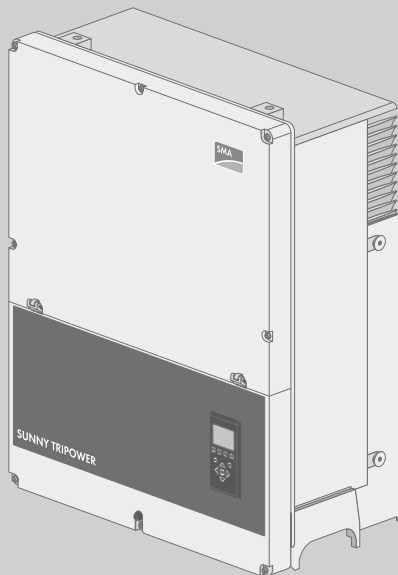




Installation Guide / Installationsanleitung /
Instrucciones de instalación / Instructions d'installation /
Istruzioni per l'installazione

SUNNY TRIPOWER 60



ENGLISH - Table of Contents

1	Introduction	15
1.1	Overview of Installation Area	16
1.2	Purpose of the Manual	16
1.3	Unpacking	18
1.4	Inverter Type Label	18
1.5	Installation Sequence	19
2	Installation	21
2.1	Environment and Clearances	21
2.2	Mounting the Wall Mounting Bracket	22
2.3	Mounting the Inverter	23
2.4	Disassembling the Inverter	24
2.5	Access to the Installation Area	24
2.6	Grid Connection	25
2.7	Cable Entry	26
2.8	Ethernet Connections	27
2.9	PV Connection	27
2.9.1	External PV Array Junction Boxes	27
2.10	Closure	29
3	Initial Setup and Start	29
3.1	User Interface	29
3.1.1	Operating Modes	29
3.2	Display	30
3.2.1	Initial Setup via LCS tool	30
3.2.2	Switching on the PV Load-Break Switch	31
3.2.3	Commissioning	31
3.3	LCS tool	31
3.3.1	Getting Started	33
4	Service	39
4.1	Troubleshooting	39

4.2	Maintenance	44
5	Technical Data	45
5.1	Specifications	45
5.2	Trip Settings	47
5.3	Compliance	47
5.4	Installation Conditions	49
5.5	Torque Specifications	50
5.6	Specifications for Grid Protection	50
5.7	Technical Data of the Communication Interface	51
5.8	Ethernet Connections	52
5.8.1	Network Topology	52
6	Contact	53

DEUTSCH - Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	59
1.1	Überblick über den Installationsbereich	60
1.2	Zweck des Handbuchs	60
1.3	Auspacken	62
1.4	Typenschild des Wechselrichters	62
1.5	Installationsreihenfolge	63
2	Installation	65
2.1	Umgebung und Abstände	65
2.2	Montage der Wandhalterung	66
2.3	Montage des Wechselrichters	67
2.4	Abbau des Wechselrichters	68
2.5	Zugang zum Installationsbereich	68
2.6	AC-Netzanschluss	69
2.7	Kabeleinführung	70
2.8	Ethernet-Anschlüsse	71
2.9	PV-Anschluss	71

2.9.1	Externe Generatoranschlusskästen	71
2.10	Schließen	73
3	Ersteinrichtung und Start	73
3.1	Benutzerschnittstelle	73
3.1.1	Betriebsarten	73
3.2	Display	74
3.2.1	Ersteinrichtung über LCS-Tool	75
3.2.2	PV-Lasttrennschalter einschalten	75
3.2.3	Inbetriebnahme	75
3.3	LCS-Tool	75
3.3.1	Erste Schritte	76
4	Service	82
4.1	Fehlersuche und -behebung	82
4.2	Wartung	88
5	Technische Daten	89
5.1	Spezifikationen	89
5.2	Abschalteinstellungen	91
5.3	Konformität	92
5.4	Installationsbedingungen	93
5.5	Drehmomentspezifikationen	94
5.6	Spezifikation für die Netzsicherungen	94
5.7	Technische Daten der Kommunikationsschnittstellen	95
5.8	Ethernet-Anschlüsse	96
5.8.1	Netzwerktopologie	96
6	Kontakt	97

ESPAÑOL - Índice

1	Introducción	103
1.1	Vista general de la planta	104
1.2	Objetivo de estas instrucciones	104
1.3	Desembalaje	106
1.4	Placa de características del inversor	106
1.5	Orden de instalación	107
2	Instalación	109
2.1	Entorno y espacios libres	109
2.2	Montaje del soporte mural	110
2.3	Montaje del inversor	111
2.4	Desmontaje del inversor	112
2.5	Acceso al área de instalación	112
2.6	Conexión de red de CA	113
2.7	Entrada de cables	114
2.8	Conexiones de ethernet	115
2.9	Conexión FV	115
2.9.1	Cajas de conexión del generador externas	115
2.10	Cerrar	117
3	Configuración inicial y arranque	117
3.1	Interfaz de usuario	117
3.1.1	Tipos de funcionamiento	117
3.2	Pantalla	118
3.2.1	Ajuste inicial mediante herramienta LCS	119
3.2.2	Ponga el interruptor-seccionador FV en posición ON	119
3.2.3	Arranque	119
3.3	Herramienta LCS	119
3.3.1	Primeros pasos	120
4	Mantenimiento	126
4.1	Resolución de problemas	126

4.2	Mantenimiento	132
5	Datos técnicos	133
5.1	Especificaciones	133
5.2	Ajustes de desconexión	135
5.3	Conformidad	136
5.4	Condiciones de la instalación	137
5.5	Especificaciones del par de apriete	138
5.6	Especificaciones del circuito de la red eléctrica	138
5.7	Especificaciones de la interfaz auxiliar	139
5.8	Conexiones de ethernet	140
5.8.1	Topología de red	140
6	Contacto	141

FRANÇAIS - Table des matières

1	Introduction	147
1.1	Aperçu de la zone d'installation	148
1.2	Objet du manuel	148
1.3	Déballage	150
1.4	Plaque signalétique de l'onduleur	150
1.5	Séquence d'installation	151
2	Installation	153
2.1	Environnement et distances	153
2.2	Montage du support mural	154
2.3	Montage de l'onduleur	155
2.4	Démontage de l'onduleur	156
2.5	Accès à la zone d'installation	156
2.6	Raccordement au réseau AC	157
2.7	Entrée des câbles	158
2.8	Raccordements Ethernet	159
2.9	Raccordement photovoltaïque	159

2.9.1	Boîtiers de jonction externes	159
2.10	Fermeture	161
3	Configuration initiale et démarrage	161
3.1	Interface utilisateur	161
3.1.1	Mode de fonctionnement	161
3.2	Écran	162
3.2.1	Configuration initiale via l'outil LCS	163
3.2.2	Activation de l'interrupteur-sectionneur DC	163
3.2.3	Mise en service	163
3.3	L'outil LCS	163
3.3.1	Premières étapes	164
4	Service	170
4.1	Recherche d'erreurs et dépannage	170
4.2	Maintenance	177
5	Données techniques	178
5.1	Spécifications	178
5.2	Réglages de déconnexion	180
5.3	Conformité	181
5.4	Conditions d'installation	182
5.5	Spécifications de couple	183
5.6	Spécifications pour la protection du réseau	183
5.7	Spécifications de l'interface de communication	184
5.8	Raccordements Ethernet	185
5.8.1	Topologie du réseau	185
6	Contact	186

ITALIANO - Indice

1	Introduzione	191
1.1	Panoramica sull'area di installazione	192
1.2	Scopo del presente manuale	192
1.3	Disimballaggio	194
1.4	Targhetta di identificazione dell'inverter	194
1.5	Ordine d'installazione	195
2	Installazione	197
2.1	Ambiente e distanze	197
2.2	Montaggio del supporto da parete	198
2.3	Montaggio dell'inverter	199
2.4	Rimozione dell'inverter	200
2.5	Accesso all'area di installazione	200
2.6	Collegamento rete CA	201
2.7	Introduzione dei cavi	202
2.8	Collegamenti Ethernet	203
2.9	Collegamento dell'impianto FV	203
2.9.1	Quadri di parallelo stringhe esterni	203
2.10	Chiusura	205
3	Setup iniziale e avviamento	205
3.1	Interfaccia utente	205
3.1.1	Modi di funzionamento	205
3.2	Display	206
3.2.1	Setup iniziale attraverso il tool LCS	207
3.2.2	Attivazione dell'interruttore del carico FV	207
3.2.3	Messa in servizio	207
3.3	Tool LCS	207
3.3.1	Primi passi	208
4	Servizio di assistenza tecnica	214
4.1	Ricerca degli errori	214

4.2	Manutenzione	220
5	Dati tecnici.	221
5.1	Specifiche	221
5.2	Impostazioni di scollegamento	223
5.3	Conformità	224
5.4	Condizioni di installazione	225
5.5	Specifiche di coppia	226
5.6	Specifiche interfaccia ausiliaria	226
5.7	Dati tecnici delle interfacce di comunicazione.	227
5.8	Collegamenti Ethernet	228
	5.8.1 Topologia della rete	228
6	Contatto.	229

Legal Provisions

The information contained in this document is the property of SMA Solar Technology AG. Publishing its content, either partially or in full, requires the written permission of SMA Solar Technology AG.

Any internal company copying of the document for the purposes of evaluating the product or its correct implementation is allowed and does not require permission.

SMA Warranty

You can download the current warranty conditions from the Internet at www.SMA-Solar.com.

Trademarks

All trademarks are recognized, even if not explicitly identified as such. A lack of identification does not mean that a product or symbol is not trademarked.

The BLUETOOTH® word mark and logos are registered trademarks owned by Bluetooth SIG, Inc. and any use of these marks by SMA Solar Technology AG is under license.

Modbus® is a registered trademark of Schneider Electric and is licensed by the Modbus Organization, Inc.

QR Code is a registered trademark of DENSO WAVE INCORPORATED.

Phillips® and Pozidriv® are registered trademarks of Phillips Screw Company.

Torx® is a registered trademark of Acument Global Technologies, Inc.

SMA Solar Technology AG






Sonnenallee 1
34266 Niestetal
Germany

Tel. +49 561 9522-0
Fax +49 561 9522-100
www.SMA.de
E-mail: info@SMA.de

© 2004 to 2015 SMA Solar Technology AG. All rights reserved.

IMPORTANT SAFETY INFORMATION

The following symbols are used in this document:

Symbol	Explanation
 DANGER	Indicates a hazardous situation which, if not avoided, will result in death or serious injury
 WARNING	Indicates a hazardous situation which, if not avoided, can result in death or serious injury
 CAUTION	Indicates a hazardous situation which, if not avoided, can result in minor or moderate injury
NOTICE	Indicates a situation which, if not avoided, can result in property damage
 QUALIFIED PERSON	Indicates that the following section contains tasks that must be performed by qualified persons only
	Information that is important for a specific topic or goal, but is not safety-relevant
<input type="checkbox"/>	Indicates a requirement for meeting a specific goal
<input checked="" type="checkbox"/>	Desired result
x	A problem that might occur

General Safety

CAUTION

This manual contains important instructions that must be followed during installation and maintenance of the inverter.



Before Installation

Check the inverter and the packaging for damage. If in doubt, contact the supplier before commencing installation.

WARNING

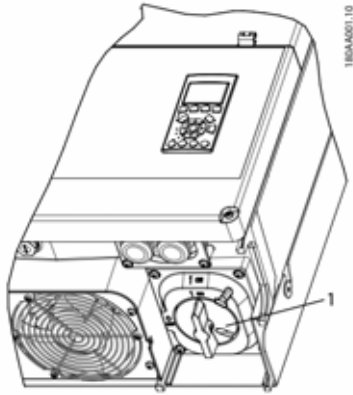
Installation

For optimum safety, follow the steps described in this document. Keep in mind that the inverter has two voltage carrying sides, the PV input and the utility grid.

DANGER

Disconnecting the inverter

Before working on the inverter, disconnect it from the utility grid by means of the main switch and switch off PV using the integrated PV load-break switch (DC load-break switch). Ensure that the inverter cannot be unintentionally reconnected. Use a voltage detector to ensure that the unit is disconnected and voltage free. The inverter can still be charged with very high voltage at hazardous levels even when it is disconnected from utility grid and PV modules. Wait at least five minutes after disconnection from the utility grid and PV modules before proceeding.



1 PV load-break switch

Figure 1.1

i INFORMATION

The PV load-break switch can be secured in the 'Off' position using a padlock.

⚠ CAUTION

DC voltages up to 1,000 V are present in a PV system even when the inverter is disconnected from the utility grid. Faults or inappropriate use may lead to electric arcing.

⚠ CAUTION

MAINTENANCE AND MODIFICATION

Only authorized personnel are permitted to repair or modify the inverter. To ensure personal safety, use only original spare parts available from the supplier. If non-original spare parts are used, compliance with CE/UL guidelines in respect of electrical safety, EMC and machine safety is not guaranteed.

⚠ WARNING

INSTALLER

Observe the National Electric Code, ANSI/NFPA 70. Input and output circuits are isolated from the enclosure. System grounding is the responsibility of the installer.

⚠ WARNING

RISK OF ELECTRIC SHOCK

These maintenance instructions are intended for use by qualified personnel only. To reduce the risk of electric shock, do not perform any maintenance work other than that specified in the user manual unless you are qualified to do so.

⚠ WARNING

The inverter is not equipped with a transformer and is intended to be installed according to NFPA 70, 690.35 with an ungrounded (floating) PV array.

⚠ WARNING

Input and output circuits are isolated from the enclosure. System grounding, if required by the Canadian Electrical Code, Part I, is the responsibility of the installer.

⚠ CAUTION

All persons responsible for the installation and maintenance of inverters must be:

- Trained and authorized in general safety rules for work on electric equipment.
- Familiar with local requirements, rules and regulations for the installation.

⚠ CAUTION

The inverter does not provide overcurrent protection. This must be provided by the installer. See table 5.8

⚠ CAUTION

The temperature of the cooling elements and components in the inverter can exceed 70 °C / 158 °F. There is a risk of burns.

The inverter is to be installed in such way that hot components cannot be touched.

⚠ CAUTION

To reduce the risk of fire, connect the inverter only to a circuit provided with 125 A maximum branch-circuit overcurrent protection in accordance with the *National Electrical Code*[®], ANSI/NFPA 70.

i INFORMATION

Use 75°C or 90°C cables, either AWG copper or AWG aluminum. See Section 2.7, page 26.

i INFORMATION

The symbol for grounding conductors used in this manual is identified in figure 2.18.

The on/off symbol is identified in Section 3.2.2, page 31.

i INFORMATION

For information about the operating temperature range, see Section 5.4, page 49.

i INFORMATION




This manual contains information about field wiring connections and torque specifications. See Section 5.5, page 50.



i INFORMATION

This device has been tested and found to comply with the thresholds for a Class B digital device, pursuant to part 15 of the FCC Rules. These thresholds are intended to provide an adequate level of protection against harmful interference when using the device in residential areas. The inverter generates, uses and can radiate radio frequency energy and, if not installed and used in accordance with the instructions, may cause harmful interference to radio communications. However, there is no guarantee that interference will not occur in a particular installation. If this device does cause harmful interference to radio or television reception, which can be determined by turning the device off and on, the user is encouraged to try to correct the interference by one or more of the following measures:

- Reorient or relocate the receiving antenna.
- Increase the distance between the device and receiver.
- Do not connect the device to a circuit for radio or television receivers.
- Consult your distributor or a trained radio/TV technician for help.

Symbols on the Inverter

Symbol	Explanation
	Danger to life due to electric shock The product operates at high voltages. All work on the product must be carried out by qualified persons only.
	Danger This symbol indicates that the inverter must be additionally grounded if additional grounding or equipotential bonding is required at the installation site.
	Danger to life due to high voltages in the inverter; observe waiting time. High voltages that can cause lethal electric shocks are present in the live components of the inverter. Prior to performing any work on the inverter, disconnect it from all voltage sources as described in this document.

Symbol	Explanation
	<p>Risk of burns due to hot surfaces</p> <p>The product can get hot during operation. Avoid contact during operation. Allow the product to cool down sufficiently before carrying out any work.</p>
	<p>Observe the documentation</p> <p>Observe all documentation supplied with the product.</p>

Compliance

Further information can be found in the download area of www.SMA-Solar.com (see also Section 5, page 45).

1 Introduction

The STP 60 inverters are designed to act exclusively as grid-tie inverters for PV systems. The inverter converts direct voltage generated by a PV array to alternating current. The device must be connected to the utility grid and a sufficient number of PV modules in order to operate properly. The STP 60 inverters are not suitable for any other applications (such as operation with battery or wind turbine systems).

The STP 60 system consists of four main components:

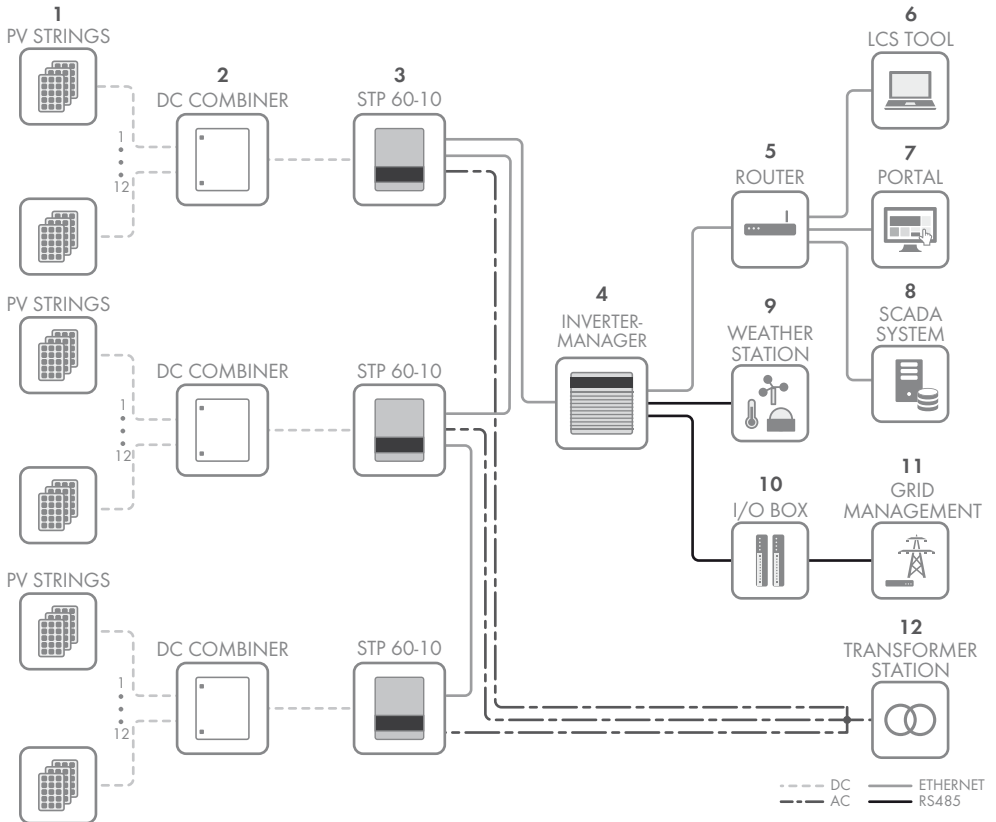
- Sunny Tripower 60
- PV array junction box

The PV array junction box makes it possible to combine the needed number of PV strings for the STP 60 inverter. A PV array junction box is needed for each STP 60 inverter.
- SMA Inverter Manager

The SMA Inverter Manager is required for the operation of the Sunny Tripower 60. Up to 42 Sunny Tripower 60 inverters can be connected to one SMA Inverter Manager. The SMA Inverter Manager handles all communication of the inverters. It serves as central interface for data acquisition systems, upload to cloud services and power-plant control.
- Local commissioning and service tool (LCS tool)

The LCS tool is required for commissioning and servicing STP 60 inverters via the SMA Inverter Manager. The LCS tool acts as the primary user interface of the STP 60 system.

1.1 Overview of Installation Area



1	PV strings
2	PV array junction box
3	Sunny Tripower 60
4	SMA Inverter Manager
5	Router
6	LCS tool
7	Portal
8	SCADA system
9	Weather station
10	I/O box
11	Grid management
12	Transformer station

1.2 Purpose of the Manual

The installation manual provides information on the installation and commissioning of the STP 60 inverter series. Additional resources available:

- Quick reference guide for commissioning of the STP 60 inverters – for information required to commission the STP 60 inverters as well as setup of inverter communication.
- Installation manual of the SMA Inverter Manager and the I/O box – for information required to commission the STP 60 inverter as well as setup of inverter communication
- Planning guidelines – for information required for detailed inverter layout planning in a diversity of solar energy applications.

- Service manual for replacing the fan - for information required to replace a fan.
- Service manual for replacing the SPDs - for information required to replace surge protection devices.

These documents are available from the download area at www.SMA-Solar.com or from the supplier of the PV inverter.

