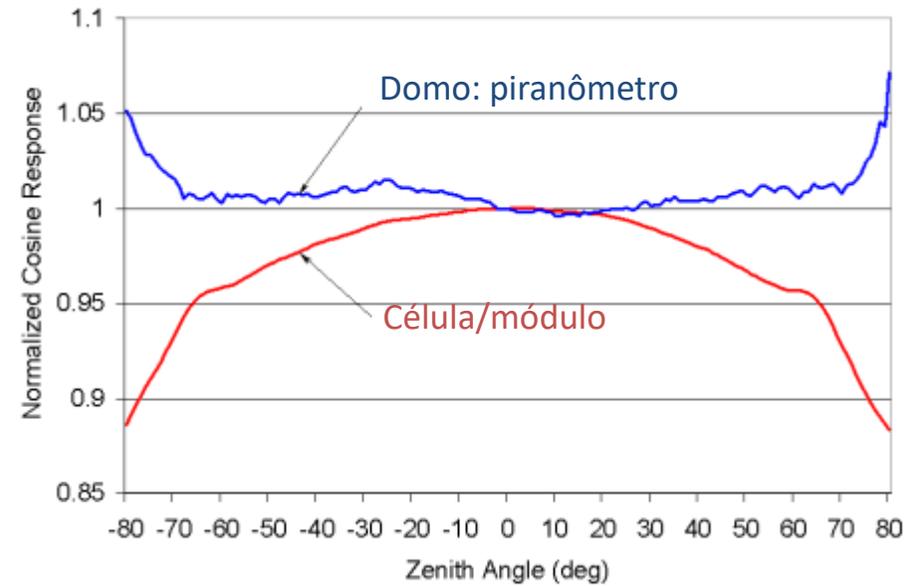
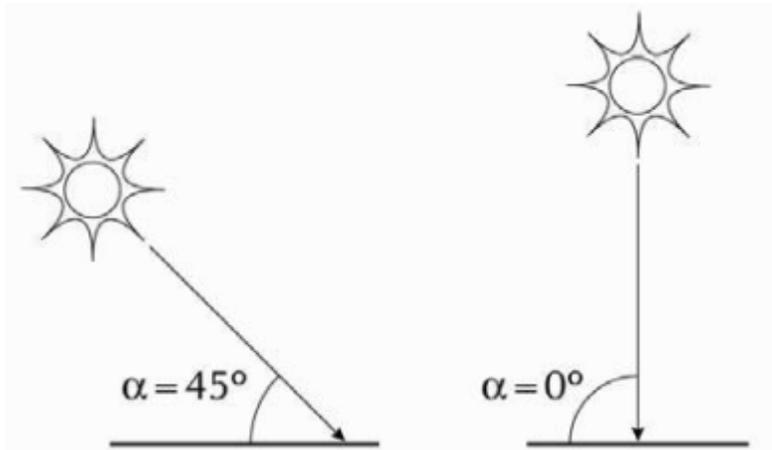


Calibração: **Série IEC 60904 - Photovoltaic devices**

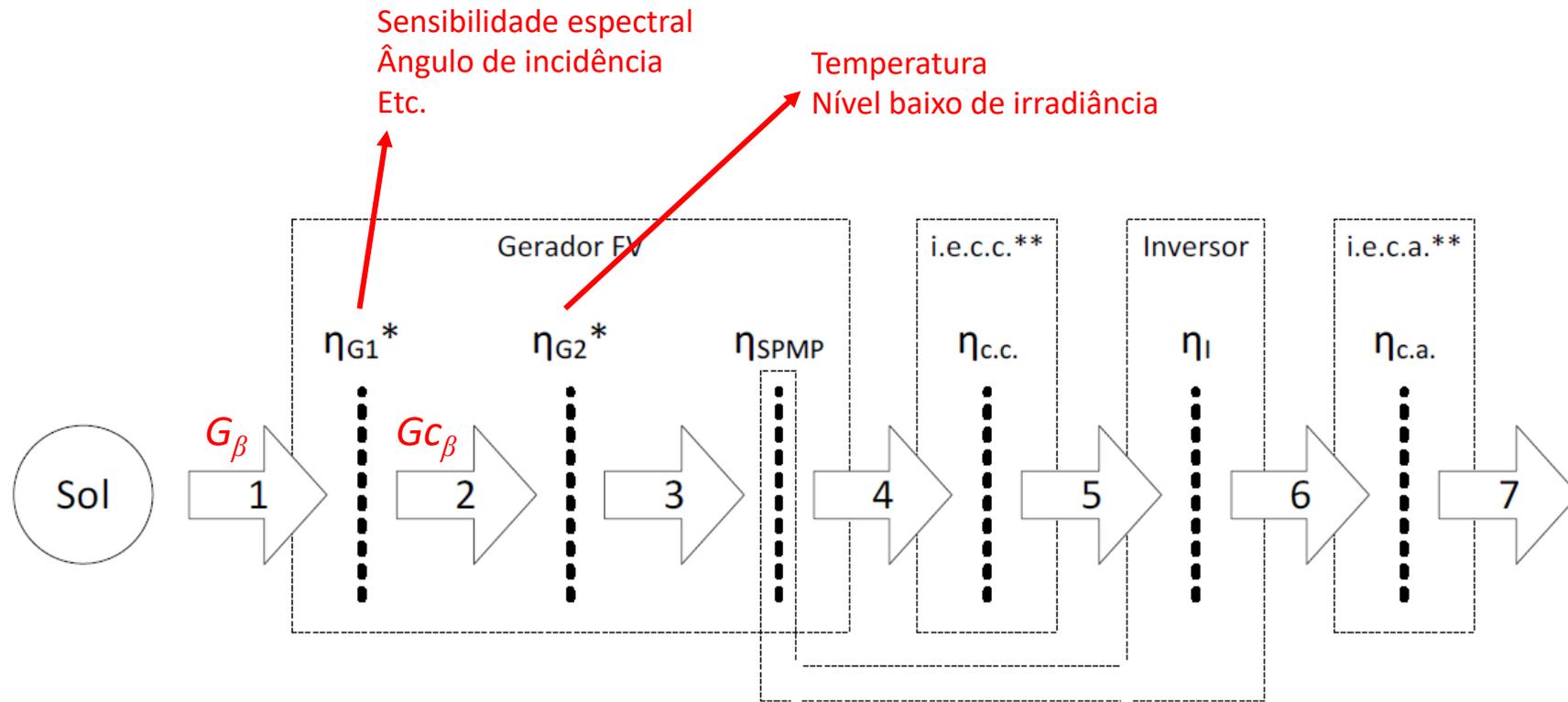
# $G \times G_c$ - Resposta espectral



# $G \times G_c$ - Resposta Angular



# $G \times G_c$



# $G \times G_c$ - Utilização dos dados de irradiância

	cálculo da energia produzida	cálculo de parâmetros de desempenho
Irradiância característica ( $G_c$ )	SIM	Depende dos objetivos e da disponibilidade de dados
Irradiância ( $G$ )	SIM (maior complexidade)	SIM

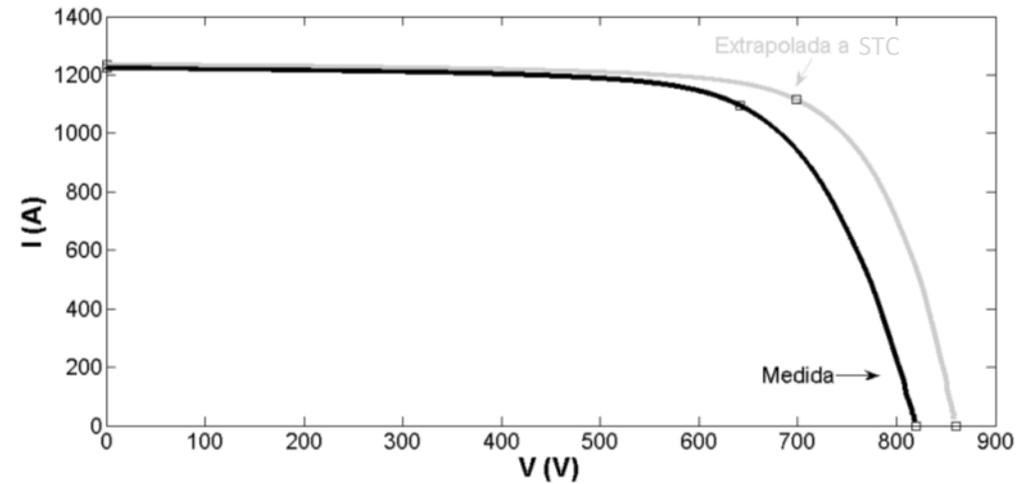
# Adaptação dos sensores

---

Os sensores devem permanecer instalados por pelo menos 15 dias antes dos testes para que as condições da superfície do gerador sejam reproduzidas nas dos sensores (com exceção do piranômetro, que deve permanecer limpo).