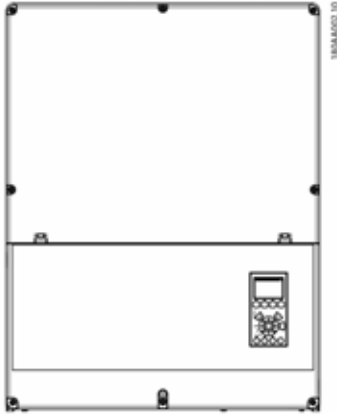


Figure 1.2 Sunny Tripower 60

Abbreviation	Description
ANSI	American National Standards Institute
AWG	American Wire Gauge
cat5e	Category 5 twisted pair cable (enhanced) for data transmission
DHCP	Dynamic Host Configuration Protocol - enables automatic assignment of the network address via the DHCP server
DGO	Distribution Grid Operator
DSL	Digital Subscriber Line
EMC (directive)	Electromagnetic compatibility directive
ESD	Electrostatic Discharge
FCC	Federal Communications Commission
FRT	Fault Ride Through
GSM	Global System for Mobile Communications (standard for digital cellular mobile network)
HDD	Hard Disk Drive
IEC	International Electrotechnical Commission - international standards organization
IT	Isolated Terra
LCS	Local Commissioning and Service

Abbreviation	Description
LED	Light-Emitting Diode
LVD (Directive)	Low voltage directive
MCB	Circuit Breaker
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracking determines the point of optimum PV power
NFPA	National Fire Protection Association
P	P is the symbol for active power and is measured in Watts (W).
PCB	Printed Circuit Board
PCC	Point of Common Coupling - point of interconnection The point on the public electricity network to which other customers are, or could be, connected.
PE	Protective Grounding
PELV	Protected Extra-Low Voltage
PLA	Power Level Adjustment = Output power limitation
P_{nom}	Power [W], Nominal active power
POC	Point of Connection The point at which the PV system is connected to the public utility grid.
P_{STC}	Power [W], Standard Test Conditions
PV	Photovoltaic, photovoltaic cells
RCD	Residual-Current Device
RCMU	Residual Current Monitoring Unit
R_{ISO}	Insulation resistance
ROCOF	Rate of Change of Frequency
Q	Q is the symbol for reactive power and is measured in reactive volt-amperes (VAr).
S	S is the symbol for apparent power and is measured in volt-amperes (VA).
STC	Standard Test Conditions
SW	Software
THD	Total Harmonic Distortion
TN-S	Terra Neutral - Separate. AC Network
TN-C	Terra Neutral - Combined. AC Network
TN-C-S	Terra Neutral - Combined - Separate. AC Network
TT	Terra Terra. AC Network

1.3 Unpacking

Content:

- Inverters
- Wall mounting bracket
- Accessories bag containing:
 - 6 wall plugs 8 x 50 mm
 - 6 mounting screws 6 x 60 mm
 - 1 M25 cable gland with sealing grommet for Ethernet cables
 - 1 grounding bolt M6 x 12 mm
 - For STP 60-10-US additionally included: 2 x cable channel with conduit bracket (2")
- Installation manual
- Quick reference guide for installation

1.4 Inverter Type Label

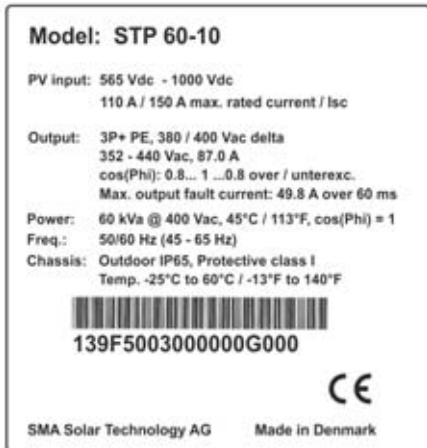


Figure 1.3 Sunny Tripower 60 type label

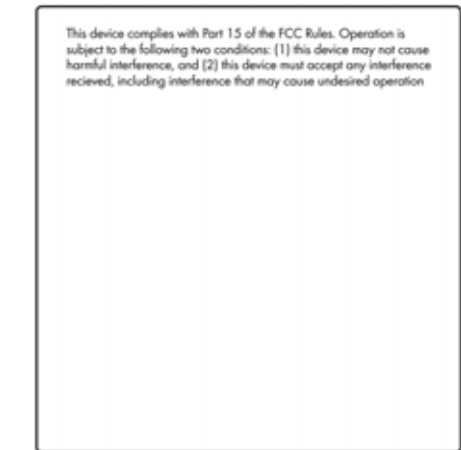


Figure 1.4 Sunny Tripower 60-US type label

The type label on the side of the inverter shows:

- Device type
- Important technical data
- Serial number, located under the bar code, for inverter identification

1.5 Installation Sequence

1. Pay special attention to the important safety information at the beginning of this manual.
2. Mount the inverter according to Section 2.1, page 21, Section 2.2, page 22, Section 2.3, page 23.
3. Open the inverter in accordance with Section 2.5, page 24.
4. Install the AC supply in accordance with Section 2.6, page 25.
5. Install Ethernet in accordance with Section 5.8, page 52.
6. Install the PV module in accordance with Section 2.9, page 27 using a PV array junction box.
7. Close the inverter in accordance with Section 2.5, page 24.
8. Turn on AC.
9. Finalize commissioning by using the Local Commissioning and Service Tool (LCS tool). The tool is available from the download area at www.SMA-Solar.com. The hardware requirements for the LCS tool are:
 - PC with Windows™ 7 and later
 - 1 GB HDD
 - 2 GB RAMThe LCS tool must be installed on a local PC drive. The PC must be connected to the system network of the SMA Inverter Manager. For setup via the LCS tool, refer to Section 3.3, page 31.
10. Switch on the PV system via the PV load-break switch.
11. Verify the installation by:
 - Inverter display: LED "On" is permanently green.
 - LCS tool: In the inverter view, the status is "On grid".
12. The inverter is in operation now.

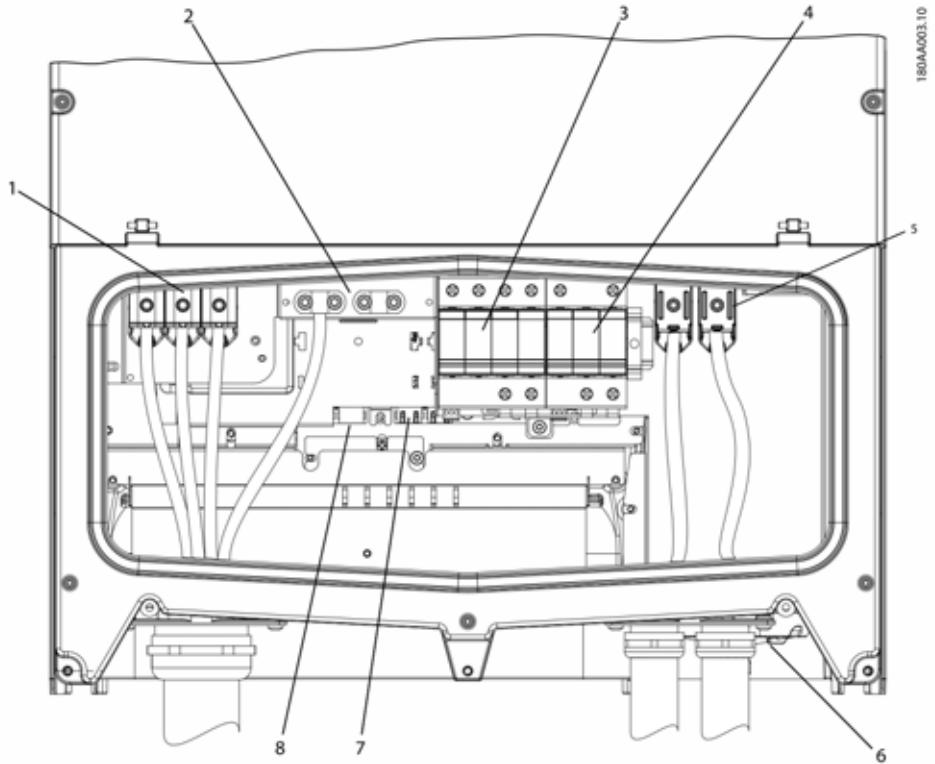


Figure 1.5 Overview of the installation area

PELV (safe to touch)

2	Device grounding
7	Ethernet interface x 2
8	RS-485 interface (not in use)

Live Parts

1	AC terminals
5	PV terminals

Other

3	AC overvoltage protection (SPDs)
4	DC overvoltage protection (SPDs)
6	PV load-break switch

Figure 1.2 Overview of the installation area

2 Installation

2.1 Environment and Clearances



Figure 2.1 Avoid constant contact with water



Figure 2.2 Avoid direct solar irradiation

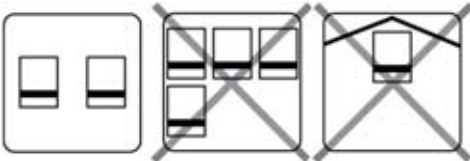


Figure 2.3 Ensure adequate air flow

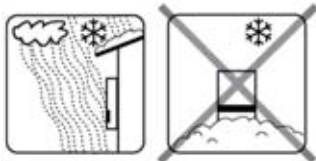


Figure 2.4 Ensure adequate air flow

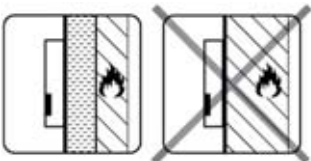


Figure 2.5 Mount on non-flammable surface

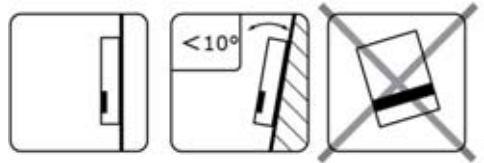


Figure 2.6 Mount upright on vertical surface. Backwards tilt of up to ten degrees is permitted.



Figure 2.7 Prevent dust and ammonia gases

INFORMATION

When planning the installation site, ensure that the inverter product label and warning labels remain visible. For detailed information, see Section 5, page 45.

2.2 Mounting the Wall Mounting Bracket

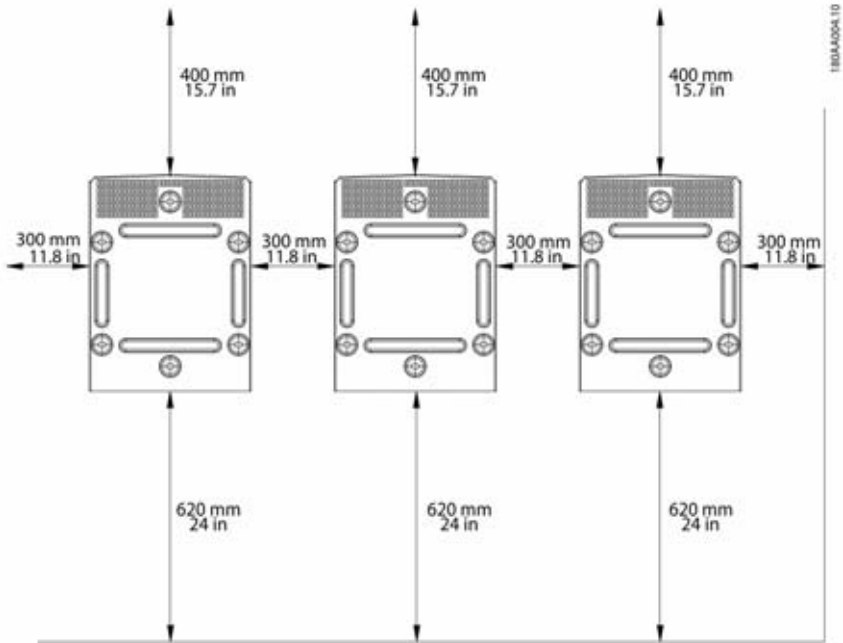


Figure 2.8 Safety clearances



INFORMATION

Ensure 620 mm/24 inches base clearance for adequate airflow.

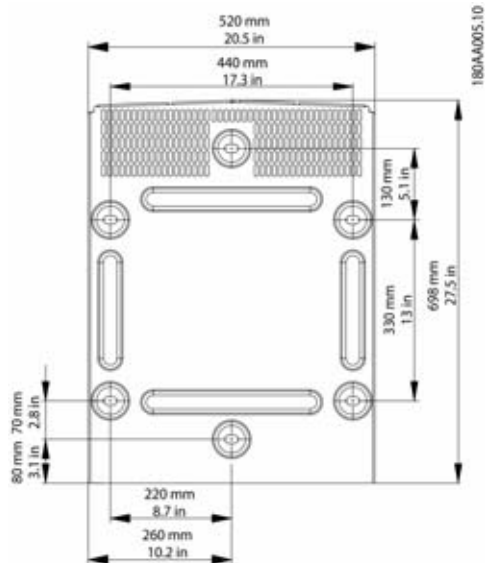


Figure 2.9 Wall mounting bracket

i INFORMATION

Use of the wall mounting bracket delivered with the inverter is mandatory. If the inverter is mounted without the wall mounting bracket, the warranty becomes void. It is highly recommended to use all six mounting holes.

Mounting of the wall mounting bracket:

- Mount the wall mounting bracket in the defined environment
- Use screws and wall plugs that can safely carry the weight of the inverter.
- Ensure that the mounting plate is correctly aligned.
- Observe safe clearances when installing one more inverters, to ensure adequate airflow. Clearances are specified in figure 2.8 and on the mounting plate label.
- Mounting multiple inverters side by side in a single row is recommended. Contact the supplier for guidelines when mounting inverters in more than one row.
- Ensure adequate clearance at the front, for safe installation and service access to the inverter.



Figure 2.10 Mounting of the wall mounting bracket

2.3 Mounting the Inverter

⚠ CAUTION

Refer to local health and safety regulations when handling the inverter.

Procedure:

1. Lift the inverter. Locate the slots on the side of the wall mounting bracket. Use M12 or ½ in lifting bolts and matching nuts (not included in the scope of delivery).

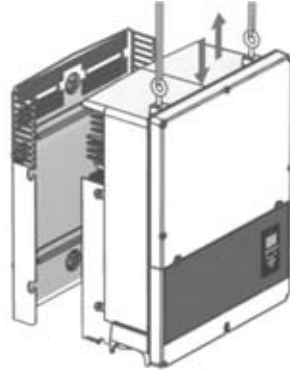


Figure 2.11 Position the inverter

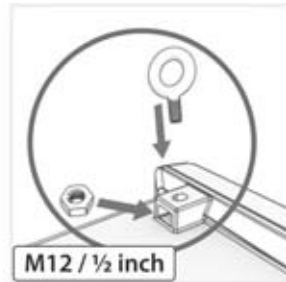


Figure 2.12 Lifting bolts

2. On the inverter, position the side screws against the wall mounting bracket slots.
3. Push the inverter as shown so the side screws slide into the two lower slots and the two upper slots. See figure 2.13 and figure 2.14

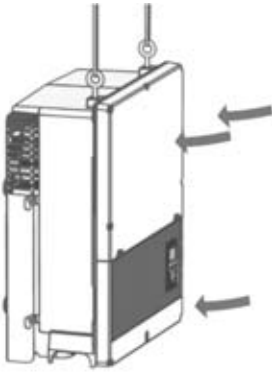


Figure 2.13 Sliding the screws into the slots

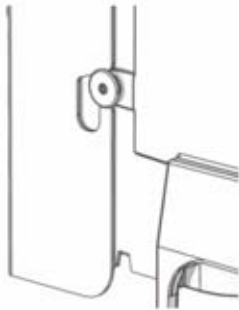


Figure 2.14 Detail of sliding into slot

4. Check that the four side screws sit securely in the mounting plate slots.
5. Release the inverter.

2.4 Disassembling the Inverter

Procedure:

1. Disassemble the inverter in the reverse mounting order.
2. Lift and slide the inverter out of the mounting plate slots.
3. Lift the inverter free of the mounting plate.

2.5 Access to the Installation Area

⚠ DANGER

Before working on the inverter, disconnect it from the utility grid by means of the main switch and switch off PV using the integrated PV load-break switch (DC load-break switch). Ensure that the inverter cannot be unintentionally reconnected. Use a voltage detector to ensure that the unit is disconnected and voltage free. The inverter can still be charged with very high voltage at hazardous levels even when it is disconnected from utility grid and PV modules. Wait at least five minutes after disconnection from the utility grid and PV modules before proceeding.

⚠ CAUTION

Observe ESD safety regulations. Discharge any electrostatic charge by touching the grounded enclosure, before handling any electronic component.

Procedure:

1. To open the cover, loosen the three lower front screws using a TX 30 screwdriver. The screws are captive screws and cannot fall out.
2. Open the cover and flap it back. A magnet enables the cover to stay open.
3. To close the cover, lower it into place and fasten the three front screws.



Figure 2.15 Loosen front screws and lift the cover

2.6 Grid Connection

⚠ DANGER

These instructions for utility grid connection are for qualified personnel only. To reduce the risk of electric shock, do not perform any maintenance work other than that specified in the user manual unless you are qualified to do so.

⚠ CAUTION

For fuse and RCD information, refer to Section 5, page 45. AC fuse rating must not exceed the ampacity of the conductors used.

i INFORMATION

All electrical installations in the U.S. and Canada must be made in accordance with the local standards and *National Electrical Code*® ANSI/NFPA70 or the *Canadian Electrical Code*® CSA C22.1.

- Before connecting the inverter to the utility grid, contact your local grid operator. The electrical connection of the inverter must be carried out by qualified persons only.
- Ensure that no cables used for electrical connection are damaged.

IMI Detection

The inverter has built-in IMI/RCMU (Insulation Monitoring Interrupter / Residual Current Monitoring Unit) according to the UL 1741 for non-isolated EPS interactive PV inverters. It acts on continuous ground fault current and a sudden change in the ground fault current. This functionality is activated during normal operation.

Insulation Resistance Detection

The inverter has a built-in insulation resistance detection / ISO circuit, which is certified according to the UL 1741 for non-isolated EPS interactive PV inverters. The insulation resistance detector performs a measurement of the connected PV system resistance to ground before the inverter connects to the grid. If the resistance is below the grid code set value, the inverter will wait and re-measure the resistance after a short while. When the resistance is above the grid code set value, the inverter performs a self-test and connects to the grid.

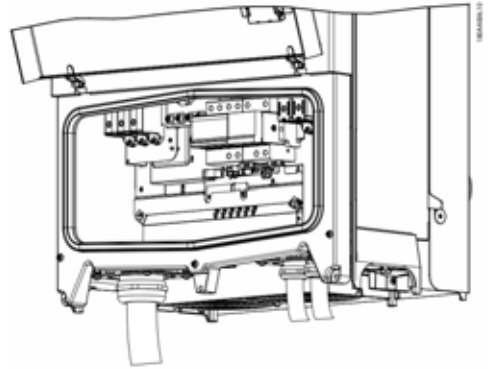


Figure 2.16 Installation area

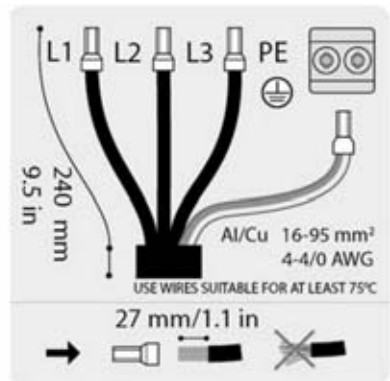


Figure 2.17 AC cable wire strip

i INFORMATION

For AC connection, cables with multi-strand, fine-strand or extra fine-strand conductors can be used (see figure 2.18).

When using fine-strand or extra fine-strand conductors, bootlace ferrules must be used for the connection.

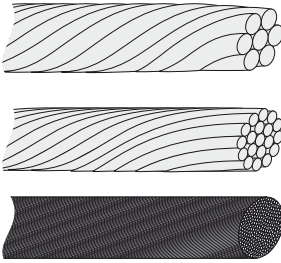


Figure 2.18 Cables with different conductors (from top to bottom): single strand, multi strand, fine stand and extra-fine strand

The STP 60 inverter must only be connected to a three-phase grid.

On the AC cable, strip insulation on all four wires. The protective conductor (PE) must be longer than the grid wires. See figure 2.17.

1. Verify that the nominal voltage of the inverter matches the grid voltage.
2. Ensure that the main circuit breaker is released, and take precautions to prevent reconnection.
3. Open the front cover.
4. Insert the cable through the AC cable gland to the connecting terminal plate.
5. Connect the three grid wires (L1, L2, L3) and the grounding conductor (PE) to the connecting terminal plate with the respective markings. The grounding conductor is marked with the symbol shown in figure 2.19.
6. Optional: Make an extra PE connection at the secondary PE grounding points using the external device grounding bolt delivered with the inverter. See figure 5.2.
7. All wires must be properly fastened with the correct torque. See Section 5.5, page 50.



Figure 2.19 Protective conductor symbol

⚠ WARNING

LEAKAGE CURRENT HAZARD

Leakage currents exceed 3.5 mA. Failure to ground the inverter properly can result in death or serious injury.

- Ensure the correct grounding of the devices by a certified electrical installer.

2.7 Cable Entry

Options for cable entry

- For STP 60-10: cable glands (pre-mounted)
- For STP 60-10-US: two-inch conduit adapters (included in delivery)

When replacing the two-inch conduit adapters, ensure to tighten the screws in the order shown in figure 2.19 and figure 2.20. First tighten all screws with 0.75 Nm and then 2.5 Nm.

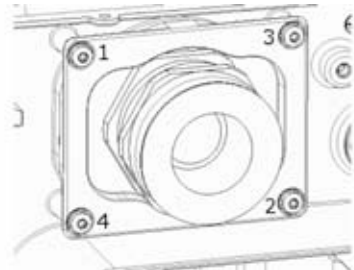


Figure 2.20 AC mounting bracket

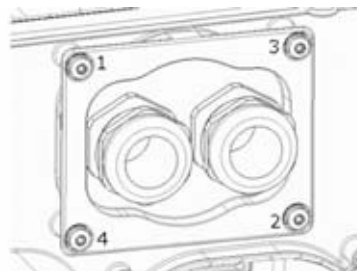


Figure 2.21 DC mounting bracket

Terminal	Range ¹⁾	Max. conductor temperature rating	Conductor material	Cable sheath diameter with supplied cable gland
AC+PE	16 to 95 mm ² 6 to 4/0 AWG	90°C	Al/Cu	37 to 44 mm
PV	16 to 95 mm ² 6 to 4/0 AWG	90°C	Al/Cu	14 to 21 mm

Table 2.1 Suitable conductor sizes

¹⁾ Always observe the ampacity of cables used.

2.8 Ethernet Connections

For outdoor use, ensure that an appropriate cable is used. If the cable is very stiff, an intermediate terminal should be used in order to change from a stiff to a more flexible cable before entering the inverter. For some cables it might be sufficient to remove the hard outer mantle of the part of the cable inside the inverter enclosure. This is to protect the PCB-mounted RJ-45 Ethernet ports from excessive strain, which could lead to damage or connection issues.

Procedure:

1. Do not remove the RJ-45 connector on the Ethernet cable.
2. Run the cables through the base of the inverter via cable glands. See figure 2.22.
3. Cut slice in rubber grommet. Place the grommet in the gland to ensure proper seal.
4. Plug into the Ethernet connector.



Figure 2.22 Run cables through cable glands

2.9 PV Connection

2.9.1 External PV Array Junction Boxes

PV strings must be connected to the DC input via an external PV array junction box. The PV array junction box connects the PV strings of the PV array and protects the individual strings against overcurrent.

i INFORMATION

The same number and type of modules must be connected to all PV strings connected to the PV array junction box. In addition, all connected modules must have the same orientation.

i INFORMATION

Observe correct fuse rating. Consult module manufacturers' manuals for information on correct string fuse rating.

Use a suitable voltage detector that can measure up to 1,000 V DC. Verify the polarity and maximum voltage of the PV arrays by measuring the PV open-circuit voltage. The inverter is protected against reversed polarity and will not generate power until the polarity is correct.

The combined output from the DC combiner must be connected to the DC input of the STP 60 inverter.

⚠ CAUTION

PV array is floating, with both the (+) and (-) conductors connected to the inverters' PV inputs. Neither conductor is connected to ground.

The DC power can be disconnected with the inverter-integrated DC load-break switch.

⚠ CAUTION

Do NOT connect PV to ground!

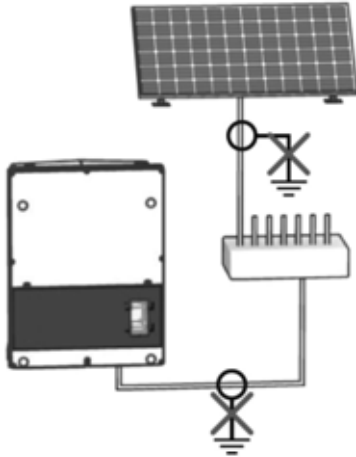


Figure 2.24 Do not connect PV to ground!

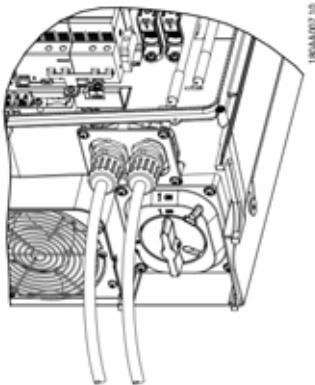


Figure 2.25: DC connection area

i INFORMATION

Cables with multi-strand, fine-strand or extra fine-strand conductors can be used for AC connection (see figure 2.26).

When using fine-strand or extra fine-strand conductors, bootlace ferrules must be used for the connection.

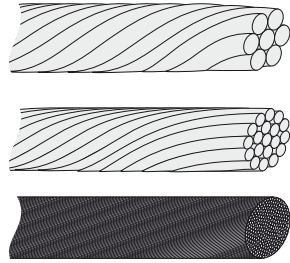


Figure 2.26 Cables with different conductors (from top to bottom): single strand, multi strand, fine strand and extra fine strand

1. On the inverter or PV array junction box turn the PV load-break switch to Off position.
2. Connect the PV cables from the PV array junction box to the inverter. Ensure correct polarity, see figure 2.27.
3. All wires must be properly fastened with the correct torque. See Section 5.5, page 50.

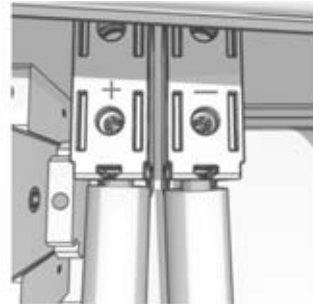


Figure 2.27 Connect to PV input

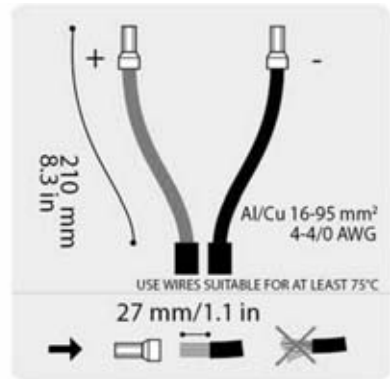


Figure 2.28 DC label

Protection class of PV modules

The inverter must only be operated with PV modules of protection class II, compliant with IEC 61730, application class A.

Only connect PV modules to the inverter. Other energy sources are not allowed.

⚠ WARNING

PV modules generate a voltage when exposed to light.

2.10 Closure

1. Close the cover of the inverter installation area. Fasten the three front screws. See Section 5.5, page 50.
2. Turn on AC power.

3 Initial Setup and Start

3.1 User Interface

The user interface comprises:

- Local display, for all inverter variants. The local display shows status information of the inverter. It is not possible to configure or set up the STP 60 inverter via the display. The "#" in the display explains the operation modes.
- Local commissioning and service tool (LCS tool). The LCS tool enables configuration of one or multiple STP 60 inverters.

3.1.1 Operating Modes

The inverter has five operation modes, indicated by LEDs.

Status	LEDs	LEDs
Off grid	Green	-----
	Red	-----
Connecting	Green	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
	Red	-----
On grid	Green	████████████████
	Red	-----
Internal inverter event	Green	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■
	Red	-----
Fail safe	Green	-----
	Red	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■

Table 3.1 Operating modes

Off grid (standby) (LEDs off)

#0-51

When no power has been delivered to the utility grid for more than ten minutes, the inverter disconnects from the grid and shuts down. User and communication interfaces remain powered for communication purposes.

Connecting (green LED flashing)

#52 to 53

The inverter starts up when the PV input voltage reaches the minimum DC feed-in voltage. The inverter performs a series of internal self-tests, including measurement of the resistance between the PV arrays and ground. Meanwhile, it also monitors the grid parameters. When the grid parameters have been within the specifications for the required amount of time (depends on grid code), the inverter starts feeding into the utility grid.

On grid (green LED on)

#60

The inverter is connected to the utility grid and feeds into the utility grid. The inverter disconnects when:

- it detects abnormal grid conditions (dependent on grid code),
- an internal event occurs, or
- PV power is insufficient (no power is supplied to the grid for ten minutes).

The inverter then enters connecting mode or off-grid mode.

Internal inverter event (green LED flashing)

#54

The inverter is waiting for an internal condition to be within thresholds (for example when the temperature is too high) before it re-connects to the utility grid.

Fail safe (red LED flashing)

#70

If the inverter detects an error in its circuits during the self-test (in connecting mode) or during operation, the inverter goes into fail safe mode, disconnecting from the grid. The inverter will remain in "fail safe" mode until power has been absent for a minimum of ten minutes, or the inverter has been shut down completely (AC+PV).

3.2 Display



INFORMATION

It can take up to ten seconds until the display activates, after start-up.

The integrated display on the inverter front gives the user access to information about the PV system and the inverter.



Figure 3.1 Overview of display buttons and functionality

Button	Function
F1	Adjust the contrast level of display. Use arrow up/down button while pressing the F1 button.
F2	No function
F3	
F4	
Home	Return to main screen
OK	No function
Arrow up	A step up
Arrow down	A step down
Arrow right	Toggles screen right
Arrow left	Toggles screen left
Back	Return to main screen

Button	Function
On - green LED	
Alarm - red LED	

Table 3.2: Display buttons and functionality

The screen structure is divided into three sections:

1. Main screen. Current and daily yield. This section contains:
 - Actual output power (kW)
 - Yield of the current day (kWh)
 - Total yield (kWh)
 - Current date
 - Current time
 - Operating mode (#)
2. Inverter information. This section contains:
 - Inverter device type
 - Inverter name
 - Serial number
 - IP address
 - MAC address of the SMA Inverter Manager
 - Inverter software version
3. Actual values. This section contains:
 - PV voltage and current
 - Phase-to-phase voltages
 - Phase currents
 - Power frequency

3.2.1 Initial Setup via LCS tool

The LCS tool makes it possible to choose from a list of predefined settings for different grids. All grid-specific limits must be configured using the LCS tool.

After installation, check all cables and close the inverter.

Turn on AC power.

WARNING

The correct selection of the grid code is essential to comply with local and national standards.

3.2.2 Switching on the PV Load-Break Switch

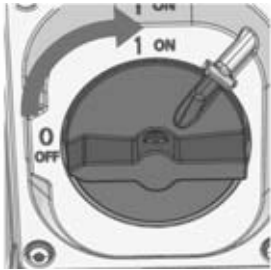


Figure 3.2. PV load-break switch

Switch on the PV load-break switch on, either via inverter or PV array junction box.

3.2.3 Commissioning

The inverter starts automatically if sufficient solar irradiation is available. Commissioning takes a few minutes. During this period, the inverter performs a self-test.

i INFORMATION

The inverter is equipped with reverse polarity protection. The inverter does not generate feed-in power until any reverse polarity is corrected.

3.3 LCS tool

The STP 60 inverters and the SMA Inverter Manager must be commissioned via the local commissioning and service tool (LCS tool). Commissioning is required before the STP 60 inverters are connected to the utility grid and start to feed-in power.

The LCS tool is available in the download area at www.SMA-Solar.com.

The hardware requirements for the LCS tool are:

- PC with Windows™ 7 and later
- 1 GB HDD
- 2 GB RAM

The LCS tool must be installed on a local PC drive. The PC must be connected to the SMA Inverter Manager's LAN 1 port via Ethernet.

i INFORMATION

The SMA Inverter Manager must have an IP address assigned by a DHCP server on port LAN 1.

It is important that the PC running the LCS tool is connected to the same IP subnet as the SMA Inverter Manager.

Port LAN 2 is intended for STP 60 inverters only.

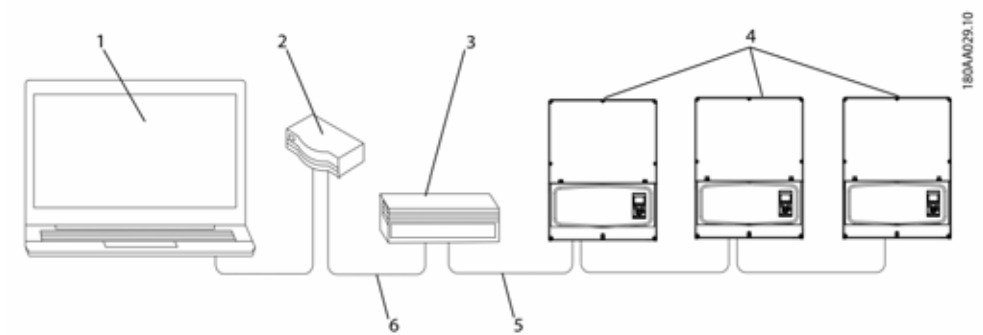


Figure 3.3: Commissioning inverters via the LCS tool

1	LCS tool
2	Router/DHCP
3	SMA Inverter Manager
4	Sunny Tripower 60
5	LAN 2
6	LAN 1

3.3.1 Getting Started

1. Start up the LCS tool. The tool displays a list of all identified SMA Inverter Managers. It can take several minutes before the LCS tool has identified all SMA Inverter Managers.
2. The screen now shows a list of all SMA Inverter Managers (see figure 3.4). To start the wizard, click the SMA Inverter Manager to be configured. By clicking the SMA Inverter Manager, the inverters detected by the SMA Inverter Manager are displayed. Uncommissioned inverters (no grid code assigned) are presented with a blue square together with their software version.



Figure 3.4 LCS tool - initial screen

3. Verify that date and time are correct. If not, set date and time and continue. See figure 3.5.

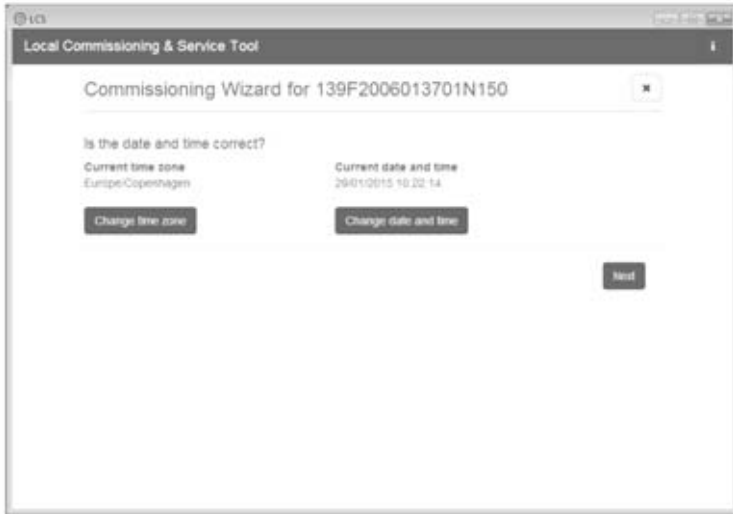


Figure 3.5 LCS tool - Verifying date and time

4. A list of inverters identified by the selected SMA Inverter Manager is shown. See figure 3.6

Make sure that the list of inverters is complete.

Make sure that all inverters are present. It is possible to continue the configuration of the listed inverters even if not all inverters are discovered. The undetected inverters can always be configured later.

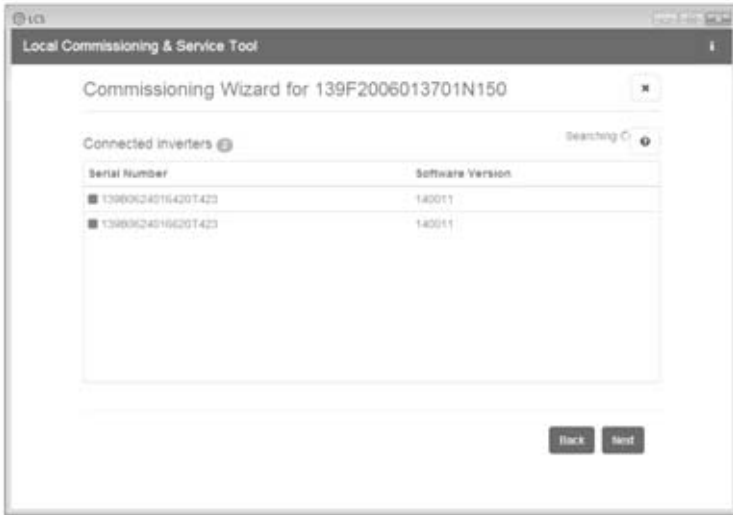


Figure 3.6 LCS tool - List of connected inverters

5. Select the desired country from the list of options available for the inverters in the network. See figure 3.7.

6. Select the desired grid code from the list of options available for the selected country. If needed, load a customer-specific grid code by clicking the "Load" button. See figure 3.7. The "Create" button is inactive and cannot be used.



Figure 3.7 LCS tool - Select country and grid code

7. The LCS tool prompts for a confirmation of the selected country and grid code. See figure 3.8. Incorrect configuration can be changed using the "Back" button and changing the settings in the previous windows.



Figure 3.8 LCS tool - Verification of country and grid code

8. The system now applies the selected grid code to the SMA Inverter Manager and the discovered inverters. Any inverter added at a later stage automatically inherits the same grid code. Only one grid code is possible per SMA Inverter Manager.



INFORMATION

It is essential to choose the correct grid code. The grid code cannot be changed afterwards without contacting SMA Solar Technology AG.

9. A green square identifies the commissioned inverters. However, the inverters are not connected to grid before a "Start" command is issued from the bar below the top menu. See figure 3.9.

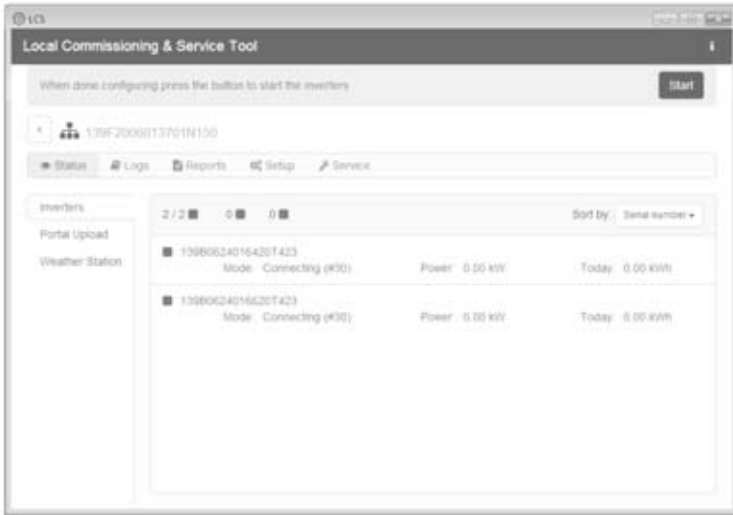


Figure 3.9 LCS tool - List of all inverters connected to the SMA Inverter Manager

10. If sufficient PV power is present and the grid code conditions are met, the inverters are connected to the grid.

11. Upon commissioning, it is possible to download a commissioning report under the menu "Reports". The report contains information about inverter settings, including actual disconnection values for each inverter. See figure 3.10.

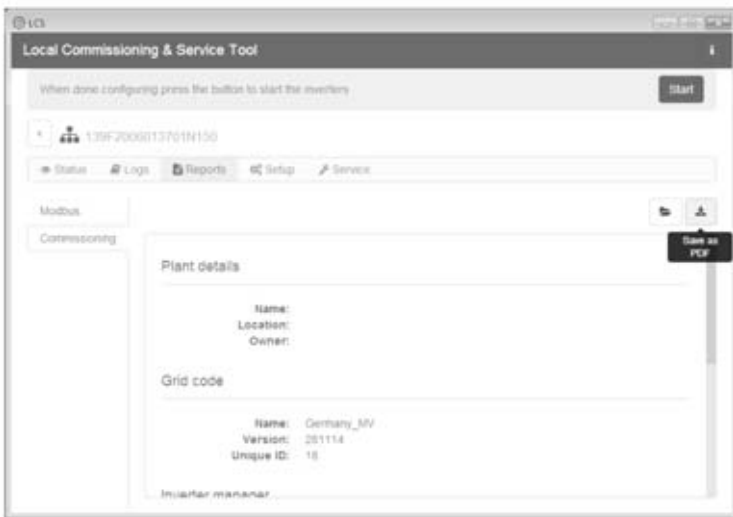


Figure 3.10 LCS tool - Commissioning report

**INFORMATION**

If the desired grid code is not available, or if the LCS tool displays a warning about incompatible software versions, the grid code and software library must be updated on the LCS tool.

It is possible to set up customer specific grid code files with adapted setting values. For this purpose, please contact SMA Technology AG.

4 Service

4.1 Troubleshooting

The information is organized in tables showing messages appearing in the LCS tool, known as events. The tables contain descriptions of events as well as explanations of which actions to take when an event occurs.

Type of event	Indicates whether the event relates to grid, PV, internal or fail safe issues.
ID	The specific event ID.
Display	Text shown in display.
Description	Description of the event.
Measure	Description of which action to take prior to contacting any other parties.
DGO	If the prescribed action has not identified the malfunction, contact the DGO for further assistance.
Hotline	If the prescribed action has not identified the malfunction, contact Service for further assistance (see Section 6 "Contact", page 53).
PV	If the prescribed action has not identified the malfunction, contact the PV module supplier for further assistance.

Grid-Related Events

ID	Status message	Description	Measure	DGO	Hotline	PV
1 to 6		Grid voltage too low.	Check voltage and AC installation. If the voltage is zero, check the fuses.	-	-	-
7 to 9		Grid voltage average over 10 minutes too high.	Check that the installation is correct in accordance with the installation manual. If so, request a new grid code file with increased voltage limit or reactive power for voltage suppression.	-	-	-
10 to 15		Grid voltage too high.	Check voltage and AC installation.	-	-	-
16 to 18		The inverter has detected a voltage peak on the grid.	Check voltage and AC installation.	-	-	-
19, 22		Power frequency too low or too high.	Check power frequency.	-	-	-
31 to 33		DC current share in utility grid is too high.	For repeated daily occurrences, perform onsite grid analysis.	-	-	-

ID	Status message	Description	Measure	DGO	Hotline	PV
34 to 37		The residual-current monitoring unit (RCMU) detected an overcurrent.	Turn off both DC and AC supply and wait until the display turns off. Then turn on DC and AC supply and observe if the event reoccurs. Visual inspection of all PV cables and modules.	-	-	-
40	Utility grid not OK.	The utility grid has been outside the permissible range for more than ten minutes (frequency and/or voltage).	Check power frequency, grid voltage, software version and grid code setting.	-	-	-
41 to 43		Fault ride through. The inverter has detected that grid voltage was below or above a certain level.	If this event is reported several times each day, perform onsite grid analysis.			
48, 51		Power frequency too low or too high.	Check power frequency and AC installation.	-	-	-
54 to 56		DC current share in utility grid is too high (stage 2).	For repeated daily occurrences, perform onsite grid analysis.	-	-	-
61		Grid failure, open phase detected.	If the event reoccurs several times each day, contact the responsible grid operator.	-	-	-
62		Grid failure.	If the event reoccurs several times each day, contact the responsible grid operator.	-	-	-
64-81		Grid voltage on phase too low.	Check voltage and AC installation. If the voltage is zero, check the fuses.	-	-	-

Figure 4.1 Grid-related events

PV-Related Events

ID	Status message	Description	Measure	DGO	Hotline	PV
103	PV current is too high/ waiting	Too many PV modules connected in parallel. Should only appear on newly installed systems.	Check number of strings in parallel and current ratings. Has the current limit been exceeded? Reconnect strings in parallel.	-	-	-
115, 260	PV ISO too low	The resistance between the PV strings and ground PE) is too low for the inverter to be commissioned. This will force the inverter to make a new measurement after ten minutes.	Make a visual inspection of all PV cables and modules for correct installation according to the installation manual. The event could indicate that the PE connection is missing.	-	-	-
258	PV voltage too high/ waiting	The DC voltage is too high.	Make sure that PV system and layout correspond to recommendations in the manuals.	-	-	-
278		DC voltage warning.	Make sure that PV system and layout correspond to recommendations in the manuals.	-	-	-

Figure 4.2 PV-related events

System-Related Events

ID	Status message	Description	Measure	DGO	Hotline	PV
2000		Communication assembly is booting.	-	-	-	-
2010, 2011		The software update of the main CPU has been started/is finished.	-	-	-	-
2012 to 2018		The software update failed.	Restart the software update. If an error occurs during the update, contact the Service.	-	-	-
2030		Transmitting grid code to CPU failed.	If the occurs repeatedly, contact the Service.	-	-	-
2050, 2051		Ethernet connection is active / disconnected.	No measures required. This error identifies bad Ethernet cables.	-	-	-
2052, 2053		Transmitting the grid code from SMA Inverter Manager to STP 60-10 has been started / stopped.	-	-	-	-

ID	Status message	Description	Measure	DGO	Hotline	PV
2054		Transmitting the grid code from SMA Inverter Manager to STP 60-10 failed.	If the occurs repeatedly, contact the Service.	-	-	-

Table 4.3 System-related events

Internal events

ID	Status message	Description	Measure	DGO	Hotline	PV
201 to 208		The internal temperature of the inverter is too high.	Make sure that there are no objects or dust on the inverter and that the air duct is not blocked.	-	-	-
209, 210		Voltage in DC link is too high.	If the event persists, reset the inverter by disconnecting DC and AC. If the event is repeated, check the maximum PV voltage using the display to see if it is above the limits.	-	-	-
211	Low fan speed	Fan speed is too low.	Check whether the inverter fan is blocked.	-	-	-
213 to 215		Internal error. Voltage measured before and after the relay differs too much.	Contact the Service.	-	-	-
216 to 218		Current measured on AC side is too high.	Contact the Service.	-	-	-
219 to 221		Internal error. Voltage measured before and after the relay differs too much.	Contact the Service.	-	-	-
225 to 240, 275		Failure in memory/EEPROM.	Restart the inverter. If the event persists, call the Service.	-	-	-
241, 242, 245, 249		Internal communications fault.	Restart the inverter. If the event persists, call the Service.	-	-	-
248		Internal CPU error.	Restart the inverter. If the event persists, call the Service.	-	-	-
252 to 254		Current measured on AC side is too high.	If the event repeats, call Service.	-	-	-
243, 263		Internal error.	Restart the inverter. If the event persists, call the Service.	-	-	-
279		Temperature sensor error.	If the event persists, call the Service.	-	-	-

ID	Status message	Description	Measure	DGO	Hotline	PV
280		Self-test 24-hour timeout. Self-test must run at least once per 24 hours.	None.	-	-	-
281		Too many RCMU events during the past 24 hours. Only four automatic reconnect attempts after event 34 is allowed during a 24-hour period. The inverter will automatically try to reconnect after a certain period.	Wait up to 24 hours. If event 34 also occurs, follow the action for event 34.	-	-	-
282		Grid code settings invalid.	Restart the inverter. If event persists, ask Service to generate a new grid code file or reselect a standard grid code.	-	-	-
283		Gatedrive error.	Restart the inverter. If the event persists, call the Service.	-	-	-
323		Internal fan error. Maximum output power has been reduced.	If the event repeats, call Service.	-	-	-

Table 4.4 Internal events

Events Caused by the Self-test

ID	Description	Measure	DGO	Hotline	PV
100	PV input current is negative. Sensor fault.	Check the polarity of the PV system. If polarity is correct, call service.	-	-	-
264, 266	Measurement circuit test failed.	Restart the inverter. If the event persists, call the Service.	-	-	-
272	PV overvoltage protection device error. Inverter will continue operation without overvoltage protection.	Replace PV overvoltage protection device. See SPD replacement instructions for details.	-	-	-
273	Grid overvoltage protection device error. Inverter will continue operation without overvoltage protection.	Replace PV overvoltage protection device. See SPD replacement instructions for details.	-	-	-
274	Overvoltage protection device status unknown.	Restart the inverter. If the event persists, call the Service.	-	-	-
350 to 352	Residual-current monitoring unit (RCMU) self-test failed.	Contact the Service.	-	-	-
353	Current sensor test failed.	Contact the Service.	-	-	-

ID	Description	Measure	DGO	Hotline	PV
356-361	Transistor and relay test failed or inverter relay has failed (contact assumed welded).	Contact the Service.	-	-	-
366	Residual-current monitoring unit (RCMU) self-test failed.	Contact the Service.	-	-	-

Table 4.5 Events caused by the self-test

4.2 Maintenance

Ensure that the heat sink at the rear of the inverter is not covered.