# Medição da potência nominal dos geradores - Curva IV

Extrapolação para as STC



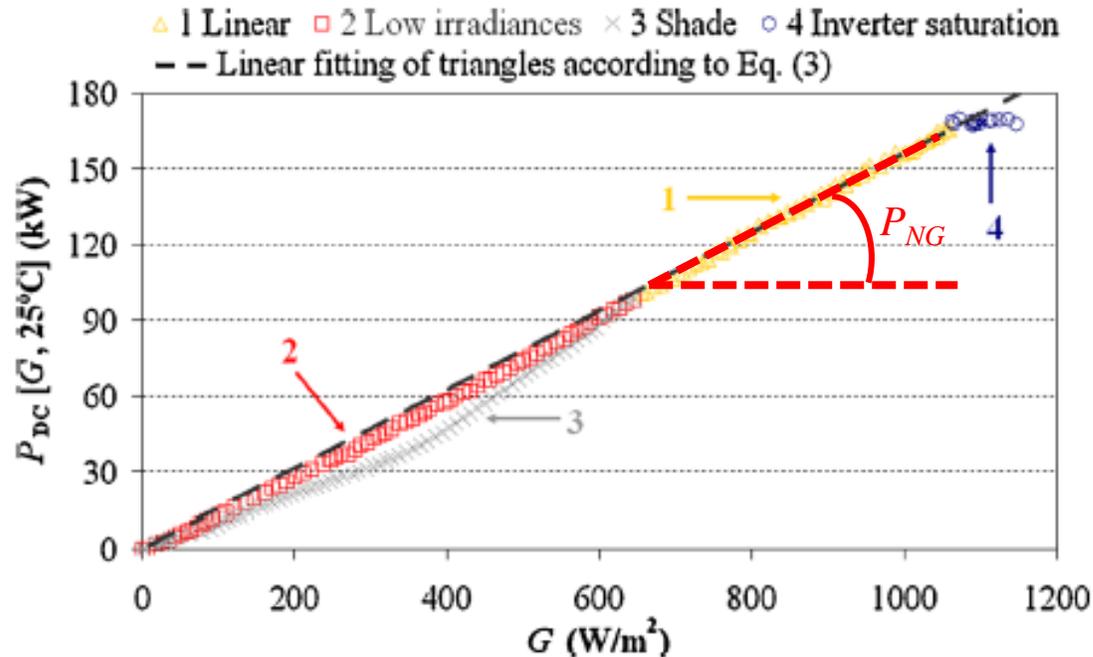
**IEC 60891:2009** - Photovoltaic devices - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics

**Série IEC 60904** - Photovoltaic devices

**IEC 61829:2015** - Photovoltaic (PV) array - On-site measurement of current-voltage characteristics

# Medição da potência nominal dos geradores - Wattímetro

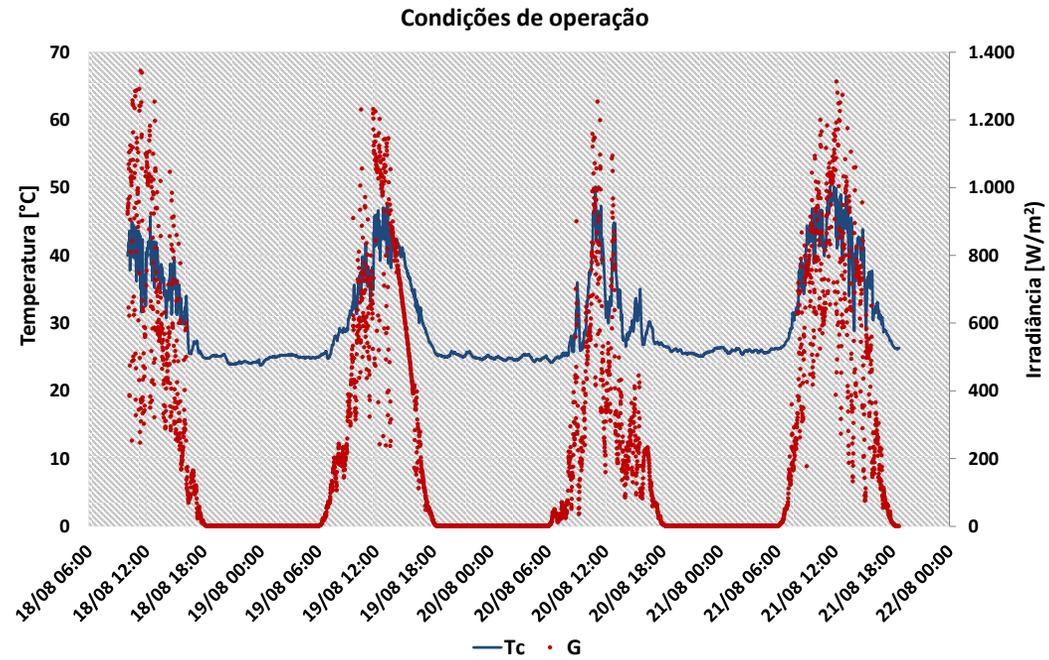
$$P_{c.c.,CORRIGIDA} = \frac{P_{c.c.,MEDIDA}}{\left[1 + \gamma (T_c - T_c^*)\right] \left[1 + c \ln\left(\frac{Gc\beta}{G^*}\right)\right]}$$



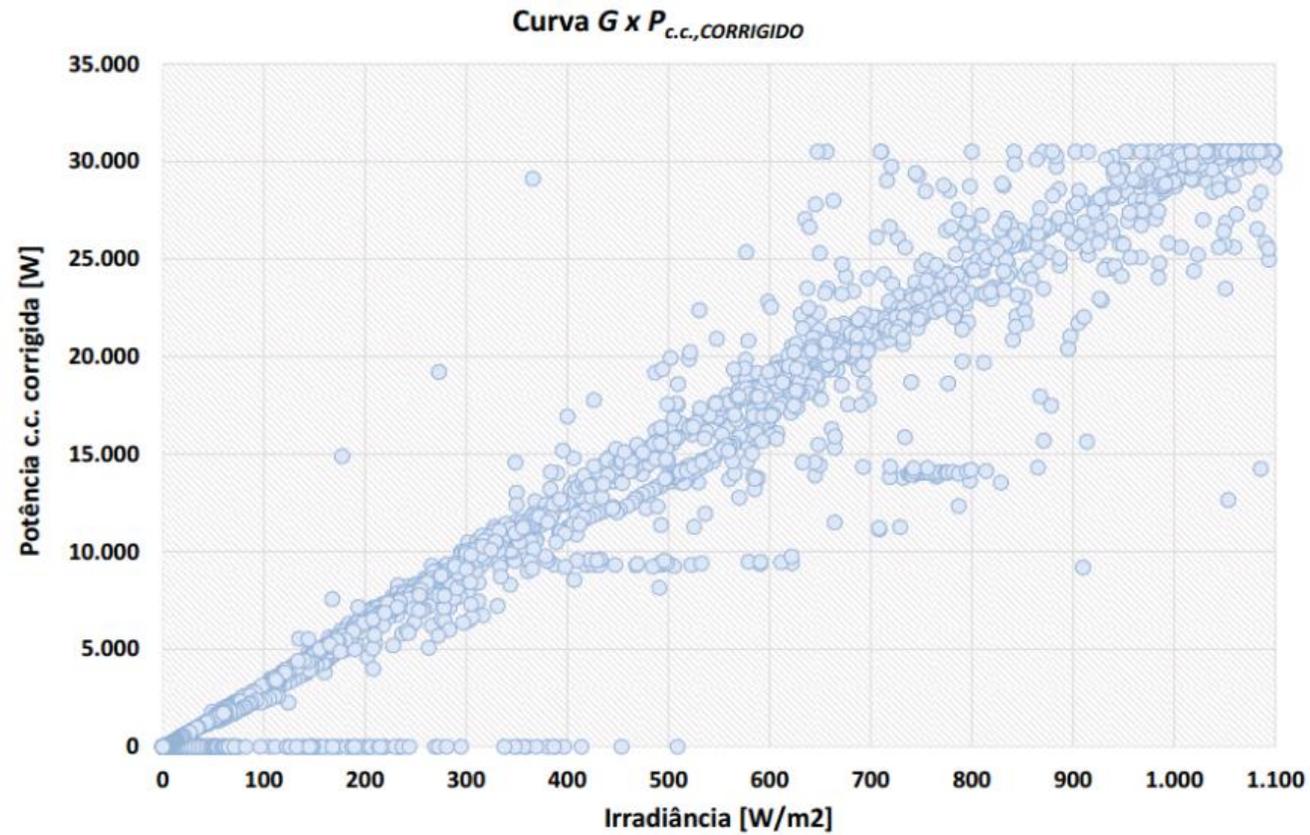
$$P_{c.c.,CORRIGIDA} = P_{NG} \frac{Gc\beta}{G_{STC}}$$

$$P_{NG} = \frac{P_{c.c.,CORRIGIDA} G_{STC}}{Gc\beta}$$

# Medição da potência nominal dos geradores - Wattímetro

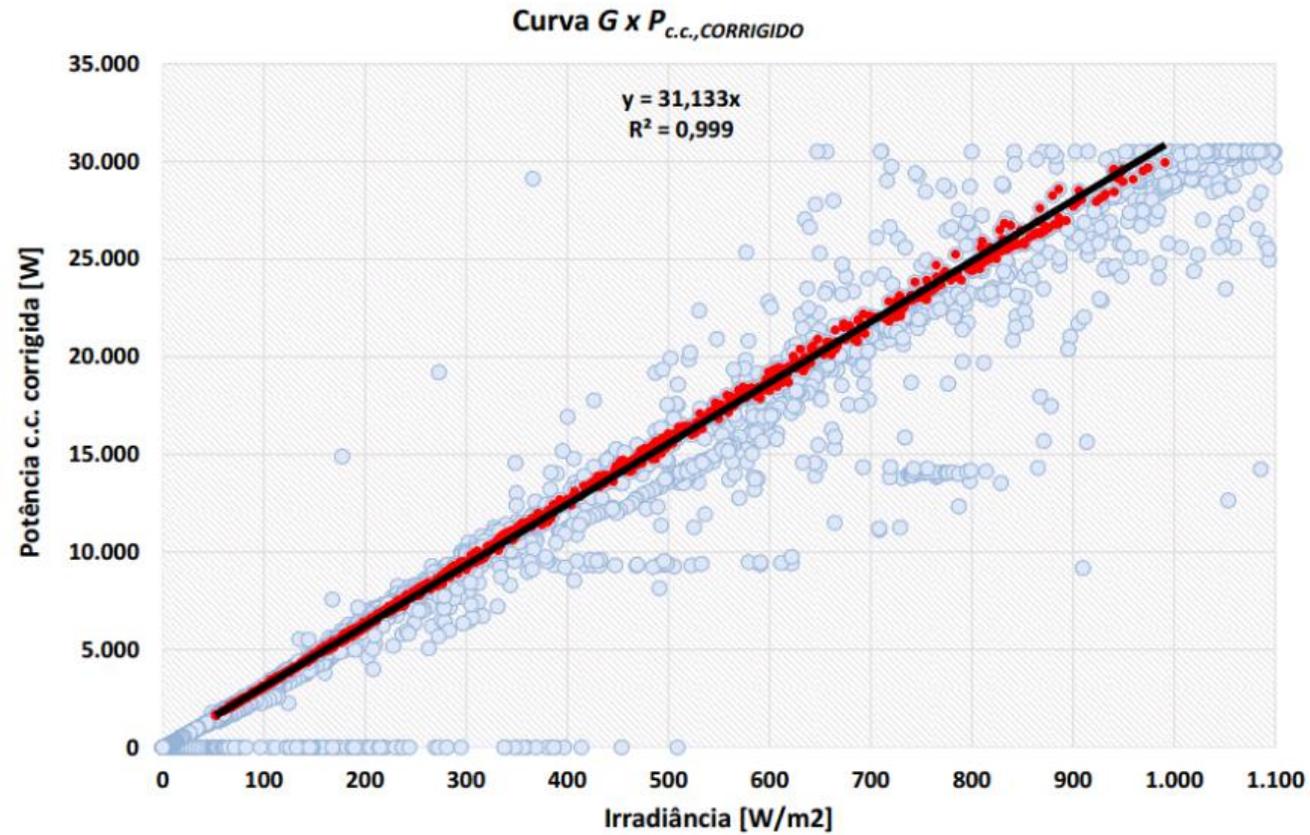


# Medição da potência nominal dos geradores - Wattímetro



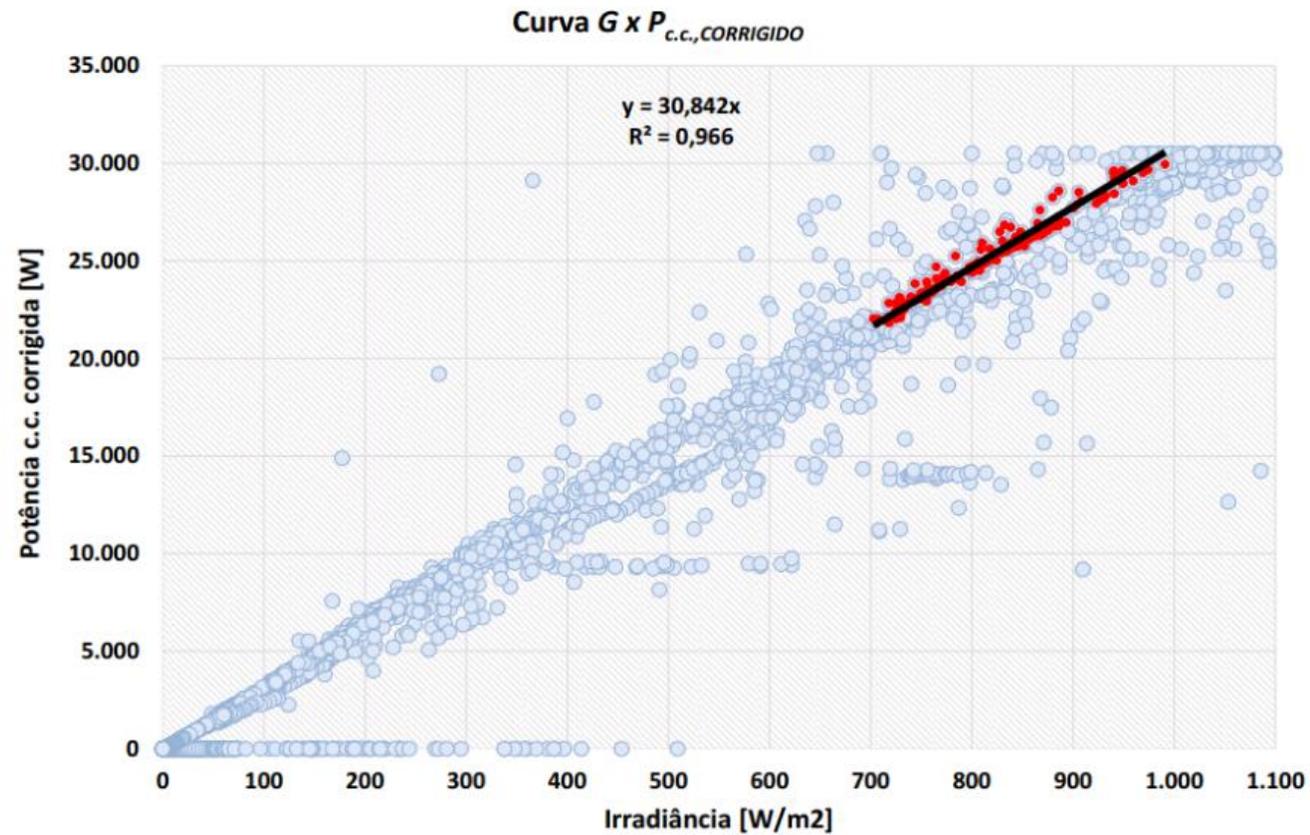
(a)

# Medição da potência nominal dos geradores - Wattímetro



(b)

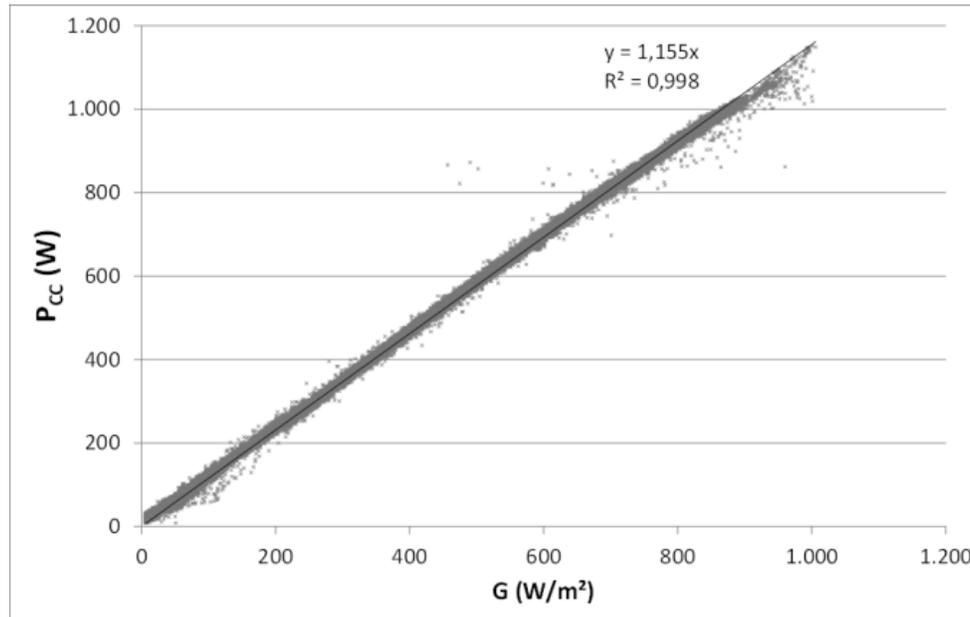
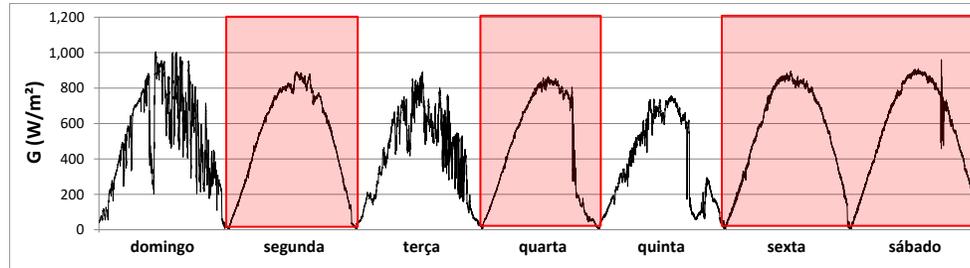
# Medição da potência nominal dos geradores - Wattímetro