Clean the contacts of the PV load-break switch once a year. Clean by cycling the switch to on and off positions ten times. The PV load-break switch is located at the bottom of the inverter.

For correct operation and a long service life, ensure free air circulation for the following areas:

- around the heat sink at the top and side of the inverter where the air exhausts, and
- to the fan at the inverter base.

To clear obstructions, clean using compressed air, a soft cloth, or a brush.

WARNING

Temperature of the heat sink can exceed 70°C.

5 Technical Data

5.1 Specifications

Parameter	STP 60-10
AC	
Nominal apparent power ¹⁾	60 kVA
Nominal active power ²⁾	60 kW
Reactive power range ¹⁾	0 to 60 kVAr
Nominal AC voltage (voltage range)	3P + PE (WYE) / 400-480 V (+/- 10 %)
Supported grounding systems	TT, TN
Nominal AC current	3 x 87 A
Max. AC current	3 x 87 A (3 x 72 A @ 480 V)
AC total harmonic distortion (THD at nominal output power)	< 1%
Inrush current	9.2 A/5 ms
Maximum residual output current	49.8 A RMS over three periods
Power factor - standard	> 0.99 at nominal power
Displacement power factor - regulated	0.8 overexcited to 0.8 underexcited
Stand-by power consumption (for communication)	3 W
Nominal power frequency (range)	50/60 Hz (+/- 10%)
DC	
Input voltage range	565 to 1,000 V at 400 Vac 680 to 1000 V at 480 Vac
Nominal DC voltage	630 V at 400 Vac 710 V at 480 Vac
MPPT voltage range - nominal power	570 to 800 V at 400 Vac 685 to 800 V at 480 Vac
Max. DC voltage	1,000V
Min power on the grid	100 W
Max. DC MPPT current ⁴⁾	110 A
Max. DC short-circuit current ⁴⁾	150 A
MPP tracker/Input per MPPT	1/1 (when using an external PV array junction box)
Overvoltage categories	AC: Overvoltage category III (OVC III), PV: Overvoltage category II (OVC II)
Efficiency	
Max. efficiency EU/CEC	98.8%
EU efficiency at 630 V _{DC}	98.3%
CEC efficiency at 400/480 V _{AC}	98.0%/98.5%

Parameter	STP 60-10
MPPT efficiency, static	99.9%
Enclosure	
Dimensions (W / H / D)	740 × 570 × 300 mm (29 × 22.5 × 12")
Weight	75 kg (165 lbs) ³⁾
Acoustic noise level	58 dB(A) (typical)

Table 5.1 Specifications

¹⁾ at nominal grid voltage

²⁾ at nominal grid voltage, Cos(phi) = 1.

³⁾ depending on the options installed

⁴⁾ under any conditions

Parameter	STP 60 series
Protection class	I
Electrical	
Electrical safety	<ul style="list-style-type: none"> • IEC 62109-1/IEC 62109-2 (Class I, grounded - Communication part Class II, PELV) • UL 1741 with non-Isolated EPS Interactive PV Inverters • IEEE 1547
Functional	
Functional safety	<ul style="list-style-type: none"> • Voltage and frequency monitoring • Monitoring of DC current share in AC current • Insulation resistance monitoring • FI monitoring • UL1998
Islanding detection - grid failure	<ul style="list-style-type: none"> • Active frequency shift • Disconnection • Three-phase monitoring • ROCOF/SFS
RCD compatibility ¹⁾	Typ B, 600 mA

Table 5.1 Safety specifications

¹⁾ depending on local regulations

5.2 Trip Settings

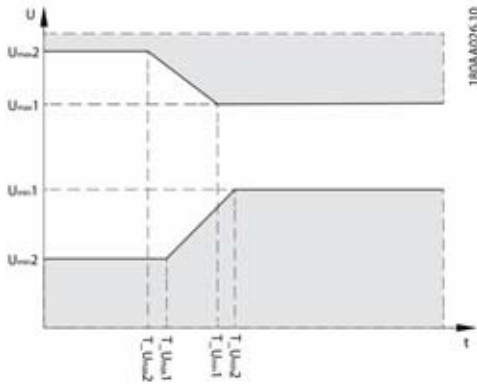


Figure 5.1 Overvoltage and undervoltage disconnect

Nom. grid		Vmin2 [V]	T_Vmin2 [s]	Vmin1 [V]	T_Vmin1 [s]	Vmax1 [V]	T_Vmax1 [s]	Vmax2 [V]	T_Vmax2 [s]
Nominal voltage 400 V	Standard	200.00	0.16	352.00	2.00	440.00	1.00	480.00	0.16
	Range	160 to 240	0.1 to 3.0	300 to 380	0.5 to 3.0	420 - 480	0.5 to 3.0	440 - 520	0.1 to 3.0
Nominal voltage: 480 V	Standard	240.00	0.16	423.00	2.00	528.00	1.00	576.00	0.16
	Range	192 to 288	0.1 to 3.0	360 - 456	0.5 to 3.0	504 - 576	0.5 to 3.0	528 - 624	0.1 to 3.0

Table 5.3 Standards for voltage trip levels and trip times

	Fmin2 [Hz]	T_Fmin2 [s]	Fmin1 [Hz]	T_Fmin1 [s]	Fmax1 [Hz]	T_Fmax1 [s]	Fmax2 [Hz]	T_Fmax2 [s]
Standard	57.00	0.16	59.30	10.00	60.50	0.16	-	-
Range	56.5 to 57.5	0.1 to 3.0	57.0 to 59.8	0.16 to 300	60.1 to 60.9	0.16 to 3.0	60.1 to 61.0	0.1 to 3.0

Table 5.4 Default frequency trip levels and trip times

5.3 Compliance

INFORMATION

International standards	STP 60 series
Efficiency	EU efficiency, Standard: EN 50530 CEC efficiency, Standard: CEC Directive Test procedure: Performance Test Protocol for Evaluating Inverters Used in Grid-Connected Photovoltaic Systems (Draft): March 1, 2005
EC Low-Voltage Directive	2006/95/EC

International standards	STP 60 series
EC Directive for Electromagnetic Compatibility (EMC)	2004/108/EC
Safety	IEC 62109-1/IEC 62109-2
	UL 1741
	UL 508i
Functional safety	IEC 62109-2
	UL 1741/IEEE 1547
EMC, immunity	EN 61000-6-1
	EN 61000-6-2
EMC, emission	EN 61000-6-3
	EN 61000-6-4
	CISPR 11 Class B
	FCC Part 15
Harmonic currents	EN 61000-3-12
CE	Yes
Utility grid characteristics	IEC 61727
	EN 50160
	IEEE 1547 UI

Table 5.5 Compliance with international standards

Approvals and certificates are available from the download area at www.SMA-Solar.com.

5.4 Installation Conditions

Parameter	Specification
Operating temperature range	-25 °C to 60 °C (possible power reduction above 45 °C) (-13 °F to 140 °F) (possible power reduction above 113 °F)
Storage temperature	-40 °C to 60 °C
Relative humidity	95% (non-condensing)
Pollution degree	PD2
Environmental category IEC62109-1	Outdoor, wet (see Section 2, page 21)
Environmental class in accordance with IEC 60721-3-4	4K4H/4Z4/4B2/4S3/4M2/4C2
Cooling concept	Forced cooling
Air quality - general	ISA S71.04-1985 Level G3 (at 75% RH)
Air quality - coastal, heavy industrial and agricultural zones	Must be measured and classified in accordance with ISA S71.04-1985: G3 (at 75% RH)
Vibration	< 1 G
Enclosure protection class	IP65
UL 50E enclosure type	NEMA 3R
Maximum operating altitude above mean sea level	2,000 m (6,500 ft) above sea level (derating may occur at an altitude over 1,000 m).*
Installation	Avoid constant stream of water. Avoid direct solar irradiation. Ensure adequate air flow. Mount on non-flammable surface. Mount upright on vertical surface. Prevent dust and ammonia gases.

* Installations at heights >2,000 are possible on request. Contact SMA Solar Technology AG.

Table 5.6 Installation conditions

5.5 Torque Specifications

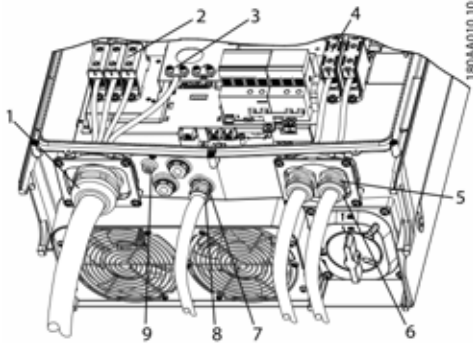


Figure 5.2 Overview of Inverter with Torque Indications

Parameter	Tools	Torque
1 M63 cable gland	Wrench 65/68 mm	6 Nm (53 in-lbf)
2 Terminals on AC terminal block	TX 30	14 Nm (124 in-lbf)
3 Primary PE (secondary PE to the immediate right)	TX 30	3.9 Nm (35 in-lbf)
4 Terminals on DC	TX 30	14 Nm (124 in-lbf)
5 M32 cable gland	Wrench, 36 mm	6 Nm (53 in-lbf)
6 Swivel nut for M32 cable gland	Wrench, 36 mm	1.8 Nm (16 in-lbf)
7 M25 cable gland	Wrench 33 mm	10 Nm (89 in-lbf)
8 Swivel nut for M25 cable gland	Wrench 33 mm	1.8 Nm (16 in-lbf)
9 M6 equipment grounding (equipotential bonding terminal)	TX 20	3.9 Nm (35 in-lbf)
Front screw (not shown)	TX 30	1.5 Nm (13 in-lbf)

Table 5.7: Torques

⚠ CAUTION

If the blind plugs are removed (see (7) in figure 5.2), use the following fittings: 3, 3S, 4, 4X, 6, 6P.

5.6 Specifications for Grid Protection

Parameter	Specification
Maximum inverter current, I_{ACmax}	87 A
Recommended blow fuse type gL/gG (IEC 60269-1)	100 to 125 A
Recommended blow fuse Class T (UL/USA)	125 A
Recommended circuit breaker type B or C	125 A
Maximum fuse size	125 A

Table 5.8: Specifications for grid protection



INFORMATION

Observe local regulations.

5.7 Technical Data of the Communication Interface

Interface	Parameter	Parameter details	Specification
Ethernet	Cables	Cable sheath diameter (\varnothing)	2 x 5 to 7 mm
		Cable type	STP cable (Shielded Twisted Pair, CAT 5e or SFTP CAT 5e) ¹⁾
		Cable characteristic impedance	100 Ω to 120 Ω
	RJ-45 connector: 2 pcs. RJ45 for Ethernet	Wire size	24 to 26 AWG (depending on design of the RJ-45 plug)
		Cable shield termination	Via RJ-45 plug
	Galvanic interface insulation		Yes, 500 Vrms
	Direct contact protection	Double/reinforced insulation	Yes
	Short-circuit protection		Yes
	Communication	Network topology	Star and daisy chain
	Cables	Maximum cable length between inverters	100 m (328 ft)
Max. number of inverters	Per SMA Inverter Manager	42	

Table 5.9 Technical data of the communication interface

¹⁾ For outdoor use, ensure that an appropriate cable is used. If the cable is very stiff, an intermediate terminal should be used in order to change from a stiff to a more flexible cable before entering the inverter. For some cables it might be sufficient to remove the hard outer mantle of the part of the cable inside the inverter enclosure. This is to protect the PCB-mounted RJ-45 Ethernet ports from excessive strain, which could lead to damage or connection issues.

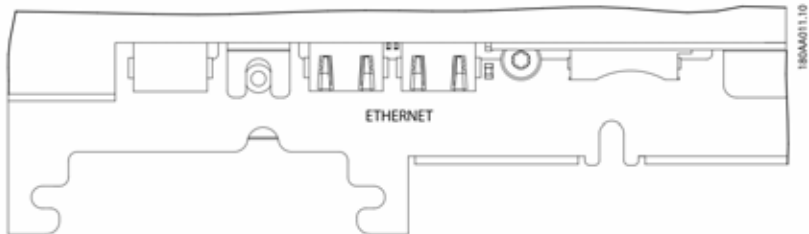


Figure 5.3 Auxiliary interfaces (cutout of Communication PCB with RJ-45 Ethernet ports)

5.8 Ethernet Connections

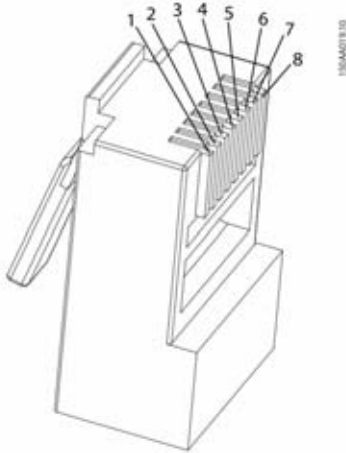


Table 5.4 Pin assignment of the RJ-45 plug for Ethernet

Ethernet pin assignment	Color standard	
	Cat. 5 T-568A	Cat. 5 T-568B
1. RX+	Green/white	Orange/white
2. RX	Green	Orange
3. TX+	Orange/white	Green/white
4.	Blue	Blue
5.	Blue/white	Blue/white
6. TX-	Orange,	Green
7.	Brown/White	Brown/White
8.	Brown	Brown

5.8.1 Network Topology

The inverter has two Ethernet RJ-45 connectors enabling the connection of several inverters in a line topology (as an alternative to the typical star topology).

i INFORMATION

Ring topology (C in figure 5.5) is only permitted if realized with Ethernet switch supporting spanning tree.

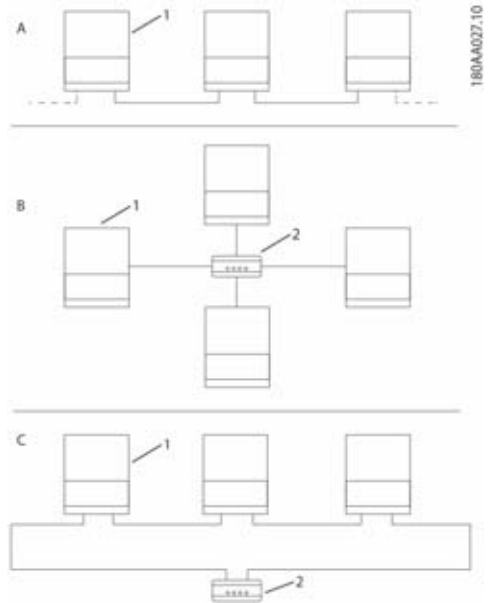


Figure 5.5 Network topology

A	Linear daisy chain
B	Star topology
C	Ring topology (only if spanning tree is used)
1	Sunny Tripower 60
2	Ethernet switch

Status of the LEDs next to the Ethernet port is explained in table 5.12. There are two LEDs per port.

Status	Yellow LED	Green LED
Off	10 Mbit/s data transfer rate	No link
On	100 MBit data transfer rate	Link
Flashin g	-	Activity

Table 5.12 LED status

6 Contact

If you have technical problems with our products, please contact the SMA Service Line. We require the following information in order to provide you with the necessary assistance:

- Inverter device type
- Inverter serial number
- Inverter firmware version
- Special country-specific settings of the inverter (if applicable)
- Type and number of PV modules connected
- Mounting location and altitude of the inverter
- Display message

Rechtliche Bestimmungen

Die in diesen Unterlagen enthaltenen Informationen sind Eigentum der SMA Solar Technology AG. Die Veröffentlichung, ganz oder in Teilen, bedarf der schriftlichen Zustimmung der SMA Solar Technology AG. Eine innerbetriebliche Vervielfältigung, die zur Evaluierung des Produktes oder zum sachgemäßen Einsatz bestimmt ist, ist erlaubt und nicht genehmigungspflichtig.

SMA Garantie

Die aktuellen Garantiebedingungen können Sie im Internet unter www.SMA-Solar.com herunterladen.

Warenzeichen

Alle Warenzeichen werden anerkannt, auch wenn diese nicht gesondert gekennzeichnet sind. Fehlende Kennzeichnung bedeutet nicht, eine Ware oder ein Zeichen seien frei.

Die **BLUETOOTH®** Wortmarke und Logos sind eingetragene Warenzeichen der Bluetooth SIG, Inc. und jegliche Verwendung dieser Marken durch die SMA Solar Technology AG erfolgt unter Lizenz.

Modbus® ist ein eingetragenes Warenzeichen der Schneider Electric und ist lizenziert durch die Modbus Organization, Inc.

QR Code ist eine eingetragene Marke der DENSO WAVE INCORPORATED.

Phillips® und Pozidriv® sind eingetragene Marken der Firma Phillips Screw Company.

Torx® ist eine eingetragene Marke der Firma Acument Global Technologies, Inc.

SMA Solar Technology AG






Sonnenallee 1
34266 Niestetal
Deutschland

Tel. +49 561 9522-0
Fax +49 561 9522-100
www.SMA.de
E-Mail: info@SMA.de


© 2004 bis 2015 SMA Solar Technology AG. Alle Rechte vorbehalten.

WICHTIGE SICHERHEITSHINWEISE

In diesem Dokument werden folgende Symbole verwendet:

Symbol	Erklärung
 GEFAHR	Warnhinweis, dessen Nichtbeachtung unmittelbar zum Tod oder zu schwerer Verletzung führt
 WARNUNG	Warnhinweis, dessen Nichtbeachtung zum Tod oder zu schwerer Verletzung führen kann
 VORSICHT	Warnhinweis, dessen Nichtbeachtung zu einer leichten oder mittleren Verletzung führen kann
ACHTUNG	Warnhinweis, dessen Nichtbeachtung zu Sachschäden führen kann
 FACHKRAFT	Hinweis, dass der folgende Abschnitt Tätigkeiten beinhaltet, die ausschließlich von Fachkräften durchgeführt werden dürfen
	Information, die für ein bestimmtes Thema oder Ziel wichtig, aber nicht sicherheitsrelevant ist
<input type="checkbox"/>	Voraussetzung, die für ein bestimmtes Ziel gegeben sein muss
<input checked="" type="checkbox"/>	Erwünschtes Ergebnis
x	Möglicherweise auftretendes Problem

Allgemeine Sicherheit

 VORSICHT	Dieses Handbuch enthält wichtige Anweisungen, die beim Einbau und der Wartung des Wechselrichters zu befolgen sind.
---	---

i Vor der Installation

Prüfen, ob der Wechselrichter und die Verpackung beschädigt sind. Wenden Sie sich im Zweifelsfall vor der Installation an den Lieferanten.

⚠️ WARNUNG

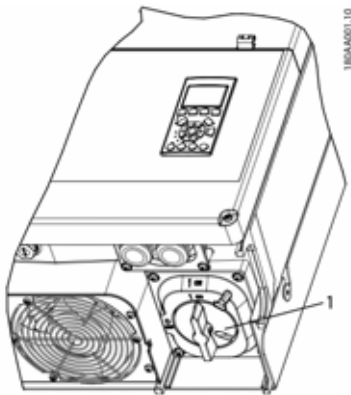
InstallationService

Zur Gewährleistung der optimalen Sicherheit sind die in diesem Dokument beschriebenen Schritte zu befolgen. Beachten Sie, dass der Wechselrichter über zwei spannungsführende Bereiche verfügt: den PV-Eingang und das AC-Netz.

⚠️ GEFAHR

Trennung des Wechselrichters

Schalten Sie vor Beginn der Arbeiten am Wechselrichter das AC-Netz am Netzschalter und PV über den eingebauten PV-Lastschalter (DC-Lasttrennschalter) ab. Stellen Sie sicher, dass das Gerät nicht versehentlich wiederangeschlossen werden kann. Überprüfen Sie Mithilfe eines Spannungsprüfers, dass das Gerät abgeschaltet und spannungsfrei ist. Auch bei freigeschalteter AC-Netzversorgung und abgeschalteten Solarmodulen kann der Wechselrichter nach wie vor unter gefährlicher Hochspannung stehen. Warten Sie nach jeder Trennung vom Stromnetz und von den PV-Modulen mindestens 5 Minuten, bevor Sie fortfahren.



1 PV-Lasttrennschalter

i HINWEIS

Der PV-Lastschalter kann in der „Aus“-Stellung mit einem Vorhängeschloss gesichert werden.

⚠️ VORSICHT

Auch wenn der Wechselrichter vom AC-Netz getrennt ist, sind in einem PV-System DC-Spannungen bis zu 1000 V vorhanden. Fehler oder unsachgemäße Verwendung können einen Lichtbogenüberschlag verursachen.

⚠️ VORSICHT

WARTUNG UND ÄNDERUNG

Reparaturen oder Umrüstungen am Wechselrichter dürfen nur von befugtem Fachpersonal durchgeführt werden. Es dürfen ausschließlich die über Ihrem Lieferanten erhältlichen Originalersatzteile verwendet werden, um eine Gefährdung von Personen auszuschließen. Werden keine Originalersatzteile verwendet, ist die Einhaltung der CE-/UL-Richtlinien in Bezug auf elektrische Sicherheit, EMV und Maschinensicherheit nicht gewährleistet.

⚠️ WARNUNG

INSTALLATEUR

Beachten Sie die US-Sicherheitsstandards NEC, ANSI/NFPA 70.

Eingangs- und Ausgangsstromkreise sind vom Gehäuse isoliert. Die Erdung der Anlage unterliegt der Zuständigkeit des Installateurs.

⚠️ WARNUNG

GEFAHR EINES STROMSCHLAGS

Diese Wartungsanweisungen richten sich ausschließlich an qualifiziertes Fachpersonal. Um das Risiko eines elektrischen Schlags zu verringern, dürfen keine Wartungsarbeiten ausgeführt werden, die nicht ausdrücklich in der Bedienungsanleitung beschrieben sind, außer Sie sind zu deren Ausführung qualifiziert.

Abbildung 1.1

⚠️ WARNUNG

Es handelt sich um einen traflosen Wechselrichter der gemäß NFPA 70, 690.35 mit ungeerdeten PV-Generatoren (mit frei schwebenden Potentialen) betrieben wird.

⚠️ WARNUNG

Eingangs- und Ausgangsstromkreise sind vom Gehäuse isoliert.

Die Erdung der Anlage, sofern vom kanadischen Sicherheitsstandard Teil I gefordert, fällt in die Zuständigkeit des Installateurs.

⚠️ VORSICHT

Alle Personen, die mit der Installation und Wartung von Wechselrichtern betraut sind, müssen:

- in allgemeinen Sicherheitsrichtlinien für Arbeiten an elektrischen Betriebsmitteln geschult und befugt sein.
- mit lokalen Anforderungen, Regelungen und Richtlinien zur Installation vertraut sein.

⚠️ VORSICHT

Der Wechselrichter bietet keinen Überstromschutz. Dieser muss vom Installateur bereitgestellt werden. Siehe Tabelle 5.8.

⚠️ VORSICHT

Die Temperatur der Kühlelemente und Bauteile im Wechselrichter kann 70 °C/158 °F überschreiten. Es besteht Verbrennungsgefahr.

Der Wechselrichter ist in einer Weise zu installieren, dass eine Berührung der heißen Bereiche durch Personen nicht zu erwarten ist.

⚠️ VORSICHT

Um die Brandgefahr zu reduzieren, schließen Sie gemäß dem *National Electrical Code*®, ANSI/NFPA 70 nur an einen Stromkreis mit maximal 125 A Zweig-Überstromschutz an.



HINWEIS

Benutzen Sie 75 °C oder 90 °C spezifizierte Kabel, entweder AWG Kupfer oder AWG Aluminium. Siehe Kapitel 2.7, Seite 70.



HINWEIS

Das in diesem Handbuch verwendete Symbol für Schutzleiter finden Sie in Abbildung 2.18.

Eine Illustration des DC Freischalters finden Sie in Kapitel 3.2.2, Seite 75.



HINWEIS

Informationen über den Umgebungstemperaturbereich finden Sie in Kapitel 5.4, Seite 93.



HINWEIS



Dieses Handbuch enthält Informationen zu Feldverdrahtungsanschlüssen und Drehmomentvorgaben. Siehe Kapitel 5.5, Seite 94.




HINWEIS

Dieses Gerät ist geprüft worden und hält die Grenzwerte für ein Gerät der Kategorie B gemäß Teil 15 der FCC Richtlinien ein. Diese Grenzwerte sollen einen angemessenen Schutz vor schädlichen Störungen sicher stellen, wenn das Gerät in Wohngebieten verwendet wird. Der Betrieb des Wechselrichters kann, wenn er nicht gemäß den Anweisungen installiert und benutzt wird, durch hochfrequente elektromagnetische Abstrahlungen Funkkommunikationen beeinträchtigen. Es kann jedoch nicht garantiert werden, dass Störungen in einzelnen Anlagen nicht auftreten. Wenn das Gerät Störungen im Rundfunk- oder Fernsehempfang verursacht, was durch vorübergehendes Ausschalten des Geräts überprüft werden kann, versuchen Sie, die Störung durch eine der folgenden Maßnahmen zu beheben:

- Verändern Sie die Ausrichtung oder den Standort der Empfangsantenne.
- Erhöhen Sie den Abstand zwischen dem Gerät und Ihrem Rundfunk- oder Fernsehempfänger.
- Schließen Sie das Gerät an einen anderen Stromkreis an als den Rundfunk- oder Fernsehempfänger.
- Wenden Sie sich an Ihren Händler oder einen ausgebildeten Rundfunk- und Fernsehtechniker.

Symbole auf dem Wechselrichter

Symbol	Erklärung
	<p>Lebensgefahr durch elektrischen Schlag</p> <p>Das Produkt arbeitet mit hohen Spannungen. Alle Arbeiten am Produkt dürfen ausschließlich durch Fachkräfte erfolgen.</p>
	<p>Gefahr</p> <p>Dieses Symbol weist darauf hin, dass der Wechselrichter zusätzlich geerdet werden muss, wenn vor Ort eine zusätzliche Erdung oder ein Potenzialausgleich gefordert ist.</p>

Symbol	Erklärung
	<p>Lebensgefahr durch hohe Spannungen im Wechselrichter, Wartezeit einhalten</p> <p>An den spannungsführenden Bauteilen des Wechselrichters liegen hohe Spannungen an, die lebensgefährliche Stromschläge verursachen können.</p> <p>Vor allen Arbeiten am Wechselrichter den Wechselrichter immer wie in diesem Dokument beschrieben spannungsfrei schalten.</p>
	<p>Verbrennungsgefahr durch heiße Oberfläche</p> <p>Das Produkt kann während des Betriebs heiß werden. Vermeiden Sie Berührungen während des Betriebs. Lassen Sie vor allen Arbeiten das Produkt ausreichend abkühlen.</p>
	<p>Dokumentationen beachten</p> <p>Beachten Sie alle Dokumentationen, die mit dem Produkt geliefert werden.</p>

Konformität

Weitere Informationen sind im Download-Bereich unter www.SMA-Solar.com erhältlich (siehe auch Kapitel 5, Seite 89).

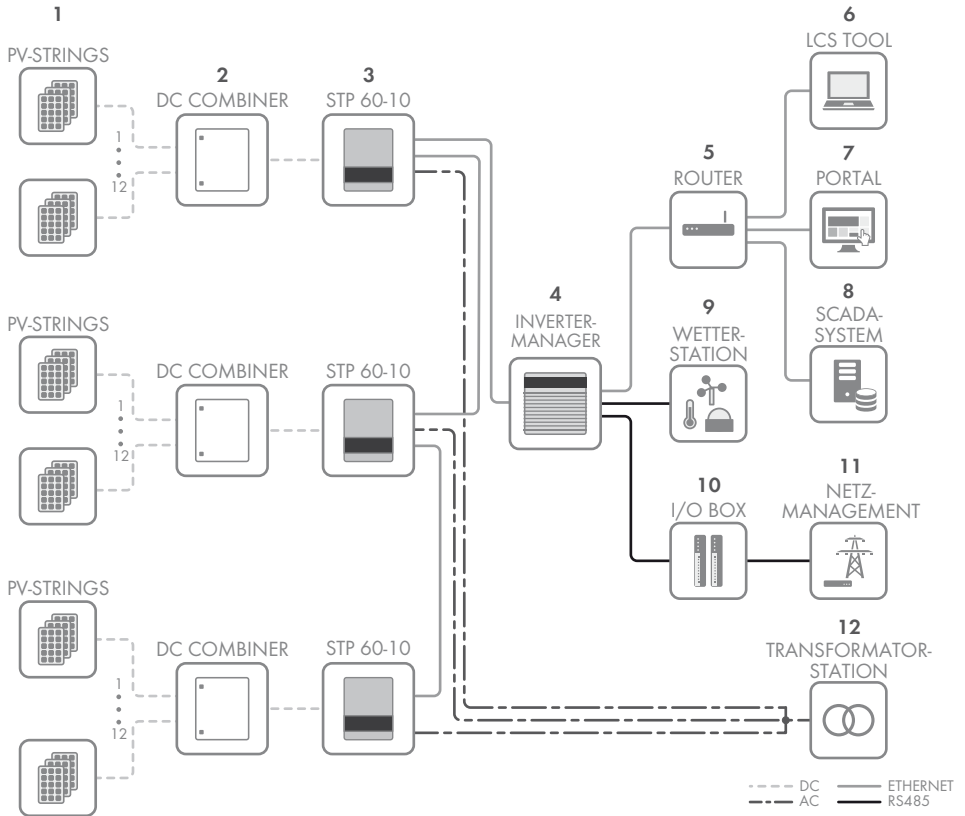
1 Einführung

Die STP 60-Wechselrichter sind ausschließlich für den Betrieb als netzgekoppelte PV-Anlagen konzipiert. Die Wechselrichter wandeln Gleichspannung aus Solarmodulen in Wechselstrom um. Für den Betrieb müssen diese an ein Versorgungsnetz angeschlossen sowie mit einer ausreichenden Anzahl von PV-Modulen verbunden sein. Für andere Anwendungen (wie für den Betrieb mit Batterie oder Windkraftanlagen) sind die STP 60-Wechselrichter nicht geeignet.

Die STP 60-Anlage besteht aus 4 Hauptkomponenten:

- Sunny Tripower 60
- Generatoranschlusskasten (GAK).
Der Generatoranschlusskasten ermöglicht die Bündelung der erforderlichen Anzahl an PV-Strings für den STP 60-Wechselrichter. Jeder STP 60-Wechselrichter benötigt einen Generatoranschlusskasten.
- SMA Inverter Manager
Der SMA Inverter Manager ist für den Betrieb des Sunny Tripower 60 erforderlich. An jeden SMA Inverter Manager können bis zu 42 Sunny Tripower 60 angeschlossen werden. Der SMA Inverter Manager verwaltet die gesamte Kommunikation der Wechselrichter. Er dient als zentrale Anlagenschnittstelle für Datenerfassungssysteme, Hochladen in Cloud-Dienste und Kraftwerk-Leittechnik.
- Lokales Inbetriebnahme- und Service-Tool (LCS-Tool)
Das LCS-Tool ist für die Inbetriebnahme und den Service von STP 60-Wechselrichtern über den SMA Inverter Manager erforderlich. Das LCS-Tool dient als primäre Benutzeroberfläche für die STP 60-Anlage.

1.1 Überblick über den Installationsbereich



1	PV-Strings
2	Generatoranschlusskasten (GAK)
3	Sunny Tripower 60
4	SMA Inverter Manager
5	Router
6	LCS-Tool
7	Portal
8	SCADA-System
9	Wetterstation
10	I/O-Box
11	Netzverwaltung
12	Transformatorstation

1.2 Zweck des Handbuchs

Die Installationsanleitung enthält Informationen zur Installation und Inbetriebnahme der STP 60-Wechselrichterserie.

Folgende zusätzliche Materialien sind verfügbar:

- Schnelleinstieg zur Installation des STP 60-Wechselrichters – enthält notwendige Informationen zur Inbetriebnahme der STP 60-Wechselrichter sowie zur Einrichtung der Wechselrichter-Kommunikation.
- Installationsanleitung des SMA Inverter Manager und der I/O-Box – enthält notwendige Informationen zur Inbetriebnahme der STP 60-Wechselrichter sowie zur Einrichtung der Wechselrichter-Kommunikation.

- Planungsleitfaden – enthält alle notwendigen Informationen zur Einsatzplanung des Wechselrichters in verschiedenen Solarenergieanwendungen.
- Serviceanleitung für den Austausch des Lüfters – enthält Informationen zum Austausch eines defekten Lüfters.
- Serviceanleitung für den Austausch der SPD's – enthält Informationen zum Austausch der Überspannungsschutzgeräten

Diese Dokumente sind im Downloadbereich unter www.SMA-Solar.com verfügbar. Sie können Sie auch über den Lieferanten des Solar-Wechselrichters beziehen.

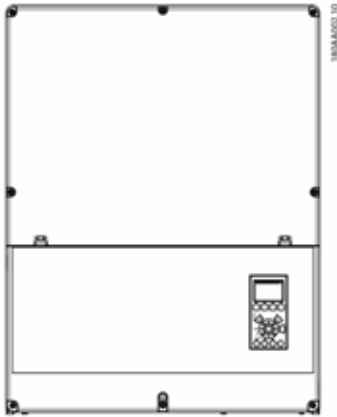


Abbildung 1.2 Sunny Tripower 60

Abkürzung	Beschreibung
ANSI	American National Standards Institute (US-amerikanische Stelle zur Normung industrieller Verfahrensweisen)
AWG	American Wire Gauge (Kodierung für Drahtdurchmesser)
cat5e	Kategorie 5 Kabel (mit verbesserten Eigenschaften) mit verdrehten Adernpaaren (Twisted-Pair) zur Datenübertragung
DHCP	Dynamic Host Configuration Protocol – ermöglicht die automatische Zuweisung der Netzadresse durch den DHCP-Server
VNB	Verteilnetzbetreiber
DSL	Digital Subscriber Line – digitaler Teilnehmeranschluss
EMV (Richtlinie)	Richtlinie über die elektromagnetische Verträglichkeit
ESD	Elektrostatische Entladung

Abkürzung	Beschreibung
FCC	Federal Communications Commission (unabhängige US-Behörde zur Regelung von Funkkommunikationswegen)
FRT	Fault Ride Through (robustes Einspeiseverhalten im Netzfehlerfall)
GSM	Global System for Mobile Communications (Standard für digitale Mobilfunknetze)
HDD	Hard Disk Drive (Festplattenlaufwerk)
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission – internationale Normungsorganisation
IT	Isolierte Erde
LCS	Lokale Inbetriebnahme und Service
LED	Leuchtdiode
NSR (Richtlinie)	Niederspannungsrichtlinie
MCB	Leitungsschutzschalter
MPP	Maximum Power Point (Punkt maximaler Leistung)
MPPT	Maximum Power Point Tracker – ermittelt den Punkt der optimalen PV-Leistung
NFPA	National Fire Protection Association (US-Brandschutz-Vereinigung)
P	P ist das Symbol der Wirkleistung, gemessen in Watt (W).
PCB	Leiterplatte
PCC	Point of Common Coupling – Netzverknüpfungspunkt Der Punkt im öffentlichen Elektrizitätsnetz, an den Kunden angeschlossen sind oder sein könnten.
PE	Schutzerde
PELV	Schutzkleinspannung
PLA	Power Level Adjustment = Begrenzung der Ausgangsleistung
P _{NOM}	Power [W], Nennwirkleistung
POC	Anschlusspunkt Der Punkt, an dem das PV-System an das öffentliche Versorgungsnetz angeschlossen ist.
P _{STC}	Power [W], Leistung bei Standardtestbedingungen
PV	Photovoltaik, Photovoltaik-Zellen
RCD	Fehlerstromschutzschalter
RCMU	Residual Current Monitoring Unit – FI-Überwachungsgerät
R _{ISO}	Isolationswiderstand
ROCOF	Rate Of Change Of Frequency – Frequenzänderungsrate

Abkürzung	Beschreibung
Q	Q ist das Symbol der Blindleistung, gemessen in Volt-Ampere reaktiv (VAr)
S	S ist das Symbol der Scheinleistung und wird in Voltampere (VA) angegeben.
STC	Standardtestbedingungen (Standard Test Conditions)
SW	Software
THD	Oberschwingungsgehalt
TN-S	Wechselstromnetz mit getrennten Schutz- und Neutralleitern
TN-C	Wechselstromnetz mit kombiniertem Schutz- und Neutralleiter
TN-C-S	Kombiniertes TN-C und TN-S-System: Die Trennung von Schutz- und Neutralleiter erfolgt am Übergangspunkt zwischen Verteilungsnetz und Kundenanlage.
TT	Wechselstromnetz mit Trennung zwischen Betriebserde des Erzeugers und der Erde der Verbraucheranlage

1.3 Auspacken

Inhalt:

- Wechselrichter
- Wandhalterung
- Inhalt des Zubehörbeutels:
 - 6 Wanddübel 8 x 50 mm
 - 6 Befestigungsschrauben 6 x 60 mm
 - 1 M25 Kabelverschraubung mit Dichtungsmanschette für Ethernet-Kabel
 - 1 Erdungsbolzen M6 x 12 mm
 - Bei STP 60-10-US zusätzlich enthalten: 2 x Kabelkanal mit Bügelschelle (2")
- Installationsanleitung
- Schnelleinstieg zur Installation

1.4 Typenschild des Wechselrichters



Abbildung 1.3 Typenschild Sunny Tripower 60

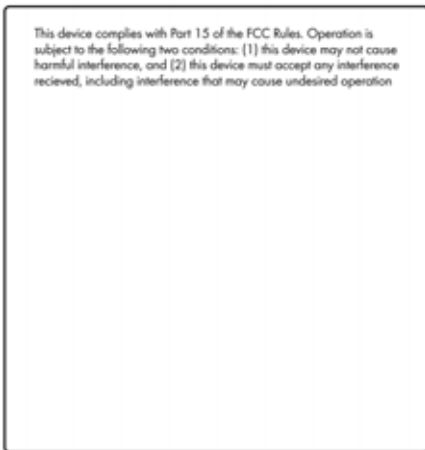


Abbildung 1.4 Typenschild Sunny Tripower 60-US

Auf dem Typenschild an der Seite des Wechselrichters sind folgende Angaben zu finden:

- Gerätetyp
- Wichtige technische Daten
- Seriennummer zur Identifizierung des Wechselrichters (unter dem Barcode)

1.5 Installationsreihenfolge

1. Bitte beachten Sie besonders die Sicherheitshinweisen zu Beginn des Handbuchs!
2. Den Wechselrichter gemäß Kapitel 2.1, Seite 65, Kapitel 2.2, Seite 66 und Kapitel 2.3, Seite 67 montieren.
3. Den Wechselrichter gemäß den Anweisungen in Kapitel 2.5, Seite 68 öffnen.
4. Die AC-Versorgung gemäß Kapitel 2.6, Seite 69 installieren.
5. Ethernet gemäß Kapitel 5.8, Seite 96 installieren.
6. Das PV-Module mittels Generatoranschlusskasten gemäß Kapitel 2.9, Seite 71 installieren.
7. Den Wechselrichter entsprechend den Anweisungen in Kapitel 2.5, Seite 68 schließen.
8. Wechselstrom einschalten.
9. Inbetriebnahme mittels LCS-Tool abschließen Das Tool ist im Downloadbereich unter www.SMA-Solar.com erhältlich. Hardware Anforderungen für das LCS-Tool:
 - PC mit Windows™ 7 oder neuer
 - 1 GB HDD
 - 2 GB RAM
 Das LCS-Tool muss auf einem lokalen PC-Laufwerk installiert werden. Der PC muss mit dem Anlagennetzwerk des SMA Inverter Managers verbunden sein. Zur Einstellung über das LCS-Tool, siehe Kapitel 3.3, Seite 75.
10. PV-System über den PV-Lasttrennschalter einschalten.
11. Überprüfung der Installation durch:
 - Wechselrichteranzeige: LED „On“ leuchtet durchgehend grün.
 - LCS-Tool: Beim Wechselrichter lautet die Statusanzeige „am Netz“.
12. Der Wechselrichter ist nun in Betrieb.

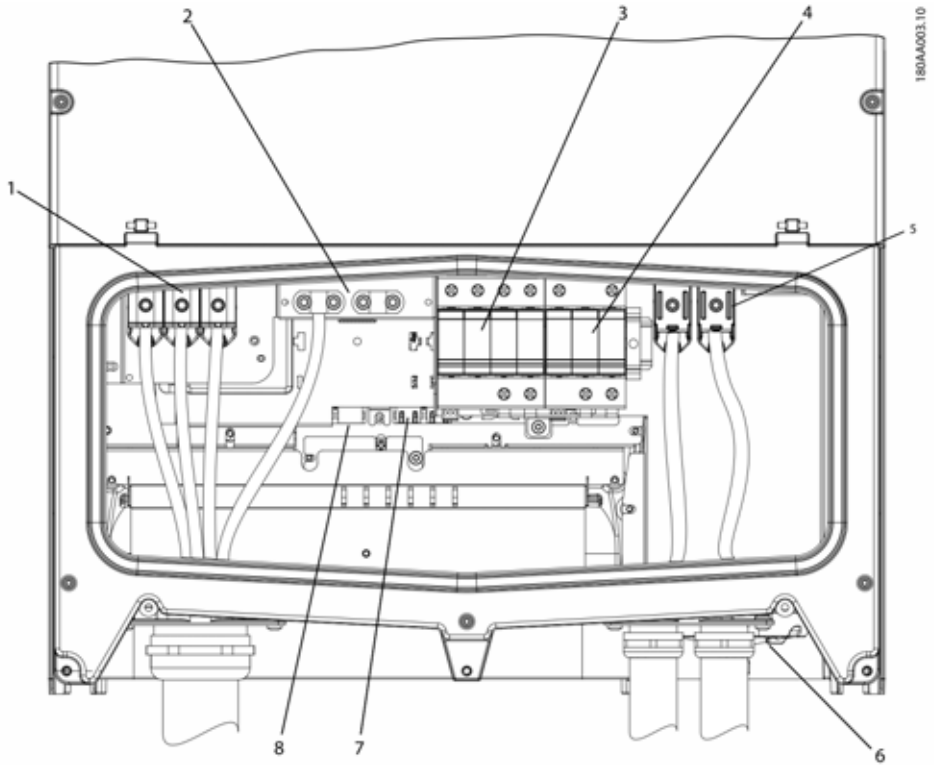


Abbildung 1.5 Überblick über den Installationsbereich

PELV (berührungssicher)

2	Geräteerdung
7	Ethernet-Schnittstelle x 2
8	RS-485-Schnittstelle (nicht im Einsatz)

Spannungsführende Teile

1	AC-Anschlussklemmen
5	PV-Anschlussklemmen

Sonstiges

3	AC-Überspannungsschutz (SPDs)
4	DC-Überspannungsschutz (SPDs)
6	PV-Lasttrennschalter

Tabelle 1.2 Überblick über den Installationsbereich

2 Installation

2.1 Umgebung und Abstände



Abbildung 2.1 Ständigen Kontakt mit Wasser vermeiden



Abbildung 2.2 Direkte Sonneneinstrahlung vermeiden

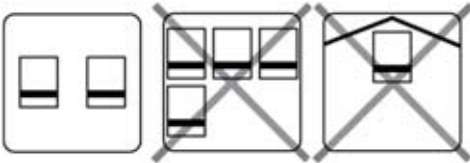


Abbildung 2.3 Ausreichende Luftströmung sicherstellen

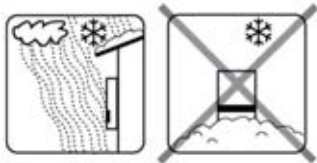


Abbildung 2.4 Ausreichende Luftströmung sicherstellen

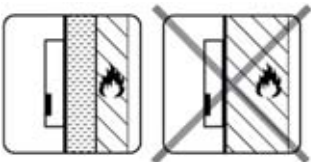


Abbildung 2.5 Auf nicht entflammbarer Oberfläche montieren

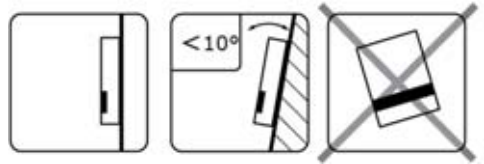


Abbildung 2.6 Gerade auf vertikaler Oberfläche einbauen. Eine Rückwärtsneigung von bis zu 10 Grad ist zulässig.