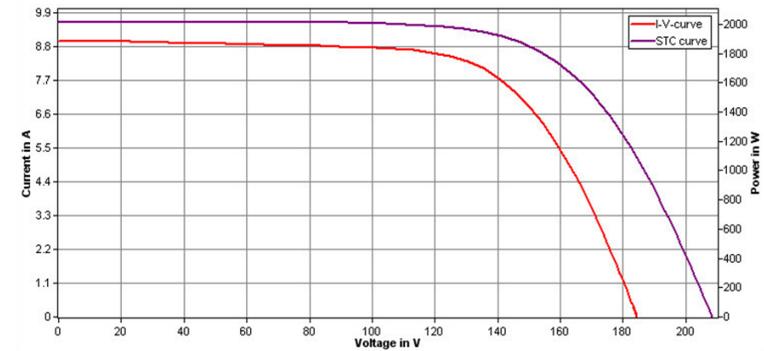
(c)

$$P_{NG} = 32,34 \text{ kWp}$$

# Medição da potência nominal dos geradores - Wattímetro

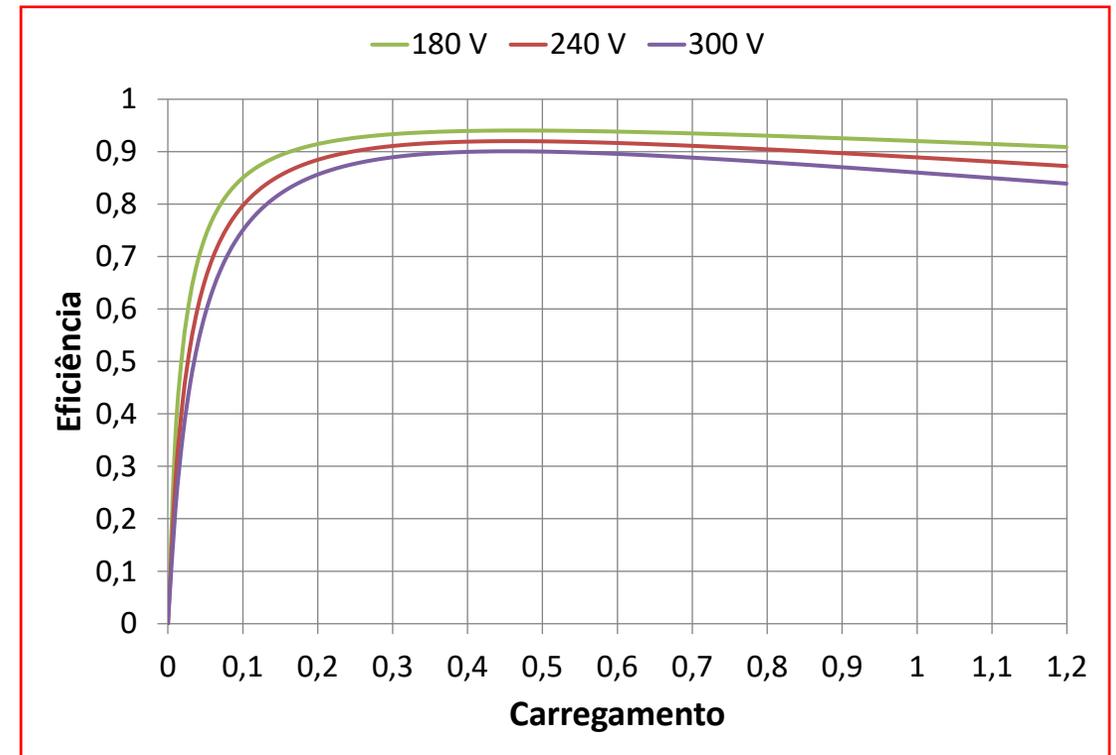
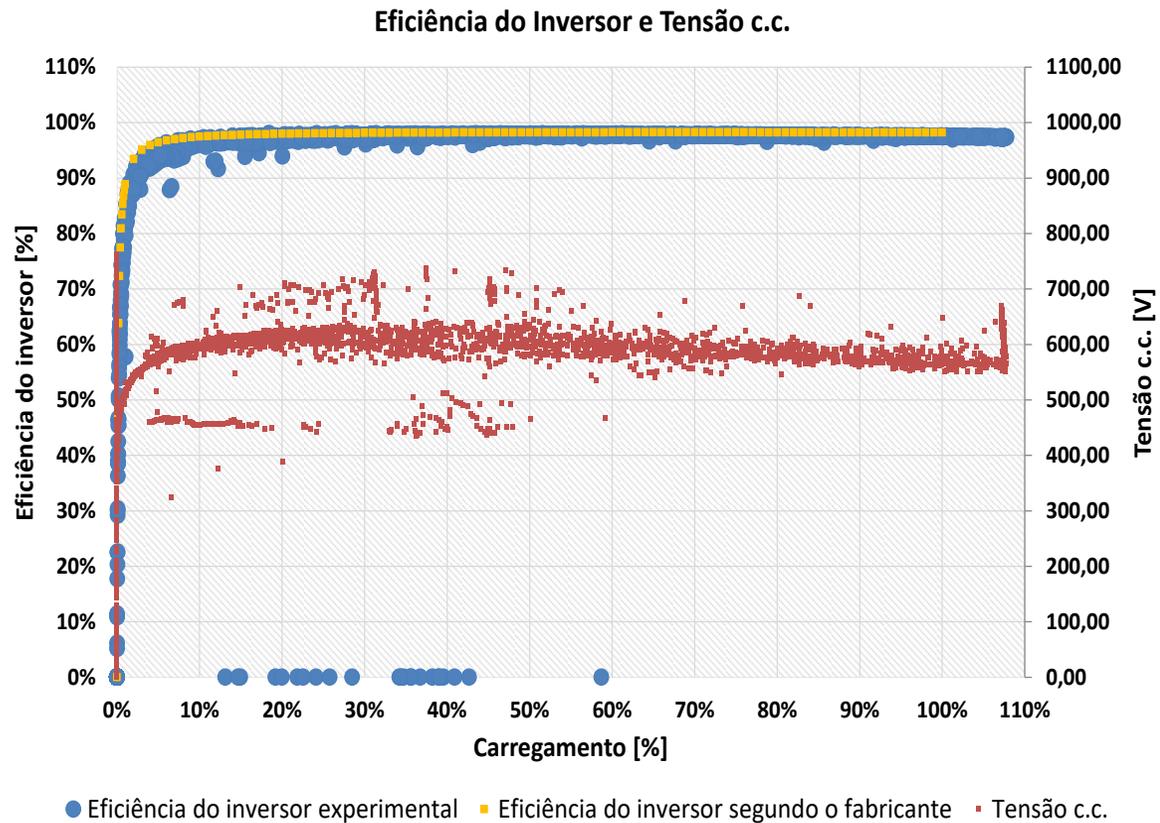


$P_{NG} = 1,66 \text{ kWp (placa)}$



valores nas STC	potência máxima	<b>1325.7W</b>
	corrente de máxima potência	8.63A
	tensão de máxima potência	153.6V
	corrente de curto-circuito	9.59A
	tensão de circuito aberto	208.3V
valores medidos	potência máxima	1098.2W
	corrente de máxima potência	8.08A
	tensão de máxima potência	136.0V
	corrente de curto-circuito	8.98A
	tensão de circuito aberto	184.4V
valores calculados	$R_s$ :	3.8 Ohm
	$R_p$ :	1155.6 Ohm
	$FF$ :	0.66
condições durante a medição	temperatura de célula	51.7 °C
	irradiação	936W/m2

# Medição da eficiência dos inversores - Wattímetro



Inspeção com o objetivo de identificar as causas de anomalias. Caso sejam identificadas, devem ser eliminadas. É importante recorrer às notas do operador do sistema sobre interrupções no seu funcionamento (total ou parcial), pois podem ser a causa de baixa produtividade. São considerados sistemas ou subsistemas com funcionamento anômalo aqueles identificados com problemas cujas causas não puderem ser eliminadas ou não puderem ser identificadas (total ou parcialmente).

# Cálculo da energia injetada na rede

Utilizando as medições, pode-se calcular a energia teórica injetada na rede ( $E_{R,teo}$ ) durante o período de medições. Pode-se calcular, também, a energia medida injetada na rede ( $E_{R,med}$ ) a partir de leituras de medidores no início e no final do período de medições.

A energia teórica injetada na rede pode ser calculada de duas formas:

- Programas computacionais
- Cálculo com modelos matemáticos

$$P_{c.c.,teo}(i) = P_N \frac{Gc_{\beta}(i)}{1\ 000} [1 + \gamma(T_c(i) - 25)] \left[ 1 + c \ln \left( \frac{Gc_{\beta}(i)}{1\ 000} \right) \right]$$

$$P_{c.a.,teo}(i) = P_{NI} \left[ \frac{-(k_1 + 1) + \sqrt{(k_1 + 1)^2 - 4k_2 \left( k_0 - \frac{P_{c.c.,teo}(i)}{P_{NI}} \right)}}{2k_2} \right]$$

$$E_{R,teo} = \sum_{i=1}^n P_{c.a.,teo}(i) \times \Delta t$$

$$k_0 = \frac{1}{9} \frac{1}{\eta_{Inv1}} - \frac{1}{4} \frac{1}{\eta_{Inv0,5}} + \frac{5}{36} \frac{1}{\eta_{Inv0,1}};$$

$$k_1 = -\frac{4}{3} \frac{1}{\eta_{Inv1}} + \frac{33}{12} \frac{1}{\eta_{Inv0,5}} - \frac{5}{12} \frac{1}{\eta_{Inv0,1}} - 1;$$

$$k_2 = \frac{20}{9} \frac{1}{\eta_{Inv1}} - \frac{5}{2} \frac{1}{\eta_{Inv0,5}} + \frac{5}{18} \frac{1}{\eta_{Inv0,1}}.$$

# Cálculo da energia injetada na rede

## Simple Efficiency Module Model

**Characteristics**

Maximum power (Pmp)  Wdc  
 Temperature coefficient (Pmp)  %/°C  
 Area  m<sup>2</sup>  
 Maximum power voltage (Vmp)  Vdc  
 Open circuit voltage (Voc)  Vdc  
 Module structure and mounting   
 a  b  dT  °C

1. Maximum power depends on the reference radiation and efficiency values specified below at a reference cell temperature of 25°C.  
 2. The Module Structure - Mounting options are used for temperature correction calculations. See Help for information about the options.

**Bifacial Specifications**

Module is bifacial

Transmission fraction  [0-1]  
 Bifaciality  [0-1]  
 Ground clearance height  m

**Module Efficiency**

Irradiance (W/m <sup>2</sup> )	Efficiency (%)	Reference Condition
<input type="text" value="200"/>	<input type="text" value="13.5"/>	<input type="radio"/>
<input type="text" value="400"/>	<input type="text" value="13.5"/>	<input type="radio"/>
<input type="text" value="600"/>	<input type="text" value="13.5"/>	<input type="radio"/>
<input type="text" value="800"/>	<input type="text" value="13.5"/>	<input type="radio"/>
<input type="text" value="1000"/>	<input type="text" value="13.5"/>	<input checked="" type="radio"/>

Diffuse utilization factor  [0,1]

- Irradiance levels must increase monotonically.
- The reference irradiance and efficiency value determines the maximum power value shown above.
- Irradiance values are total plane-of-array irradiance, equal to the sum of the direct normal (beam) and diffuse (scaled by the utilization factor above) components.

**References**

For information about the simple efficiency module model inputs, see Help. For details about the model implementation, see Gilman (2015) on the SAM website's Performance Model Documentation page:

[Performance Model Documentation page on the SAM website](#)

## IEC61853 Single Diode Model

**Module test data (according to IEC-61853)**

Import...	Irr(W/m2)	Tc(C)	Pmp(W)	Vmp(V)	Voc(V)	Isc(A)
100	15	6.69435	63.8967	79.5398	0.11752	
Export...	100	25	6.48283	61.6303	77.0356	0.118
Copy	100	50	5.9371	55.8834	70.7751	0.11916
Paste	100	75	5.36686	50.0207	64.5146	0.12036
200	15	13.889	66.2978	82.4388	0.23505	
200	25	13.5153	64.2559	80.0352	0.236	
Rows:	200	50	12.5576	59.1117	74.0262	0.23836
28	200	75	11.5662	53.9109	68.0172	0.24072
400	15	28.1891	67.3057	85.3378	0.47011	
400	25	27.4968	65.39	83.0348	0.472	
400	50	25.7322	60.5878	77.2773	0.47672	
400	75	23.9194	55.7673	71.5198	0.48144	

**Additional information for parameter estimation**

Number of cells in series   
 Type

**STC parameters (from test data)**

Power (Pmp)  W  
 Voltage (Vmp)  V  
 Current (Imp)  A  
 Open circuit voltage (Voc)  V  
 Short circuit current (Isc)  A  
 Efficiency  %

**Installation and thermal behavior**

Area  m<sup>2</sup>  
 Nominal operating cell temp  °C  
 Standoff height   
 Approximate mounting height

**Optical and spectral behavior**

Module cover   
 Air mass modifiers

## Calculated model parameters from IEC-61853 test data

**STC parameters**

Diode factor (n)   
 Light current (Il)  A  
 Saturation current (Io)  A  
 Bandgap voltage (Eg)  eV

**STC temp coeffs**

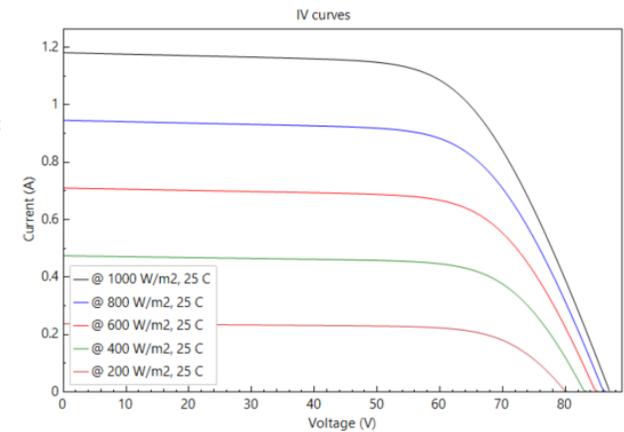
alpha  A/C  
 beta  V/C  
 gamma  %/C

**Rsh parameters**

C1   
 C2   
 C3

**Rs parameters**

D1   
 D2   
 D3



**References**

For more information about the IEC 61853 module model inputs, see Help. For a detailed description of the model, see Gilman (2015) and Dobos (2014) on the SAM website's Performance Documentation page:

[Performance Model Documentation page on SAM website](#)

Fonte: System Advisor Model (NREL)

# Cálculo da energia injetada na rede

CEC Performance Model with User Entered Specifications

**General Information**

Module name: Canadian Solar Inc. CS3U-385MS (ajustado)

Cell type: monoSi

Module area: 1.984 m<sup>2</sup>

Nominal operating cell temperature: 42 °C

---

**Electrical Specifications**

Maximum power point voltage (Vmp): 40.2 V

Maximum power point current (Imp): 9.58 A

Open circuit voltage (Voc): 48 V

Short circuit current (Isc): 10.09 A

Temperature coefficient of Voc: -0.29 %/°C

Temperature coefficient of Isc: 0.05 %/°C

Temperature coefficient of max. power point: -0.36 %/°C

Number of cells in series: 144

The model assumes a reference bandgap voltage Eg\_ref = 1.121 eV, and temperature coefficient for bandgap of -0.0002677 eV/K.

Copy module specs from currently selected CEC database module

---

**Bifacial Specifications**

Module is bifacial

Transmission fraction: 0.013 0-1

Bifaciality: 0.65 0-1

Ground clearance height: 1 m

---

**Mounting Configuration**

Standoff height: Greater than 3.5 in

Approximate installation height: Two story building height or higher

---

**References**

For information about the CEC module model inputs, see Help. For details about the model implementation, see Gilman (2015) on the SAM website's Performance Model Documentation page:

[Performance Model Documentation page on SAM website](#)

---

**Save / Load Data**

Save to file... Load from file... C:/Users/m\_cel/OneDrive/Documents/SAM Projects/CS3U-385MS (ajustado).csv

**Nominal Maximum Power Point Ratings at STC**

Power: 385.116 Wdc

Efficiency: 19.4111 %

---

**Current-Voltage (I-V) Curve at STC**

Calculate and plot

IV curves

— 1000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C — 800 W/m<sup>2</sup>, 25 °C — 600 W/m<sup>2</sup>, 25 °C — 400 W/m<sup>2</sup>, 25 °C — 200 W/m<sup>2</sup>, 25 °C

---

**-Calculated STC Single Diode Model Parameters-**

a	1.87713 V	Adjust	10.104 %
II	10.6363 A	Temperature coefficient of Voc	-0.1392 V/C
Io	7.79821e-11 A	Temperature coefficient of Isc	0.005045 A/C
Rs	0.204692 Ohm		
Rsh	68.7448 Ohm		

---

**Transient Thermal Model Correction**

Module unit mass: 11.092 kg/m<sup>2</sup>

The module unit mass is used for the transient thermal model, which is only applied for weather file time steps less than or equal to 20 minutes. The default value is 11 kg/m<sup>2</sup>.

Fonte: System Advisor Model (NREL)

# Cálculo da energia injetada na rede

Inverter CEC Database ▾

Filter:  Name ▾

Name	Paco	Pdco	Pso	Pnt	Vac	Vdcmax	Vdco	Mppt_high	Mppt_low	C0
SMA America: SB3000US-12 [208V]	3000	3194.185303	14.533227	0.900000	208	400	250	400	100	-0.000012
SMA America: SB3000US-12 [240V]	3000	3154.683350	19.677048	0.900000	240	400	250	400	100	-9.932169e
SMA America: SB3300U [240V]	3300	3502.984131	22.501434	0.990000	240	400	250	400	100	-7.269869e
SMA America: SB3800TL-US-22 [208V]	3850	3980.443359	19.471262	1.155000	208	480	400	480	100	-3.774417e
SMA America: SB3800TL-US-22 [240V]	3850	3964.405762	17.885603	1.155000	240	480	400	480	100	-3.081380e

**Efficiency Curve and Characteristics**

SMA America: SB3800TL-US-22 [240V]

Number of MPPT inputs:  CEC weighted efficiency:  %  
European weighted efficiency:  %

**Datasheet Parameters**

Maximum AC power	<input type="text" value="3850"/> Wac
Maximum DC power	<input type="text" value="3964.41"/> Wdc
Power use during operation	<input type="text" value="17.8856"/> Wdc
Power use at night	<input type="text" value="1.155"/> Wac
Nominal AC voltage	<input type="text" value="240"/> Vac
Maximum DC voltage	<input type="text" value="480"/> Vdc
Maximum DC current	<input type="text" value="9.91101"/> Adc
Minimum MPPT DC voltage	<input type="text" value="100"/> Vdc
Nominal DC voltage	<input type="text" value="400"/> Vdc
Maximum MPPT DC voltage	<input type="text" value="480"/> Vdc

**Sandia Coefficients**

C0	<input type="text" value="-3.08138e-06"/> 1/Wac
C1	<input type="text" value="-4.8e-05"/> 1/Vdc
C2	<input type="text" value="0.000124"/> 1/Vdc
C3	<input type="text" value="-0.001632"/> 1/Vdc

Note: If you are modeling a system with microinverters or DC power optimizers, see the Losses page to adjust the system losses accordingly.