Abbildung 2.7 Staub und Ammoniakgase vermeiden

HINWEIS

Bei der Auswahl des Installationsorts sicherstellen, dass die Produkt- und Warnhinweise auf dem Wechselrichter jederzeit sichtbar sind. Ausführliche Informationen finden Sie in Kapitel 5, Seite 89.

2.2 Montage der Wandhalterung

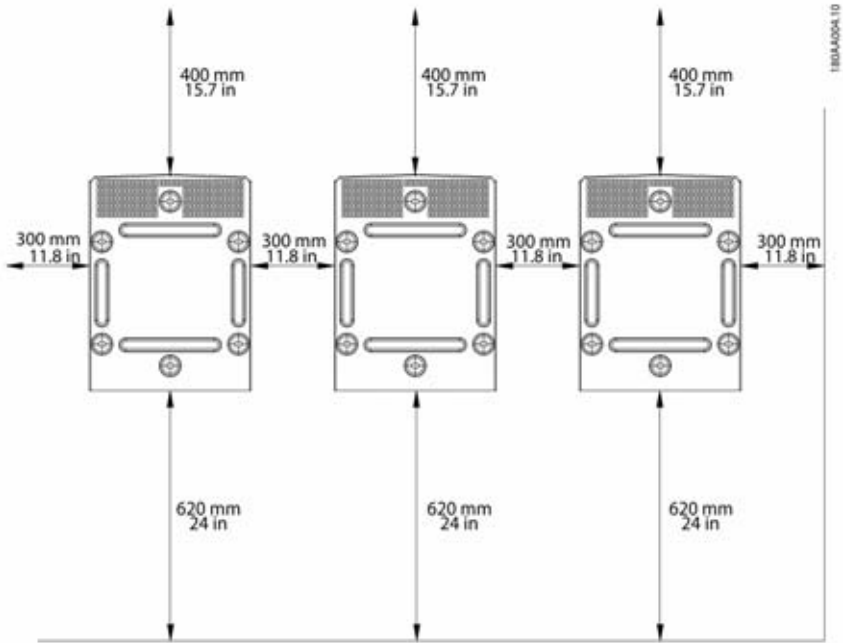


Abbildung 2.8 Sicherheitsabstände

i HINWEIS

Für eine ausreichende Luftströmung einen Mindestabstand von 620 mm / 24 in. sicherstellen.

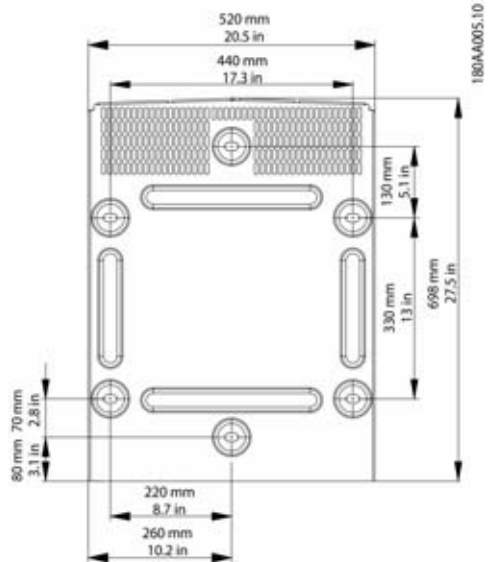


Abbildung 2.9 Wandhalterung

HINWEIS

Die mitgelieferte Wandhalterung muss zwingend verwendet werden. Wird der Wechselrichter ohne Wandhalterung einbaut, erlischt der Garantieanspruch. Es wird dringend empfohlen, alle 6 Montagelöcher zu nutzen.

Montage der Wandhalterung:

- Wandhalterung in der vorgesehenen Umgebung montieren.
- Schrauben und Dübel verwenden, die das Wechselrichtergewicht sicher tragen können.
- Sicherstellen, dass die Befestigungsplatte korrekt ausgerichtet ist.
- Bei der Installation eines oder mehrerer Wechselrichter die Sicherheitsabstände einhalten, um eine ausreichende Luftströmung sicherzustellen. Die Abstände sind in Abbildung 2.8 und auf dem Schild der Befestigungsplatte angegeben.
- Es wird die Montage der Wechselrichter in einer Reihe nebeneinander empfohlen. Wenden Sie sich für Richtlinien zur Montage von Wechselrichtern in mehreren Reihen übereinander an den Lieferanten.
- An der Frontseite des Wechselrichters zwecks sicherem Einbau und Servicezugang einen ausreichenden Abstand einhalten.



Abbildung 2.10 Montage der Wandhalterung

2.3 Montage des Wechselrichters

VORSICHT

Beim Umgang mit dem Wechselrichter lokale Arbeitsschutzbestimmungen zu Rate ziehen.

Vorgehensweise:

1. Den Wechselrichter anheben. Die Position der Führungsschlitzte an der Seite der Wandhalterung bestimmen. Verwendung von Bügelschrauben M12 / 1/2" und dazu passende Muttern (nicht im Lieferumfang enthalten).

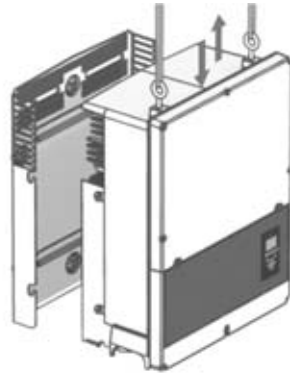


Abbildung 2.11 Platzierung des Wechselrichters

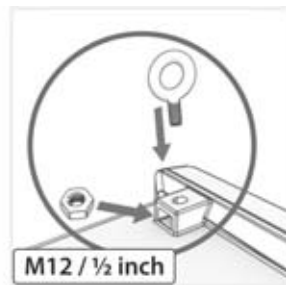


Abbildung 2.12 Bügelschrauben

2. Am Wechselrichter die seitlichen Schrauben in die Führungsschlitzte der Wandhalterung einsetzen.
3. Den Wechselrichter wie abgebildet schieben, damit die seitlichen Schrauben in die beiden unteren Führungsschlitzte und dann in die oberen Schlitzte geführt werden. Siehe Abbildung 2.13 und Abbildung 2.14.

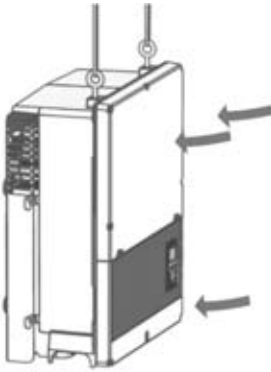


Abbildung 2.13 Einführung der Schrauben in die Führungsschlitze

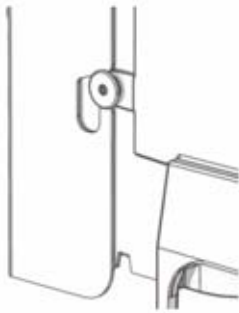


Abbildung 2.14 Einführung der Schrauben in die Führungsschlitze - Detailansicht

4. Darauf achten, dass die vier seitlichen Schrauben sicher in den Führungsschlitzen der Befestigungsplatte sitzen.
5. Den Wechselrichter loslassen.

2.4 Abbau des Wechselrichters

Vorgehensweise:

1. Der Abbau des Wechselrichters erfolgt in umgekehrter Reihenfolge der Montage.
2. Den Wechselrichter anheben und aus den Führungsschlitzen der Befestigungsplatte schieben.
3. Den Wechselrichter von der Befestigungsplatte abheben.

2.5 Zugang zum Installationsbereich

⚠ GEFAHR

Schalten Sie vor Beginn der Arbeiten am Wechselrichter das AC-Netz am Netzschalter und PV über den eingebauten PV-Lastschalter (DC-Lasttrennschalter) ab. Stellen Sie sicher, dass das Gerät nicht versehentlich wiederangeschlossen werden kann. Überprüfen Sie Mithilfe eines Spannungsprüfers, dass das Gerät abgeschaltet und spannungsfrei ist. Auch bei freigeschalteter AC-Netzversorgung und abgeschalteten Solarmodulen kann der Wechselrichter nach wie vor unter gefährlicher Hochspannung stehen. Warten Sie nach jeder Trennung vom Stromnetz und von den PV-Modulen mindestens 5 Minuten, bevor Sie fortfahren.

⚠ VORSICHT

Die Schutzvorschriften bezüglich elektrostatischer Entladungen beachten. Eventuelle elektrostatische Ladung vor Handhabung von Elektroteilen durch Berühren des geerdeten Gehäuses entladen.

Vorgehensweise:

1. Zum Öffnen der Abdeckung die 3 vorderen Schrauben mit einem TX30-Schraubendreher lösen. Die Schrauben sind unverlierbare Schrauben und können nicht herausfallen.
2. Die Abdeckung um 180° anheben. Die Abdeckung wird durch einen Magneten in der geöffneten Position gehalten.
3. Zum Schließen der Abdeckung diese wieder nach unten ziehen und die 3 vorderen Schrauben festziehen.



Abbildung 2.15 Vordere Schrauben lösen und Abdeckung anheben

2.6 AC-Netzanschluss

⚠ GEFAHR

Diese Anweisungen für den Anschluss an das AC-Netz sind nur für das Fachpersonal bestimmt. Um das Risiko eines elektrischen Schlages zu verringern, dürfen keine Wartungsarbeiten ausgeführt werden, die nicht ausdrücklich in der Bedienungsanleitung beschrieben sind, außer Sie sind zu deren Ausführung qualifiziert.

⚠ VORSICHT

Informationen zu Sicherungen und Fehlerstromschutzeinrichtung (RCD) finden Sie in Kapitel 5, Seite 89. Die AC-Sicherung darf die Strombelastbarkeit der eingesetzten Leiter nicht überschreiten.

i HINWEIS

Alle elektrischen Installationen in den USA und Kanada müssen gemäß den vor Ort geltenden elektrischen Normen und dem *National Electrical Code*® ANSI/NFPA 70 oder dem *Canadian Electrical Code*® CSA C22.1 durchgeföhrt werden.

- Vor dem elektrischen Anschluss des Wechselrichters an das öffentliche Stromnetz wenden Sie sich an Ihren Netzbetreiber vor Ort. Der elektrische Anschluss des Wechselrichters darf ausschließlich von Fachkräften durchgeföhrt werden.
- Sicherstellen, dass die Kabel für den elektrischen Anschluss nicht beschädigt sind.

IMI-Erkennung

Der Wechselrichter verfügt über eine(n) eingebaute(n) Isolationswächter (IMI)/Fehlerstromüberwachungseinheit (RCMU) gemäß UL 1741 für potenzialbehaftete netzgebundene PV-Wechselrichter. Er reagiert auch auf Fehlergleichströme wie auch plötzliche Veränderung im Erdschlussstrom. Diese Funktion ist bei Normalbetrieb aktiviert.

Erkennung des Isolationswiderstands

Der Wechselrichter hat eine eingebaute Erkennung des Isolationswiderstands / ISO Schaltkreis, die gemäß UL 1741 für potenzialbehaftete netzgebundene PV-Wechselrichter zertifiziert ist. Die Erkennung des Isolationswiderstands führt vor Anschluss an das Stromnetz eine Messung des Widerstands der angeschlossenen

PV-Anlage zur Erde durch. Liegt der Widerstand unterhalb des Sollwerts gemäß den Netzanschlussregeln, wartet der Wechselrichter ab und misst den Widerstand nach kurzer Zeit erneut. Liegt der Widerstand über dem Sollwert gemäß den Netzanschlussregeln, führt der Wechselrichter einen Selbsttest durch und wird ans Netz angeschlossen.

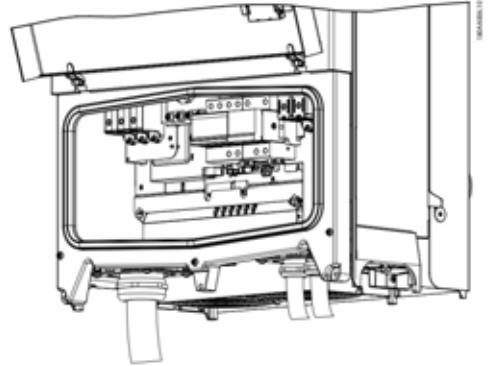


Abbildung 2.16 Installationsbereich

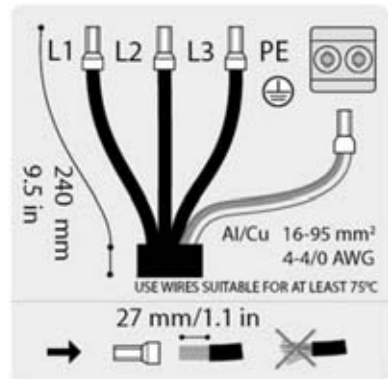


Abbildung 2.17 Abisolierung der AC-Kabel

i HINWEIS

Für den AC-Anschluss können Kabel mit mehrdrähtigen, fein- oder feinstdrähtigen Leitern eingesetzt werden (siehe Abbildung 2.18).

Bei dem Einsatz von Kabeln mit fein- oder feinstdrähtigen Leitern müssen für den Anschluss Aderendhülsen verwendet werden.

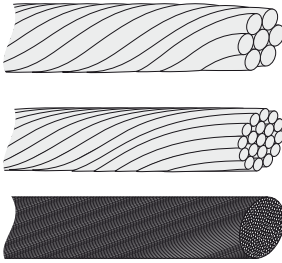


Abbildung 2.18 Kabel mit verschiedenen Leitern (von oben nach unten): eindrätig, mehrdrätig, feindrätig und feindrätig

Der STP 60-Wechselrichter darf nur an ein 3-Phasen-Netz angeschlossen werden.

Am AC-Kabel alle 4 Drähte abisolieren. Der Schutzleiter (PE) muss länger als die Netzleiter sein. Siehe Abbildung 2.17.

1. Prüfen, ob die Nennspannung des Wechselrichters der Netzspannung entspricht.
2. Sicherstellen, dass der Haupttrennschalter geöffnet ist und durch angemessene Schutzmaßnahmen sicherstellen, dass ein Wiedereinschalten nicht möglich ist.
3. Die Frontabdeckung öffnen.
4. Das Kabel durch die AC-Kabelverschraubung zu den Klemmenleisten schieben.
5. Die drei Netzleiter (L1, L2, L3) und den Schutzleiter (PE) entsprechend den Markierungen an die Klemmenleiste anschließen. Der Schutzleiter wird mit dem in Abbildung 2.19 abgebildeten Symbol gekennzeichnet.
6. Optional: Einen zusätzlichen PE-Anschluss an den sekundären PE-Erdungspunkten mit einem externen Erdungsbolzen des Geräts herstellen, der mit dem Wechselrichter geliefert wird. Siehe Abbildung 5.2.
7. Alle Drähte müssen ordnungsgemäß mit dem richtigen Drehmoment befestigt werden. Siehe Kapitel 5.5, Seite 94.



Abbildung 2.19 Symbol für Schutzleiter

⚠️ WARNUNG

GEFAHR DURCH ABLEITSTROM

Ableitstrom überschreitet 3,5 mA. Eine unzureichende Erdung des Wechselrichters kann zu schweren Verletzungen oder zum Tode führen.

- Stellen Sie sicher, dass die Geräte korrekt durch einen zertifizierten Elektroinstallateur geerdet werden.

2.7 Kabeleinführung

Optionen für die Kabeleinführung

- Bei STP 60-10: Kabelverschraubungen (vormontiert)
- Bei STP 60-10-US: 2"-Kabelkanaladapter (im Lieferumfang enthalten)

Bei Austausch des 2"-Kabelkanaladapters sicherstellen, dass die Schrauben in der in Abbildung 2.19 und Abbildung 2.20 abgebildeten Reihenfolge angezogen werden. Zuerst alle Schrauben mit 0,75 Nm und dann mit 2,5 Nm anziehen.

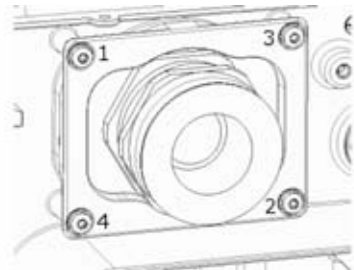


Abbildung 2.20 AC-Montagehalterung

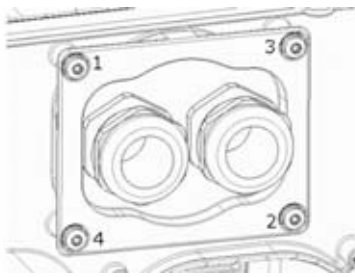


Abbildung 2.21 DC-Montagehalterung

Klemme	Bereich ¹⁾	Maximal zulässige Leitertemperaturen	Leitermaterial	Durchmesser Kabelmantel mit mitgelieferter Kabelverschraubung
AC+PE	16-95 mm ² 6-4/0 AWG	90 °C	Al/Cu	37-44 mm
PV	16-95 mm ² 6-4/0 AWG	90 °C	Al/Cu	14-21 mm

Tabelle 2.1 Ausreichende Leiterquerschnitte

¹⁾ Beachten Sie immer die Strombelastbarkeit der verwendeten Kabel.

2.8 Ethernet-Anschlüsse

Achten Sie beim Einsatz im Außenbereich darauf, ein geeignetes Kabel zu verwenden. Wenn das Kabel sehr steif ist, sollte eine Zwischenklemme verwendet werden, um eine größere Biegsamkeit des Kabels zu erreichen, bevor es an den Wechselrichter angeschlossen wird. Bei einigen Kabel ist es ggf. ausreichend, die äußere harte Ummantelung an dem Teil des Kabels zu entfernen, das in das Wechselrichtergehäuse eingeführt wird. Auf diese Weise werden die auf den Leiterplatten montierten RJ-45-Ethernetanschlüsse vor zu starker Beanspruchung geschützt, die zu Schäden oder Problemen mit der Verbindung führen könnte.

Vorgehensweise:

1. Den RJ-45-Steckverbinder am Ethernet-Kabel nicht entfernen.
2. Die Kabel über Kabelverschraubungen durch die Unterseite des Wechselrichters führen. Siehe Abbildung 2.22.
3. Einen Einschnitt in die Gummimanschette machen. Die Manschette in die Verschraubung für eine optimale Abdichtung einbringen.
4. In den Ethernet-Steckverbinder stecken.



Abbildung 2.22 Kabelführung durch Kabelverschraubungen

2.9 PV-Anschluss

2.9.1 Externe Generatoranschlusskästen

PV-Strings müssen über einen externen Generatoranschlusskasten an den DC-Eingang angeschlossen werden. Der Generatoranschlusskasten verbindet die PV-Strings des PV-Generators und schützt die einzelnen Strings gegen Überstrom.

i HINWEIS

An allen mit dem Generatoranschlusskasten verbundenen PV-Strings müssen die gleiche Anzahl an Modulen und der gleiche Modul-Typ angeschlossen sein. Außerdem müssen alle angeschlossenen Module die gleiche Ausrichtung aufweisen.

i HINWEIS

Auf richtige Absicherung achten! Zu Informationen über korrekte String-Sicherungswerte die Modul-Handbücher des Herstellers zu Rate ziehen.

Ein geeignetes Voltmeter verwenden, das bis zu 1000 V DC messen kann. Überprüfen Sie die Polarität und die Maximalspannung des PV-Generators durch Messen der PV-Leerlaufspannung. Der Wechselrichter verfügt über einen Verpolungsschutz, kann aber erst nach korrektem Anschluss Leistung erzeugen.

Die kombinierte Leistung aus dem Generatoranschlusskasten muss an den DC-Eingang des STP 60-Wechselrichters angeschlossen werden.

⚠ VORSICHT

Der PV-Generator ist potenzialfrei, wobei beide Leiter (+) und (-) an die PV-Eingänge des Wechselrichters angeschlossen sind. Kein Leiter ist geerdet.

Die DC-Leistung kann mit dem im Wechselrichter eingebauten DC-Lasttrennschalter getrennt werden.

⚠ VORSICHT

PV darf NICHT mit Erde verbunden werden!

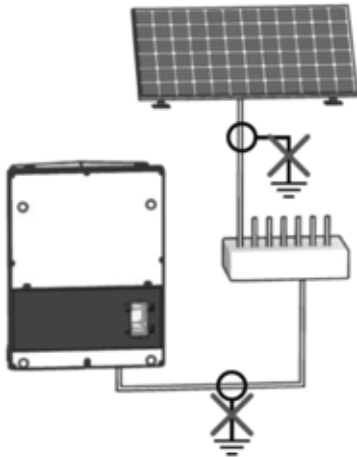


Abbildung 2.24 PV darf nicht mit Erde verbunden werden

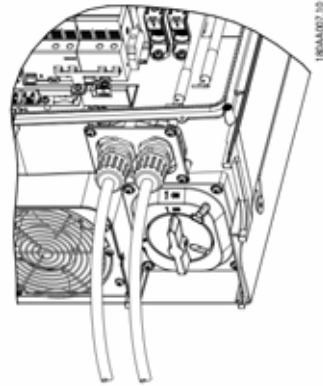


Abbildung 2.25 DC-Anschlussbereich

i HINWEIS

Für den AC-Anschluss können Kabel mit mehrdrähtigen, fein- oder feinstdrähtigen Leitern eingesetzt werden (siehe Abbildung 2.26).

Bei dem Einsatz von Kabeln mit fein- oder feinstdrähtigen Leitern müssen für den Anschluss Aderendhülsen verwendet werden.