**-CEC Information**

CEC name:  CEC hybrid:  CEC type:  CEC date:

**Inverter Temperature Derate Curves**

Import...	Vdc(V)	Tstart(C)	Slope(1/C)
Export...	1	52.8	-0.021

Rows:  Cols:

Table supports up to four temperature - slope pairs per row.

Fonte: System Advisor Model (NREL)

# Cálculo da energia injetada na rede

**Inverter Part Load Curve**

**Power Ratings**

Maximum AC output power: 120000 Wac  
 CEC efficiency: 98.598 %  
 European efficiency: 98.624 %  
 Maximum DC input power: 121,706.633 Wdc

SAM calculates the CEC and European weighted efficiency values based on the part-load data you provide and a set of weighting factors. See Help for details.

**Operating Ranges**

Nominal AC voltage: 480 Vac  
 Maximum DC voltage: 1000 Vdc  
 Maximum DC current: 216 Adc

Minimum MPPT DC voltage: 570 Vdc  
 Nominal DC voltage: 720 Vdc  
 Maximum MPPT DC voltage: 850 Vdc  
 Number of MPPT inputs: 1

**Losses**

Power consumption at night: 0 Wac  
 If you are modeling a system with microinverters or DC power optimizers, see the Losses page to adjust the system losses.

**Part Load Efficiency**

Import...	% Output Power	Efficiency (%)
Export...	5.3	98.4
Copy	10.1	98.7
Paste	15.4	98.8
	20.2	98.8
	25.2	98.9
Rows:	30.3	98.9
	35.3	98.8
	40.2	98.8
	45.1	98.7
	50.5	98.7
	55.4	98.7
	60.3	98.6
	65.3	98.6
	70.1	98.5

**Save / Load Data**

Save data to file... Load data from file...

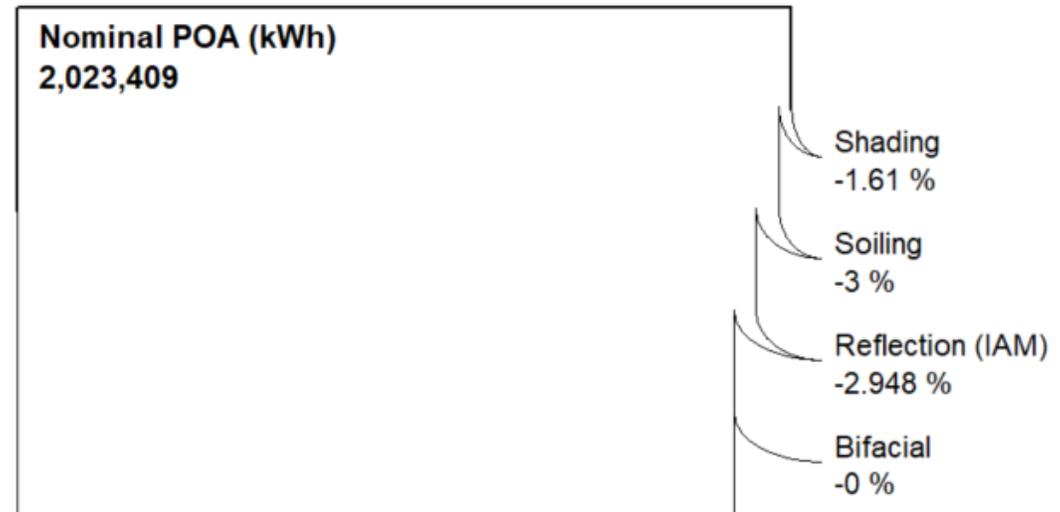
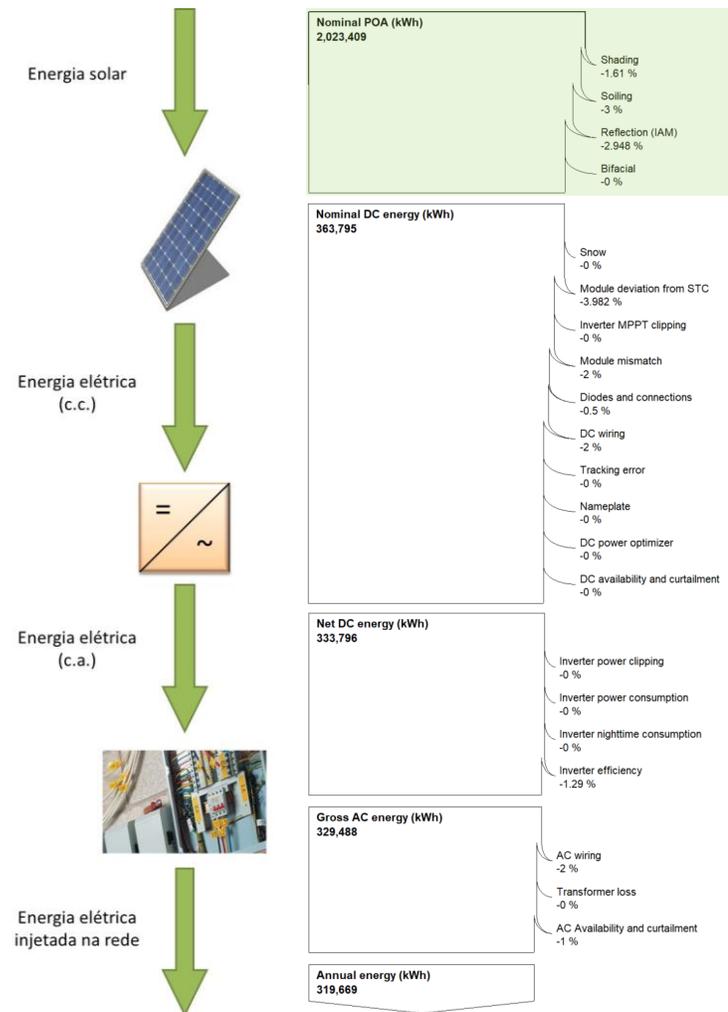
**Inverter Temperature Derate Curves**

Import...	Vdc(V)	Tstart(C)	Slope(1/C)	Tstart(C)
Export...	720	40	-0.02	50
Copy				
Paste				
Rows:				
Cols:				

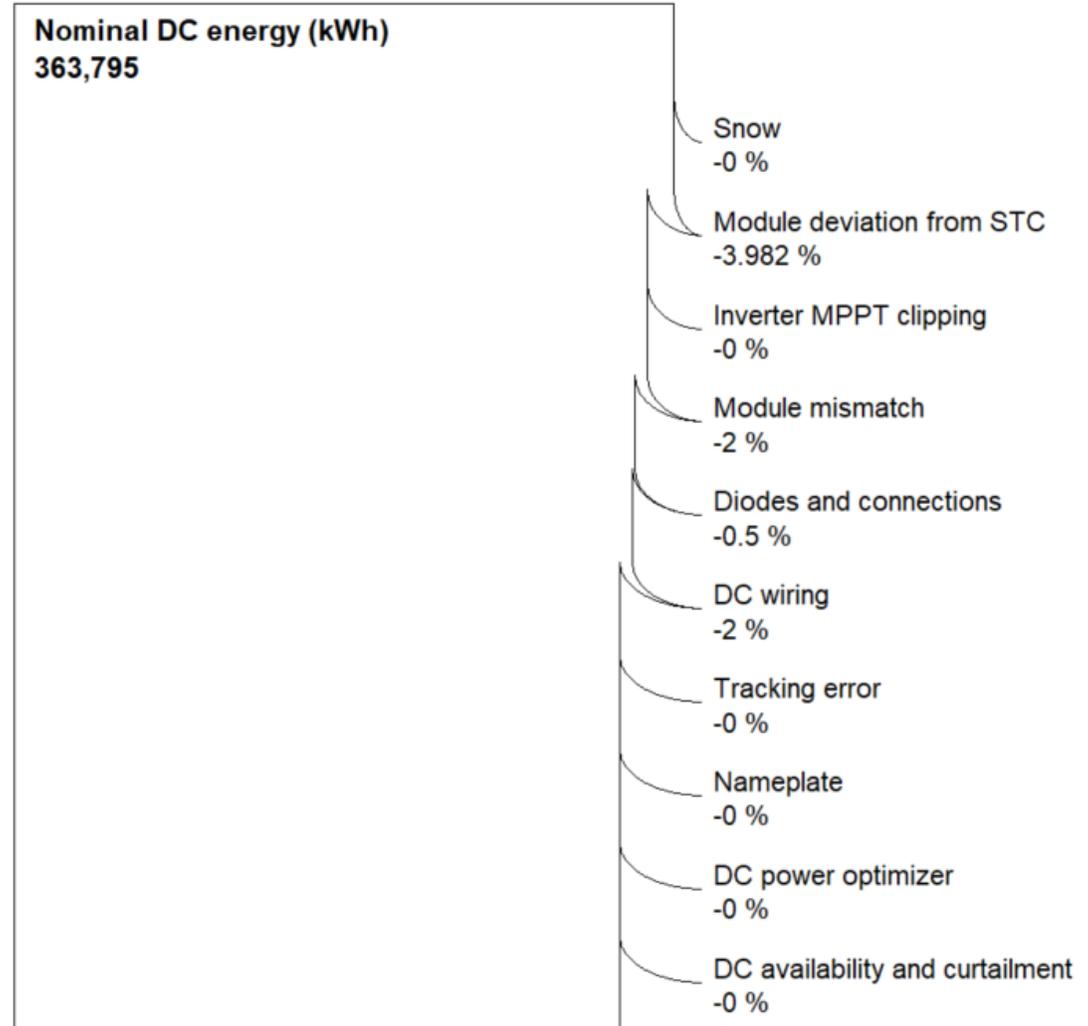
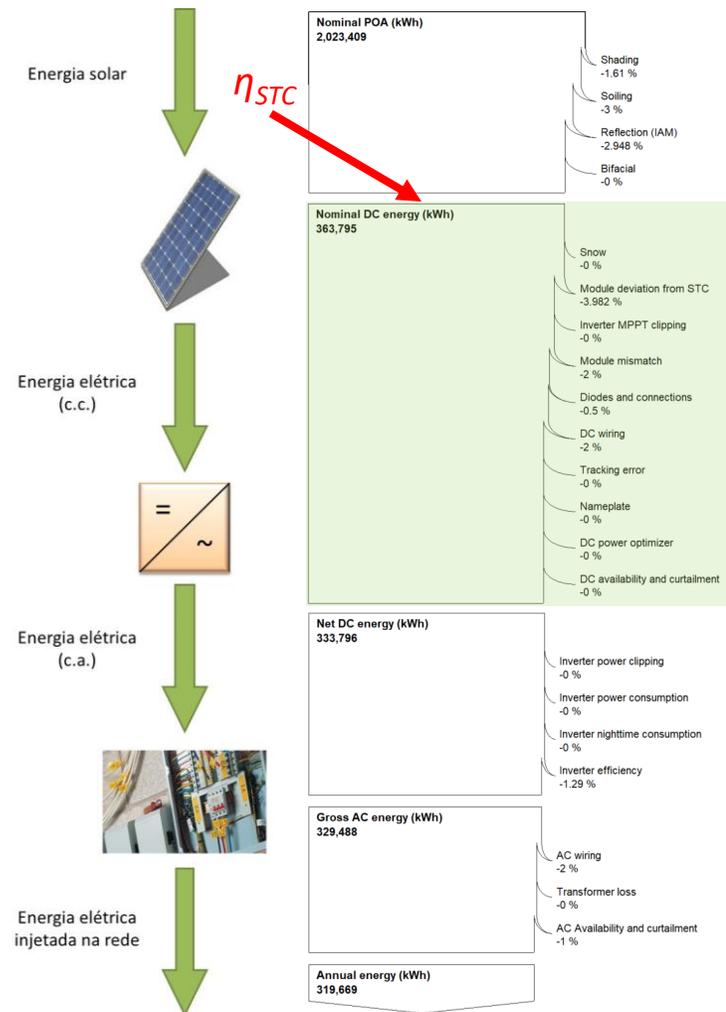
Update plot Table supports up to four temperature - slope pairs per row.

Fonte: System Advisor Model (NREL)

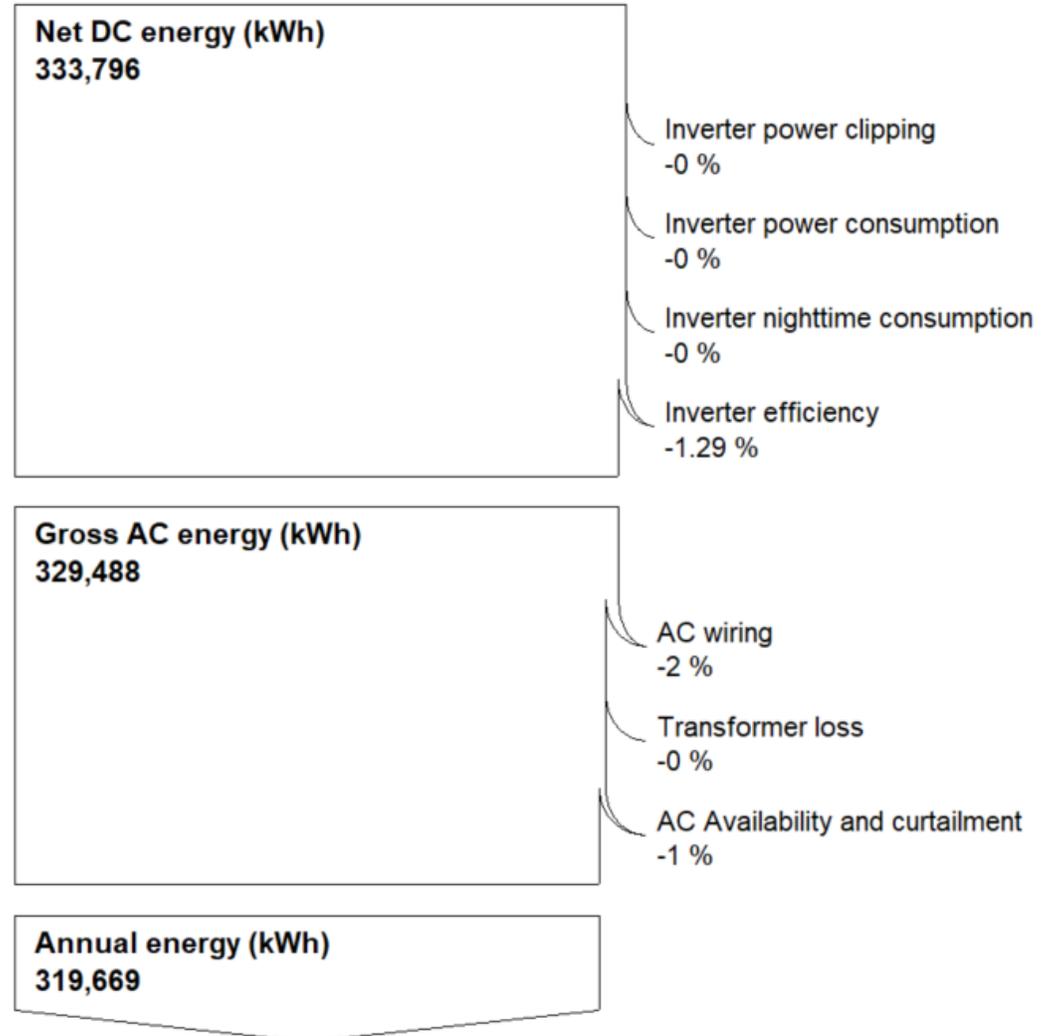
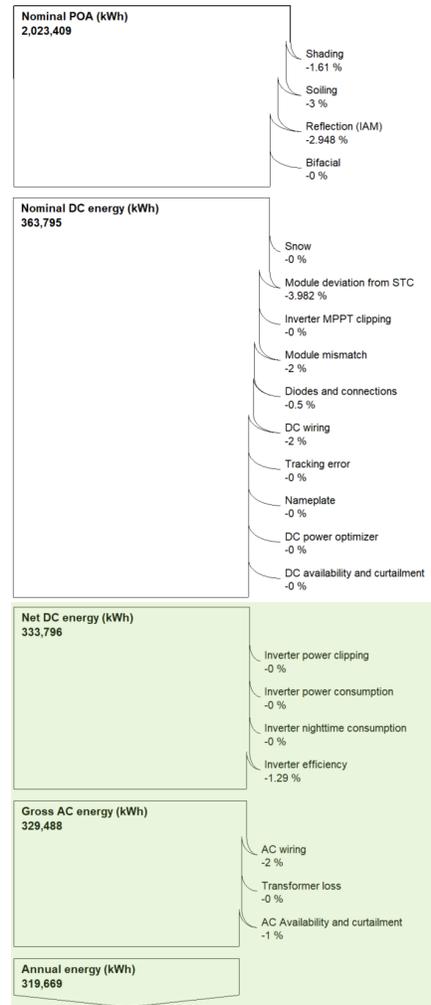
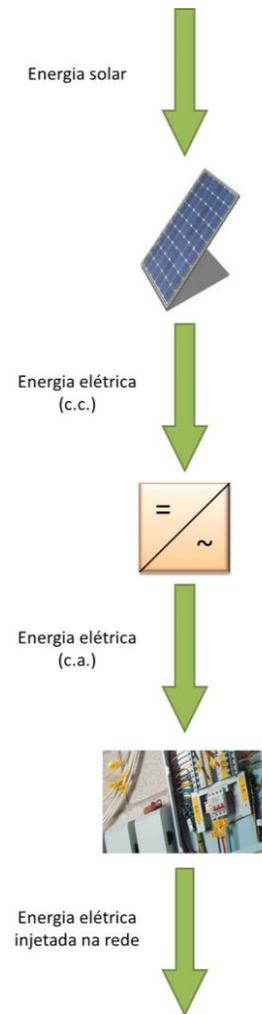
# Cenário de perdas



# Cenário de perdas



# Cenário de perdas



# Cálculo do desempenho anual

Conhecendo-se o cenário de perdas do sistema, deve-se simular seu funcionamento ao longo de um ano típico (com séries históricas de irradiância e temperatura ambiente obtidos de um banco de dados confiável). Isso permite o cálculo dos parâmetros anuais de desempenho, bem como da produção de energia. O cálculo pode ser feito de duas maneiras:

- Programas computacionais
- Cálculo com modelos matemáticos

$$T_c(i) = T_a(i) + \frac{G_\beta(i)}{800} (TNOC - 20)$$

$$P_{c.c.,teo(ajustado)}(i) = CP_{c.c.} P_N \frac{G_\beta(i)}{1\,000} [1 + \gamma(T_c(i) - 25)] \left[ 1 + c \ln \left( \frac{G_\beta(i)}{1\,000} \right) \right]$$

$$P_{c.a.,teo(ajustado)}(i) = CP_{c.a.} P_{NI} \left[ \frac{-(k_1 + 1) + \sqrt{(k_1 + 1)^2 - 4k_2 \left( k_0 - \frac{P_{c.c.,teo(ajustado)}(i)}{P_{NI}} \right)}}{2k_2} \right]$$

$$E_{R,ano} = \sum_{i=1}^n P_{c.a.,teo(ajustado)}(i) \times \Delta t$$

$$k_0 = \frac{1}{9} \frac{1}{\eta_{Inv1}} - \frac{1}{4} \frac{1}{\eta_{Inv0,5}} + \frac{5}{36} \frac{1}{\eta_{Inv0,1}};$$