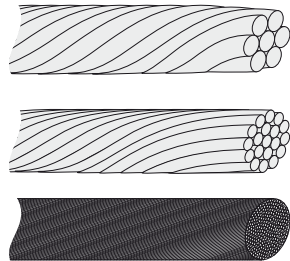


Abbildung 2.26 Kabel mit verschiedenen Leitern (von oben nach unten): eindrätig, mehrdrätig, feindrätig und feinstdrätig

1. Den PV-Lasttrennschalter am Wechselrichter oder Generatoranschlusskasten auf Aus stellen.
2. Die PV-Kabel vom Generatoranschlusskasten an den Wechselrichter anschließen. Die richtige Polarität sicherstellen, siehe Abbildung 2.27.
3. Alle Drähte müssen ordnungsgemäß mit dem richtigen Drehmoment befestigt werden. Siehe Kapitel 5.5, Seite 94.

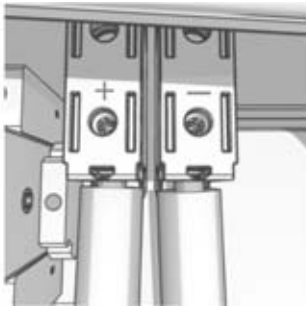


Abbildung 2.27 Anschluss an PV-Eingang



Abbildung 2.28 DC Aufkleber

Schutzklasse der PV-Module

Der Wechselrichter darf nur mit PV-Modulen der Schutzklasse II nach IEC 61730, Anwendungsklasse A, betrieben werden.

Schließen Sie nur PV-Module an den Wechselrichter an. Andere Energiequellen sind nicht zulässig.

⚠️ WARNUNG

PV-Module erzeugen bei Lichteinfall elektrische Spannung.

2.10 Schließen

1. Die Abdeckung des Installationsbereichs des Wechselrichters schließen. Die 3 vorderen Schrauben festziehen. Siehe Kapitel 5.5, Seite 94.
2. AC zuschalten.

3 Ersteinrichtung und Start

3.1 Benutzerschnittstelle

Die Benutzerschnittstelle besteht aus folgenden Elementen:

- Lokales Display, für alle Wechselrichtervarianten. Das lokale Display zeigt Statusinformationen des Wechselrichters. Die Konfiguration oder Einrichtung des STP 60-Wechselrichters über das Display ist nicht möglich. Das „#“ im Display erklärt die Betriebsarten.
- Lokales Inbetriebnahme- und Service-Tool (LCS-Tool). Das LCS-Tool ermöglicht die Konfiguration eines oder mehrerer STP 60-Wechselrichter.

3.1.1 Betriebsarten

Der Wechselrichter hat 5 Betriebsarten, die durch LEDs angezeigt werden.

Status	LEDs	LEDs
Vom Netz	Grün	-----
	Rot	-----
Anschluss erfolgt	Grün	■ ■ ■ ■ ■
	Rot	-----
Am Netz	Grün	■■■■■■■■■■
	Rot	-----
Internes Wechselrichterereignis	Grün	■ ■ ■ ■ ■
	Rot	-----
Ausfallsicher	Grün	-----
	Rot	■ ■ ■ ■ ■

Tabelle 3.1 Betriebsarten

Vom Netz (Standby) (LEDs aus)

#0-51

Wenn länger als 10 Minuten nicht in das AC-Netz eingespeist wurde, trennt sich der Wechselrichter selbstständig vom Netz und schaltet sich ab. Die Benutzer- und Kommunikationsschnittstellen werden zu Kommunikationszwecken weiter mit Strom versorgt.

Anschlussmodus (Grüne LED blinkt)

#52-53

Der Wechselrichter läuft an, wenn die PV-Eingangsspannung die DC-Mindesteinspeisepannung erreicht. Der Wechselrichter führt eine Reihe interner Selbsttests durch einschließlich einer Messung des Widerstands zwischen PV-Array und Erde. In der Zwischenzeit werden auch die Netzparameter überwacht. Wenn die Netzparameter während des erforderlichen Zeitraums innerhalb der Spezifikationen liegen (abhängig vom Grid Code), beginnt der Wechselrichter mit der Einspeisung in das Stromnetz.

Am Netz (Grüne LED leuchtet)

#60

Der Wechselrichter ist an das AC-Netz angeschlossen und speist in dieses ein. Der Wechselrichter trennt sich in folgenden Fällen vom Netz:

- Der Wechselrichter erkennt abnormale Netzbedingungen (abhängig vom Grid Code).
- ein internes Ereignis tritt auf.
- PV-Leistung ist unzureichend (10 Minuten lang wird kein Strom eingespeist).

In diesem Fall wechselt der Wechselrichter in den Anschlussmodus oder in die Betriebsart „Vom Netz getrennt“.

Internes Wechselrichterereignis (Grüne LED blinkt)

#54

Der Wechselrichter wartet auf einen internen Zustand innerhalb der Grenzwerte (zum Beispiel wegen einer zu hohen Temperatur), bevor er wieder ans Netz geht.

Ausfallsicher (Rote LED blinkt)

#70

Wenn der Wechselrichter beim Selbsttest (in der Betriebsart Anschlussmodus) oder während des Betriebs einen Schaltkreisfehler feststellt, schaltet er in die Betriebsart „Ausfallsicher“ und wird vom Netz getrennt. Der Wechselrichter verbleibt in der Betriebsart „Ausfallsicher“, bis die PV-Leistung zehn Minuten lang ausbleibt oder der Wechselrichter vollständig abgeschaltet wird (AC+PV).

3.2 Display

**HINWEIS**

Es kann bis zu 10 s dauern, bis das Display nach dem Einschalten anspricht.

Der Benutzer hat über das integrierte Display auf der Vorderseite des Wechselrichters Zugang zu Informationen über das PV-System und den Wechselrichter.



Abbildung 3.1 Display mit Steuer- und Funktionstasten

Taste	Funktion
F1	Anpassen der Kontraststufe des Displays. Pfeil-nach-oben/ unten-Taste verwenden, solange die F1-Taste gedrückt ist.
F2	Ohne Funktion
F3	
F4	
Home	Zurück zum Hauptfenster
OK	Ohne Funktion
Pfeil nach oben	Einen Schritt nach oben
Pfeil nach unten	Einen Schritt nach unten
Pfeil nach rechts	Wechselt zum rechten Bildbereich
Pfeil nach links	Wechselt zum linken Bildbereich
Zurück	Zurück zum Hauptfenster

Taste	Funktion
On - Grüne LED	
Alarm - Rote LED	

Tabelle 3.2 Display mit Steuer- und Funktionstasten

Der Bildschirm-Aufbau ist in 3 Abschnitte unterteilt:

- Hauptbildschirm. Strom und täglicher Ertrag. Dieser Abschnitt enthält:
 - Ist-Ausgangsleistung (kW)
 - Ertrag des aktuellen Tags (kWh)
 - Gesamtertrag (kWh)
 - Aktuelles Datum
 - Aktuelle Zeit
 - Betriebsart (#)
- Informationen zum Wechselrichter. Dieser Abschnitt enthält:
 - Gerätetyp des Wechselrichters
 - Name des Wechselrichters
 - Seriennummer
 - IP-Adresse
 - MAC-Adresse des SMA Inverter Managers
 - Software-Version des Wechselrichters
- Ist-Werte. Dieser Abschnitt enthält:
 - PV-Spannung und Strom
 - Spannungen Phase-Phase
 - Phasenströme
 - Netzfrequenz

3.2.1 Ersteinrichtung über LCS-Tool

Das LCS-Tool ermöglicht die Wahl aus einer Liste vordefinierter Einstellungen für verschiedene Netze. Alle Netz-spezifischen Grenzwerte müssen über das LCS-Tool konfiguriert werden.

Nach der Installation alle Kabel prüfen und den Wechselrichter schließen.

AC zuschalten.

⚠️ WARNUNG

Die korrekte Auswahl des Grid Codes ist wichtig, um die lokalen und nationalen Standards einzuhalten.

3.2.2 PV-Lasttrennschalter einschalten

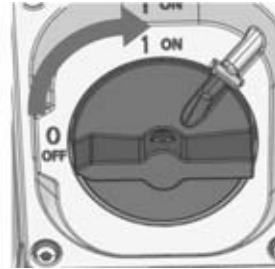


Abbildung 3.2 PV-Lasttrennschalter

PV-Lasttrennschalter entweder am Wechselrichter oder am Generatoranschlusskasten einschalten.

3.2.3 Inbetriebnahme

Der Wechselrichter startet automatisch, wenn ausreichende Sonneneinstrahlung zur Verfügung steht. Die Inbetriebnahme dauert einige Minuten. In dieser Zeit führt der Wechselrichter eine Selbsttestfunktion durch.

i HINWEIS

Der Wechselrichter ist mit Verpolungsschutz ausgestattet. Der Wechselrichter erzeugt erst Einspeiseleistung, wenn verdrehte Verpolung korrigiert wurde.

3.3 LCS-Tool

Die STP 60-Wechselrichter und der SMA Inverter Manager müssen über das lokale Inbetriebnahme- und Service-Tool (LCS-Tool) in Betrieb genommen werden. Die Inbetriebnahme ist erforderlich, bevor die STP 60-Wechselrichter an das AC-Netz angeschlossen werden und einspeisen.

Das LCS-Tool ist im Downloadbereich unter www.SMA-Solar.com verfügbar.

Hardware Anforderungen für das LCS-Tool:

- PC mit Windows™ 7 oder neuer
- 1 GB HDD
- 2 GB RAM

Das LCS-Tool muss auf einem lokalen PC-Laufwerk installiert werden. Der PC muss über Ethernet an den LAN 1 Port des SMA Inverter Managers angeschlossen werden.

**HINWEIS**

Dem LAN 1 Port des SMA Inverter Manager muss vom DHCP-Server eine IP-Adresse zugewiesen werden.

Es ist wichtig, dass der PC, auf dem das LCS-Tool läuft, an das gleiche IP-Subnetz angeschlossen ist wie der SMA Inverter Manager.

Port LAN 2 ist ausschließlich für STP 60-Wechselrichter bestimmt.

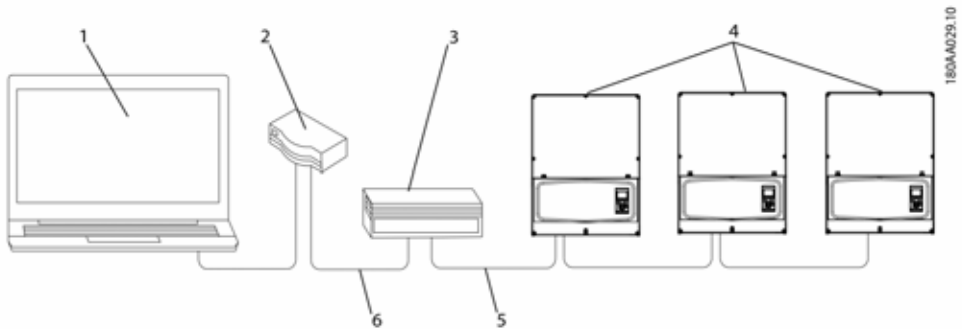


Abbildung 3.3 Inbetriebnahme von Wechselrichtern über LCS-Tool

1	LCS-Tool
2	Router/DHCP
3	SMA Inverter Manager
4	Sunny Tripower 60
5	LAN 2
6	LAN 1

3.3.1 Erste Schritte

1. Starten Sie das LCS-Tool. Das Tool zeigt eine Liste aller identifizierten SMA Inverter Manager. Es kann mehrere Minuten dauern, bis das LCS-Tool alle SMA Inverter Manager identifiziert hat.
2. Der Bildschirm zeigt jetzt eine Liste aller SMA Inverter Manager (siehe Abbildung 3.4). Zum Start des Assistenten klicken Sie den zu konfigurierenden SMA Inverter Manager an. Durch Anklicken des SMA Inverter Manager werden die vom SMA Inverter Manager gefundenen Wechselrichter angezeigt. Nicht in Betrieb genommene Wechselrichter (kein zugewiesener Grid-Code) werden mit einem blauen Quadrat zusammen mit ihrer Software-Version aufgeführt.

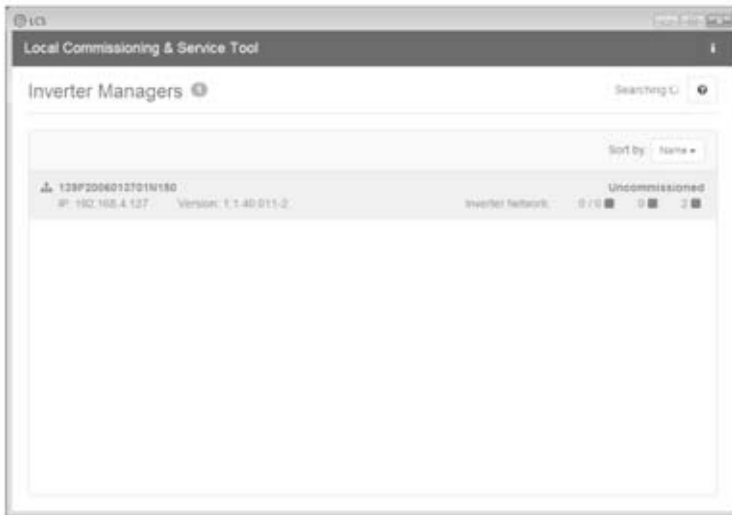


Abbildung 3.4 LCS-Tool - Startbildschirm

3. Überprüfen, ob Datum und Uhrzeit richtig sind. Falls nicht, Datum und Uhrzeit einstellen und fortfahren. Siehe Abbildung 3.5.

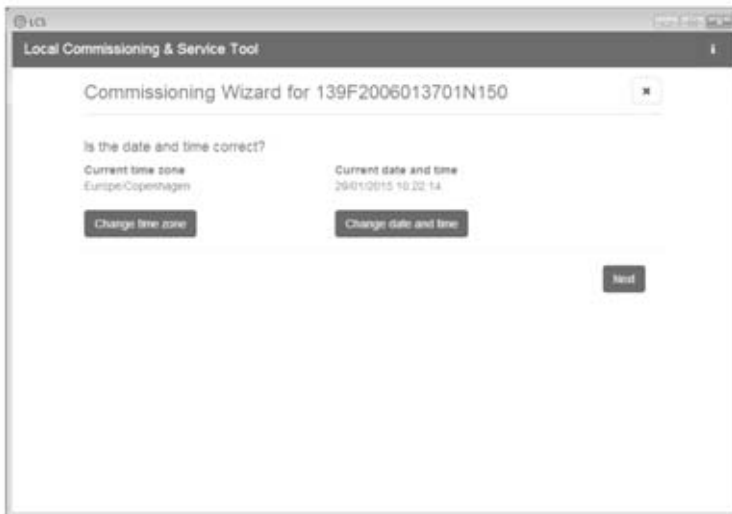


Abbildung 3.5 LCS-Tool - Datum und Uhrzeit überprüfen

4. Eine Liste der durch den ausgewählten SMA Inverter Manager identifizierten Wechselrichter wird angezeigt. Siehe Abbildung 3.6.

Prüfen, ob die Liste der Wechselrichter vollständig ist.

Prüfen, ob alle Wechselrichter vorhanden sind. Es ist möglich, mit der Konfiguration der aufgeführten Wechselrichter fortzufahren, selbst wenn nicht alle Wechselrichter gefunden werden. Die unentdeckten Wechselrichter können später noch konfiguriert werden.



Abbildung 3.6 LCS Tool - Liste der angeschlossenen Wechselrichter

5. Wählen Sie das gewünschte Land aus der Liste der verfügbaren Optionen für die Wechselrichter im Netzwerk. Siehe Abbildung 3.7.
6. Wählen Sie den gewünschten Grid-Code aus der Liste der verfügbaren Optionen für das ausgewählte Land aus. Im Bedarfsfall einen kundenspezifischen Grid-Code durch Anklicken der „Load“-Taste laden. Siehe Abbildung 3.7. Die „Create“-Schaltfläche ist inaktiv und kann nicht verwendet werden.



Abbildung 3.7 LCS-Tool - Land und Grid-Code auswählen

7. Das LCS-Tool fordert zur Bestätigung des ausgewählten Landes und des Grid-Codes auf. Siehe Abbildung 3.8. Eine falsche Konfiguration kann mittels der Schaltfläche ‚Zurück‘ und der Änderung der Einstellungen im vorherigen Fenster geändert werden.



Abbildung 3.8 LCS-Tool - Überprüfung des Landes und des Grid-Codes

8. Das System wendet nun den auf dem SMA Inverter Manager ausgewählten Grid-Code auf die gefundenen Wechselrichter an. Jeder zu einem späteren Zeitpunkt hinzugefügte Wechselrichter übernimmt automatisch denselben Grid-Code. Pro SMA Inverter Manager ist nur die Anwendung von einem Grid-Code möglich.

i HINWEIS

Es ist wichtig, den richtigen Grid-Code zu wählen. Der Grid-Code kann nachträglich ohne Rücksprache mit SMA Solar Technology AG nicht mehr geändert werden.

9. Ein grünes Quadrat macht den in Betrieb genommenen Wechselrichter kenntlich. Die Wechselrichter werden jedoch erst mit dem Netz verbunden, wenn der „Start“-Befehl von der Leiste unterhalb des Startmenüs erfolgt ist. Siehe Abbildung 3.9.



Abbildung 3.9 LCS Tool - Liste aller an den SMA Inverter Manager angeschlossenen Wechselrichter

über die Wechselrichtereinstellungen, einschließlich der eingestellten Trennwerte für die einzelnen Wechselrichter. Siehe Abbildung 3.10.

10. Wenn genügend PV-Leistung vorhanden ist und die Grid-Code-Bedingungen erfüllt sind, werden die Wechselrichter ans Netz angeschlossen.
11. Bei Inbetriebnahme ist es möglich, einen Inbetriebnahmebericht im Menü „Reports“ herunterzuladen. Der Bericht enthält alle Informationen



Abbildung 3.10 LCS-Tool - Inbetriebnahmebericht

i HINWEIS

Wenn der gewünschte Grid-Code nicht verfügbar ist oder das LCS-Tool eine Warnung wegen inkompatibler Softwareversionen anzeigt, müssen der Grid-Code und die Softwarebibliothek auf dem LCS-Tool aktualisiert werden.

Es ist möglich kundenspezifische Grid Code-Dateien mit angepassten Einstellwerten zu erstellen. Nehmen Sie hierzu Kontakt mit SMA Solar Technology AG auf.

4 Service

4.1 Fehlersuche und -behebung

Die Informationen werden in Tabellen aufgelistet und zeigen die Meldungen an, die im LCS-Tool erscheinen und als Ereignisse bekannt sind. Die Tabellen enthalten Beschreibungen von Ereignissen sowie Erklärungen, welche Maßnahmen im Falle von Ereignissen zu ergreifen sind.

Ereignistyp	Zeigt an, ob das Ereignis der Kategorie Netz, PV, Intern oder Ausfallsicher zuzurechnen ist.
ID	Die spezifische Ereignis-ID.
Display	Im Display angezeigter Text.
Beschreibung	Beschreibung des Ereignisses.
Maßnahme	Beschreibung der zu ergreifenden Maßnahme, bevor Dritte involviert werden.
VNB	Wenn die Fehlfunktion nicht durch die empfohlene Maßnahme identifiziert werden konnte, wenden Sie sich an den VNB.
Hotline	Wenn die Fehlfunktion durch die empfohlene Maßnahme nicht identifiziert werden konnte, wenden Sie sich an den Service (siehe Kapitel 6 „Kontakt“, Seite 97).
PV	Wenn die Fehlfunktion durch die empfohlene Maßnahme nicht identifiziert werden konnte, wenden Sie sich an den PV-Lieferanten.