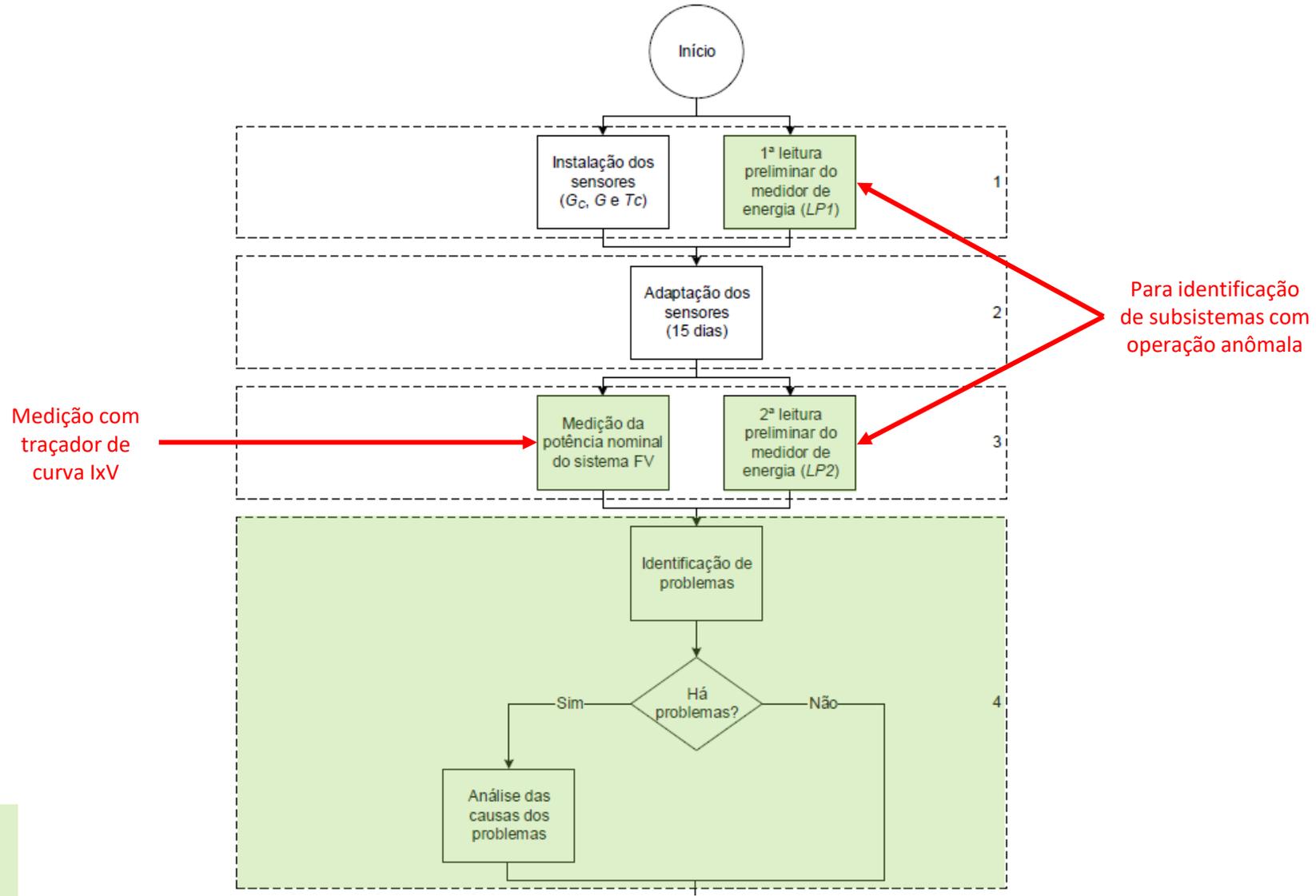
$$k_1 = -\frac{4}{3} \frac{1}{\eta_{Inv1}} + \frac{33}{12} \frac{1}{\eta_{Inv0,5}} - \frac{5}{12} \frac{1}{\eta_{Inv0,1}} - 1;$$

$$k_2 = \frac{20}{9} \frac{1}{\eta_{Inv1}} - \frac{5}{2} \frac{1}{\eta_{Inv0,5}} + \frac{5}{18} \frac{1}{\eta_{Inv0,1}}.$$

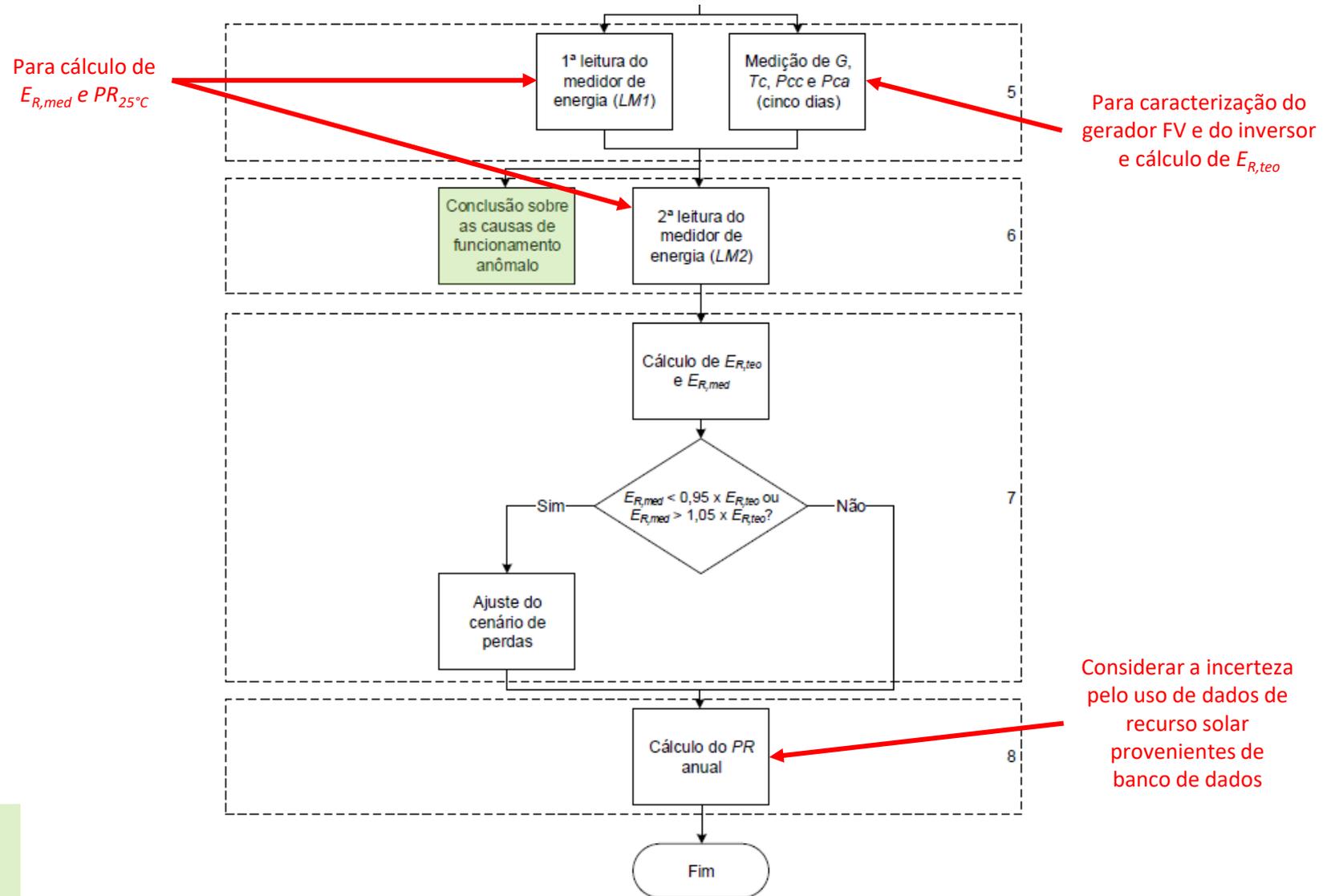
A Norma descreve dois procedimentos para a avaliação de desempenho:

- a) avaliação de desempenho tipo 1 – indicada para sistemas fotovoltaicos com apenas um inversor (um subsistema) e um medidor de energia;
- b) avaliação de desempenho tipo 2 – indicada para sistemas fotovoltaicos com múltiplos subsistemas, cada um com medidor de energia próprio (independente de haver ou não um medidor comum).

# Procedimento de avaliação de desempenho



# Procedimento de avaliação de desempenho



# Relatório de avaliação de desempenho

---

Após a conclusão do processo de avaliação de desempenho, um relatório deve ser fornecido. Este relatório deve incluir, no mínimo, as seguintes informações:

- a) informações descrevendo o sistema
- b) uma lista dos subsistemas que foram ensaiados
- c) um registro da avaliação (incluindo registro fotográfico)
- d) um registro dos dados medidos e dos resultados dos ensaios
- e) metodologia de cálculo
- f) incertezas
- g) intervalo recomendado até a próxima avaliação
- h) lista de falhas e recomendações para reparos ou melhorias
- i) assinatura da(s) pessoa(s) que realizou(aram) a avaliação