Netzbezogene Ereignisse

ID	Statusmeldung	Beschreibung	Maßnahme	VNB	Hotline	PV
1-6		Netzspannung zu niedrig.	Spannung und AC-Installation überprüfen. Ist die Spannung gleich Null, prüfen Sie die Sicherungen.	x	-	-
7-9		Durchschnittliche Netzspannung 10 Minuten lang zu hoch.	Prüfen, ob die Installation entsprechend der Installationsanleitung durchgeführt wurde. Fordern Sie in diesem Fall eine neue Grid-Code-Datei mit erhöhter Spannungsgrenze oder Blindleistung zur Spannungsunterdrückung an.	x	-	-
10-15		Netzspannung zu hoch.	Spannung und AC-Installation überprüfen.	x	-	-
16-18		Der Wechselrichter hat eine Spannungsspitze im Netz gemessen.	Spannung und AC-Installation überprüfen.	x	-	-
19, 22		Netzfrequenz zu niedrig oder zu hoch.	Netzfrequenz überprüfen.	x	-	-

ID	Statusmeldung	Beschreibung	Maßnahme	VNB	Hotline	PV
31-33		Gleichstromanteil im AC-Netz zu hoch.	Bei wiederholten täglichen Vorfällen eine Vor-Ort-Netzanalyse durchführen.	-	x	-
34-37		FI-Überwachungsgerät (RCMU) hat Überstrom gemessen.	DC- und AC-Versorgung abschalten und warten, bis sich das Display ausschaltet. Anschließend DC- und AC-Versorgung einschalten und prüfen, ob das Ereignis erneut eintritt. Sichtprüfung sämtlicher PV-Kabel und -Module durchführen.	-	x	-
40	AC-Netz nicht konform	AC-Netz liegt länger als zehn Minuten außerhalb des zulässigen Bereichs (Frequenz und/oder Spannung).	Netzfrequenz, Netzspannung, Softwareversion und Grid-Code-Einstellung prüfen.	x	-	-
41-43		Fault Ride Through. Der Wechselrichter hat festgestellt, dass die Netzspannung unter oder über einem bestimmten Niveau liegt.	Wenn dieses Ereignis mehrmals täglich eintritt, führen Sie eine Vor-Ort-Netzanalyse durch.			
48, 51		Netzfrequenz zu niedrig oder zu hoch.	Netzfrequenz und AC-Installation prüfen.	x	-	-
54-56		Gleichstromanteil im AC-Netz zu hoch (Stufe 2).	Bei wiederholten täglichen Vorfällen eine Vor-Ort-Netzanalyse durchführen.	x	-	-
61		Netzausfall, offene Phase erkannt.	Den zuständigen Netzbetreiber kontaktieren, wenn das Ereignis mehrmals innerhalb eines Tages auftritt.	x	-	-
62		Netzausfall.	Den zuständigen Netzbetreiber kontaktieren, wenn das Ereignis mehrmals innerhalb eines Tages auftritt.	x	-	-
64-81		Netzspannung an Phase zu niedrig.	Spannung und AC-Installation überprüfen. Ist die Spannung gleich Null, prüfen Sie die Sicherungen.	x	-	-

Tabelle 4.1 Netzbezogene Ereignisse

PV-bezogene Ereignisse

ID	Statusmeldung	Beschreibung	Maßnahme	VNB	Hotline	PV
103	Der PV-Strom ist zu hoch/wartend	Zu viele PV-Module sind parallel geschaltet. Dies sollte nur bei neu installierten Systemen angezeigt werden.	Anzahl der parallel geschalteten Strings und Stromnennwerte prüfen. Wurde der Stromgrenzwert überschritten? Strings wieder parallel schalten	-	x	x
115, 260	PV ISO zu niedrig	Der Widerstand zwischen den PV-Strings und der Erde (PE) ist für die Inbetriebnahme des Wechselrichters zu niedrig. Nach 10 Minuten führt der Wechselrichter automatisch eine neue Messung durch.	Sämtliche PV-Kabel und -Module per Sichtprüfung auf korrekte Installation gemäß Installationsanleitung prüfen. Das Ereignis deutet möglicherweise darauf hin, dass der PE-Anschluss fehlt.	-	x	x
258	PV-Spannung zu hoch/wartend	DC-Spannung ist zu hoch.	Prüfen, ob die PV-Installation und die -Auslegung den Empfehlungen in den Handbüchern entsprechen.	-	x	x
278		DC-Spannung ausdrückliche Warnung.	Prüfen, ob die PV-Installation und die -Auslegung den Empfehlungen in den Handbüchern entsprechen.	-	x	x

Tabelle 4.2 PV-bezogene Ereignisse

Systembezogene Ereignisse

ID	Statusmeldung	Beschreibung	Maßnahme	VNB	Hotline	PV
2000		Kommunikationsbaugruppe fährt hoch.	-	-	-	-
2010, 2011		Das Software-Update des Hauptrechners wurde gestartet / ist beendet.	-	-	-	-
2012 - 2018		Das Software-Update ist fehlgeschlagen.	Software-Update erneut beginnen. Falls Fehler beim Update auftreten, kontaktieren Sie den Service.	-	x	-
2030		Die Übermittlung des Grid Codes an den Hauptrechner ist fehlgeschlagen.	Wenn dieses Ereignis öfter auftritt, kontaktieren Sie den Service.	-	x	-
2050, 2051		Ethernet-Verbindung ist aktiv / getrennt.	Keine Maßnahme notwendig. Dieser Fehler dient beispielsweise dazu, schlechte Ethernet-Kabel zu identifizieren.	-	-	-

ID	Statusmeldung	Beschreibung	Maßnahme	VNB	Hotline	PV
2052, 2053		Die Übermittlung des Grid Codes vom SMA Inverter Manager zum STP 60-10 wurde gestartet / beendet.	-	-	-	-
2054		Die Übermittlung des Grid Codes vom SMA Inverter Manager zum STP 60-10 ist fehlgeschlagen.	Wenn dieses Ereignis öfter auftritt, kontaktieren Sie den Service.	-	-	-

Tabelle 4.3 Systembezogene Ereignisse

Interne Ereignisse

ID	Statusmeldung	Beschreibung	Maßnahme	VNB	Hotline	PV
201- 208		Die Innentemperatur des Wechselrichters ist zu hoch.	Überprüfen Sie, dass keine Gegenstände oder Staub auf dem Wechselrichter liegt und prüfen Sie, ob die Lüftungskanäle frei und nicht verstopft sind.	-	x	-
209, 210		Zu hohe Spannung im DC-Zwischenkreis.	Wenn das Ereignis andauert, den Wechselrichter durch Trennung der DC- und AC-Versorgung zurücksetzen. Wenn sich das Ereignis wiederholt, über das Display prüfen, ob die PV-Spannung den Höchstwert überschreitet.	-	x	-
211	Lüfterdrehzahl niedrig	Die Lüfterdrehzahl ist zu niedrig.	Prüfen, ob der Lüfter des Wechselrichters blockiert ist.	-	x	-
213- 215		Interner Fehler. Gemessene Spannung vor und hinter dem Relais weicht zu sehr ab.	Den Service kontaktieren.	-	x	-
216- 218		Zu hoher gemessener Strom auf der AC-Seite.	Den Service kontaktieren.	-	x	-
219- 221		Interner Fehler. Gemessene Spannung vor und hinter dem Relais weicht zu sehr ab.	Den Service kontaktieren.	-	x	-
225- 240, 275		Störung im Speicher/EEPROM.	Wechselrichter neu starten. Wenn das Ereignis andauert, den Service kontaktieren.	-	x	-
241, 242, 245, 249		Interner Kommunikationsfehler.	Wechselrichter neu starten. Wenn das Ereignis andauert, den Service kontaktieren.	-	x	-

ID	Statusmeldung	Beschreibung	Maßnahme	VNB	Hotline	PV
248		Interner CPU-Fehler.	Wechselrichter neu starten. Wenn das Ereignis andauert, den Service kontaktieren.	-	x	-
252- 254		Zu hoher gemessener Strom auf der AC-Seite.	Wenn sich das Ereignis wiederholt, den Service kontaktieren.	-	x	-
243, 263		Interner Fehler.	Wechselrichter neu starten. Wenn das Ereignis andauert, den Service kontaktieren.	-	x	-
279		Fehler des Temperaturfühlers	Wenn das Ereignis andauert, den Service kontaktieren.	-	x	-
280		Selbsttest 24-Stunden-Timeout Der Selbsttest muss mindestens einmal in 24 Stunden laufen.	Keine.	-	-	-
281		Zu viele RCMU-Ereignisse in den letzten 24 Stunden. Innerhalb von 24 Stunden sind nach einem Ereignis 34 nur 4 automatische Wiederzuschaltversuche zulässig. Der Wechselrichter versucht automatisch die Wiederzuschaltung nach einem bestimmten Zeitraum.	Bis zu 24 Stunden warten. Wenn das Ereignis 34 wieder auftritt, die Maßnahme für Ereignis 34 befolgen.	-	x	-
282		Grid-Code-Einstellungen ungültig.	Wechselrichter neu starten. Wenn der Fehler weiterhin auftritt, bitten Sie die Serviceabteilung um die Erstellung einer neuen Grid-Code-Datei bzw. die erneute Auswahl eines Standard-Grid-Codes.	-	x	-
283		Gatedrive-Fehler.	Wechselrichter neu starten. Wenn das Ereignis andauert, den Service kontaktieren.	-	x	-
323		Fehler des internen Lüfters. Maximale Ausgangsleistung wurde reduziert.	Wenn sich das Ereignis wiederholt, den Service kontaktieren.	-	x	-

Tabelle 4.4 Interne Ereignisse

Durch den Selbsttest erzeugte Ereignisse

ID	Beschreibung	Maßnahme	VNB	Hotline	PV
100	PV-Eingangsstrom ist negativ. Sensorfehler.	Polarität der PV-Anlage prüfen, wenn diese korrekt ist, mit dem Service in Verbindung setzen.	-	x	-
264, 266	Messkreistest fehlgeschlagen.	Wechselrichter neu starten. Wenn das Ereignis andauert, den Service kontaktieren.	-	x	-
272	PV-Überspannungsschutzgerät-Fehler. Wechselrichter läuft weiter ohne Überspannungsschutz.	PV-Überspannungsschutzgerät austauschen. Details entnehmen Sie den Anweisungen zum SPD-Austausch.	-	x	-
273	AC-Netz-Überspannungsschutzgerät-Fehler. Wechselrichter läuft weiter ohne Überspannungsschutz.	PV-Überspannungsschutzgerät austauschen. Details entnehmen Sie den Anweisungen zum SPD-Austausch.	-	x	-
274	Status des Überspannungsschutzgerätes unbekannt.	Wechselrichter neu starten. Wenn das Ereignis andauert, den Service kontaktieren.	-	x	-
350- 352	Selbsttest der Fehlerstromüberwachungseinheit (RCMU) fehlgeschlagen.	Den Service kontaktieren.	-	x	-
353	Stromsensortest fehlgeschlagen.	Den Service kontaktieren.	-	x	-
356- 361	Transistor- und Relais-Test fehlgeschlagen, oder Wechselrichterrelais defekt (Kontakt vermutlich geschweißt).	Den Service kontaktieren.	-	x	-
366	Selbsttest der Fehlerstromüberwachungseinheit (RCMU) fehlgeschlagen.	Den Service kontaktieren.	-	x	-

Tabelle 4.5 Durch den Selbsttest erzeugte Ereignisse

4.2 Wartung

Sicherstellen, dass der Kühlkörper an der Rückseite des Wechselrichters nicht verdeckt wird.

Die Kontakte des PV-Trennschalters einmal pro Jahr reinigen. Zum Reinigen den Schalter zehnmal ein- und ausschalten. Der PV-Trennschalter befindet sich an der Unterseite des Wechselrichters.

Für korrekten Betrieb und eine lange Lebensdauer an folgenden Stellen freie Luftzirkulation sicherstellen:

- rund um den Kühlkörper oben und seitlich am Wechselrichter (dort tritt die Luft aus) und
- zum Lüfter an der Unterseite des Wechselrichters hin.

Um Verstopfungen zu entfernen, mit Druckluft, einem weichen Tuch oder einer Bürste reinigen.

⚠️ WARNUNG

Die Temperatur des Kühlkörpers kann 70 °C überschreiten.

5 Technische Daten

5.1 Spezifikationen

Parameter	STP 60-10
AC	
Nenn-Scheinleistung ¹⁾	60 kVA
Nenn-Wirkleistung ²⁾	60 kW
Blindleistungsbereich ¹⁾	0-60 kVA _r
AC Nennspannung (Spannungsbereich)	3P + PE (WYE) / 400-480 V (+/- 10 %)
Unterstützte Erdungssysteme	TT, TN
Nennstrom AC	3 x 87 A
Max. Strom AC	3 x 87 A (3 x 72 A @ 480 V)
AC-Klirrfaktor (THD, bei Ausgangsnennleistung)	< 1%
Einschaltstrom	9,2 A/5 ms
Maximaler Ausgangsfehlerstrom	Effektivwert 49,8 A über 3 Perioden
Leistungsfaktor - Standard	> 0,99 bei Nennleistung
Verschiebungsfaktor - geregelt	0,8 übererregt bis 0,8 untererregt
Stromverbrauch im Standby-Modus (für die Kommunikation)	3 W
Nenn-Netzfrequenz (Bereich)	50/60 Hz (+/- 10 %)
DC	
Eingangsspannungsbereich	565 ... 1000 V bei 400 Vac 680 ... 1000 V bei 480 Vac
Nennspannung DC	630 V bei 400 Vac 710 V bei 480 Vac
MPPT-Spannungsbereich - Nennleistung	570 ... 800 V bei 400 Vac 685 ... 800 V bei 480 Vac
Max. Gleichspannung	1000 V
Mind.-Leistung am Netz	100 W
Max. MPPT Strom DC4)	110 A
Max. Kurzschlussstrom DC4)	150 A
MPP-Tracker/Eingang pro MPPT	1 / 1 (für die Verwendung eines externen Generatoranschlusskastens)
Überspannungskategorien	AC: Überspannungskategorie III (OVC III), PV: Überspannungskategorie II (OVC II)
Wirkungsgrad	
Max. EU/CEC-Wirkungsgrad	98,8 %

Parameter	STP 60-10
EU-Wirkungsgrad bei 630V _{dc}	98,3 %
CEC-Wirkungsgrad bei 400/480 V _{ac}	98,0 %/98,5 %
MPPT Wirkungsgrad, statisch	99,9 %
Gehäuse	
Abmessungen (H x B x T)	740 × 570 × 300 mm (29 × 22,5 × 12")
Gewicht	75 kg (165 lbs) ³⁾
Geräuschbelastung	58 dB(A) (typisch)

Tabelle 5.1 Spezifikationen

¹⁾ Bei Nenn-Netzspannung.

²⁾ Bei Nenn-Netzspannung, Cos(phi) = 1.

³⁾ Je nach installierten Optionen.

⁴⁾ Unter allen Bedingungen.

Parameter	STP 60-Serie
Schutzklasse	I
Elektrisch	
Elektrische Sicherheit	<ul style="list-style-type: none"> • IEC 62109-1/IEC 62109-2 (Klasse I, geerdet - Kommunikation Teil Klasse II, PELV) • UL 1741 für potenzialbehaftete netzgebundene PV-Wechselrichter • IEEE 1547
Funktional	
Funktionale Sicherheit	<ul style="list-style-type: none"> • Spannungs- und Frequenzüberwachung • Überwachung des Gleichstromanteils im Wechselstrom • Überwachung des Isolationswiderstands • FI-Überwachung • UL1998
Inselbetriebserkennung – Netzausfall	<ul style="list-style-type: none"> • Aktive Frequenzverschiebung • Trennung • Dreiphasenüberwachung • ROCOF/SFS
RCD-Kompatibilität ¹⁾	Typ B, 600 mA

Tabelle 5.1 Sicherheitsspezifikationen

¹⁾ Je nach regionalen Vorschriften.

5.2 Abschalteinstellungen

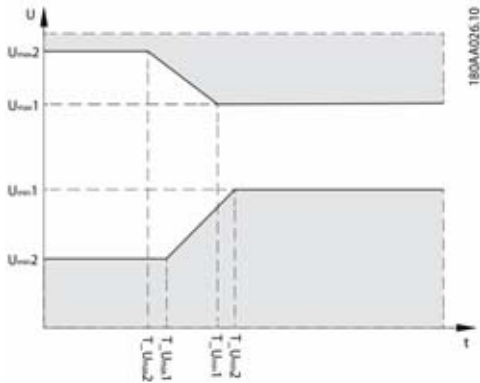


Abbildung 5.1 Überspannung und Unterspannung Trennung

Nenngröße Netz		Umin2 [V]	T_Umin2 [s]	Umin1 [V]	T_Umin1 [s]	Umax1 [V]	T_Umax1 [s]	Umax2 [V]	T_Umax2 [s]
Nenn-Spannung: 400 V	Standard	200,00	0,16	352,00	2,00	440,00	1,00	480,00	0,16
	Bereich	160-240	0.1-3.0	300-380	0.5-3.0	420-480	0.5-3.0	440-520	0.1-3.0
Nenn-Spannung: 480 V	Standard	240,00	0,16	423,00	2,00	528,00	1,00	576,00	0,16
	Bereich	192-288	0.1-3.0	360-456	0.5-3.0	504-576	0.5-3.0	528-624	0.1-3.0

Tabelle 5.3 Standards Spannung Abschalteinstellungen und Abschaltzeiten

	Fmin2 [Hz]	T_Fmin2 [s]	Fmin1 [Hz]	T_Fmin1 [s]	Fmax1 [Hz]	T_Fmax1 [s]	Fmax2 [Hz]	T_Fmax2 [s]
Standard	57,00	0,16	59,30	10,00	60,50	0,16	-	-
Bereich	56.5-57.5	0.1-3.0	57.0-59.8	0,16-300	60.1-60.9	0.16-3.0	60.1-61.0	0.1-3.0

Tabelle 5.4 Standard Frequenz Abschalteinstellungen und Abschaltzeiten

i HINWEIS

Die Werte gelten nur für IEEE 1547.

5.3 Konformität

Internationale Normen	STP 60-Serie
Wirkungsgrad	EU-Wirkungsgrad, Standard: EN 50530
	CEC-Wirkungsgrad, Standard: CEC-Richtlinie
	Testverfahren: Leistungstestprotokoll für die Bewertung von Wechselrichtern, die in netzgekoppelten Photovoltaikanlagen eingesetzt werden (Entwurf): 1. März 2005
EC-Niederspannungsrichtlinie	2006/95/EC
EC-Richtlinie zur elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV)	2004/108/EC
Sicherheit	IEC 62109-1/IEC 62109-2
	UL 1741
	UL 508i
Funktionale Sicherheit	IEC 62109-2
	UL 1741/IEEE 1547
EMV, Störfestigkeit	EN 61000-6-1
	EN 61000-6-2
EMV, Störaussendung	EN 61000-6-3
	EN 61000-6-4
	CISPR 11 Klasse B
	FCC Teil 15
Oberschwingungsströme	EN 61000-3-12
CE	Ja
Eigenschaften des Versorgungsnetzes	IEC 61727
	EN 50160
	IEEE 1547 UI

Tabelle 5.5 Konformität mit internationalen Normen

Zulassungen und Zertifikate sind im Downloadbereich unter www.SMA-Solar.com verfügbar.

5.4 Installationsbedingungen

Parameter	Spezifikation
Betriebstemperaturbereich	-25 °C ... 60 °C (mögliche Leistungsreduzierung über 45 °C) (-13 °F ... 140 °F) (mögliche Leistungsreduzierung über 113 °F)
Lagertemperatur	-40 °C ... 60 °C
Relative Luftfeuchtigkeit	95 % (nicht kondensierend)
Verschmutzungsgrad	PD2
Umweltkategorie IEC62109-1	Außenbereich, nass (Details siehe Kapitel 2, Seite 65)
Umgebungsklassifizierung gemäß IEC 60721-3-4	4K4H/4Z4/4B2/4S3/4M2/4C2
Kühlkonzept	Zwangskühlung
Luftqualität - Allgemein	ISA S71.04-1985 Klasse G3 (bei 75 % rF)
Luftqualität - an der Küste, in Industriegebieten und landwirtschaftlichen Regionen	Muss gemäß ISA S71.04-1985 gemessen und eingestuft werden: G3 (bei 75 % rF)
Vibrationen	< 1G
Gehäuseschutzklasse	IP65
UL 50E Gehäuse-Typ	NEMA 3R
Max. Betriebshöhe über NHN (Normalhöhenull)	2000 m (6500 Fuß) über dem Meeresspiegel (ab einer Höhe von 1000 m kann es zu einer Leistungsreduzierung kommen).*
Installation	Ständigen Kontakt mit Wasser vermeiden. Direkte Sonneneinstrahlung vermeiden. Ausreichende Luftströmung sicherstellen. Auf nicht entflammbarer Oberfläche montieren. Gerade auf vertikaler Oberfläche einbauen. Staub und Ammoniakgase vermeiden.

* Aufstellung in Höhen > 2000 m sind auf Anfrage möglich, hierzu SMA Solar Technology AG kontaktieren.

Tabelle 5.6 Installationsbedingungen

5.5 Drehmomentspezifikationen

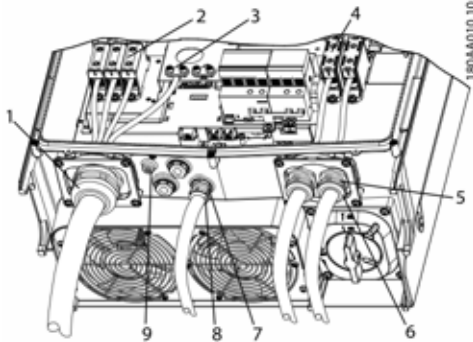


Abbildung 5.2 Überblick über Wechselrichter mit Drehmomentvorgaben

Parameter	Werkzeug	Anzugsdrehmoment
1 M63-Kabelverschraubung	Schraubenschlüssel 65/68 mm	6 Nm (53 in-lbf)
2 Klemmen am AC-Anschluss	TX 30	14 Nm (124 in-lbf)
3 Primärer Schutzleiter (sekundärer Schutzleiter direkt rechts davon)	TX 30	3,9 Nm (35 in-lbf)
4 Klemmen am DC-Anschluss	TX 30	14 Nm (124 in-lbf)
5 M32-Kabelverschraubung	Schraubenschlüssel, 36 mm	6 Nm (53 in-lbf)
6 Überwurfmutter für M32-Kabelverschraubung	Schraubenschlüssel, 36 mm	1,8 Nm (16 in-lbf)
7 M25-Kabelverschraubung	Schraubenschlüssel 33 mm	10 Nm (89 in-lbf)
8 Überwurfmutter für M25-Kabelverschraubung	Schraubenschlüssel 33 mm	1,8 Nm (16 in-lbf)
9 M6 Geräte-Erdung (Potentialausgleichsklemme)	TX 20	3,9 Nm (35 in-lbf)
Vordere Schrauben (nicht abgebildet)	TX 30	1,5 Nm (13 in-lbf)

Tabelle 5.7 Anzugsdrehmomente

⚠ VORSICHT

Wenn die Blindverschlüsse entfernt werden (siehe [7] in Abbildung 5.2), sind Anschlüsse der Typen: 3, 3S, 4, 4X, 6, 6P zu verwenden.

5.6 Spezifikation für die Netzsicherungen

Parameter	Spezifikation
Maximaler Wechselrichterstrom, I_{acmax}	87 A
Empfohlener Typ der trägen Sicherung gL/gG (IEC 60269-1)	100-125 A
Empfohlener Typ der trägen Sicherung Klasse T (UL/USA)	125 A
Empfohlener Leitungsschutzschalter (MCB) Typ B oder C	125 A
Maximale Sicherungsgröße	125 A

Tabelle 5.8 Spezifikation für die Netzsicherungen

i HINWEIS

Örtliche Vorschriften beachten.

5.7 Technische Daten der Kommunikationsschnittstellen

Schnittstelle	Parameter	Parameterdetails	Spezifikation
Ethernet	Kabel	Durchmesser Kabelmantel (\varnothing)	2 x 5-7 mm
		Kabeltyp	STP-Kabel (Shielded Twisted Pair, CAT 5e oder SFTP CAT 5e) ¹⁾
		Wellenwiderstand (Impedanz) der Kabel	100 Ω - 120 Ω
	RJ-45-Steckverbinder: 2 Stck. RJ-45 für Ethernet	Drahtstärke	24 - 26 AWG (je nach Ausführung des RJ-45-Steckers)
		Kabelschirmabschluss	Über RJ-45-Stecker
	Galvanische Schnittstellentrennung		Ja, 500 Veff
	Direkter Berührungsschutz	Doppelte/verstärkte Isolierung	Ja
Kurzschlusschutz		Ja	
Kommunikation	Netzwerktopologie	Sternverbindung und verkettete Verbindung	
Kabel	Max. Kabellänge zwischen Wechselrichtern	100 m (328 ft)	
Max. Anzahl der Wechselrichter	Pro SMA Inverter Manager	42	

Tabelle 5.9 Technische Daten der Kommunikationsschnittstellen

¹⁾ Achten Sie beim Einsatz im Außenbereich darauf, ein geeignetes Kabel zu verwenden. Wenn das Kabel sehr steif ist, sollte eine Zwischenklemme verwendet werden, um eine größere Biegsamkeit des Kabels zu erreichen, bevor es an den Wechselrichter angeschlossen wird. Bei einigen Kabel ist es ggf. ausreichend, die äußere harte Ummantelung an dem Teil des Kabels zu entfernen, das in das Wechselrichtergehäuse eingeführt wird. Auf diese Weise werden die auf den Leiterplatten montierten RJ-45-Ethernetanschlüsse vor zu starker Beanspruchung geschützt, die zu Schäden oder Problemen mit der Verbindung führen könnte.

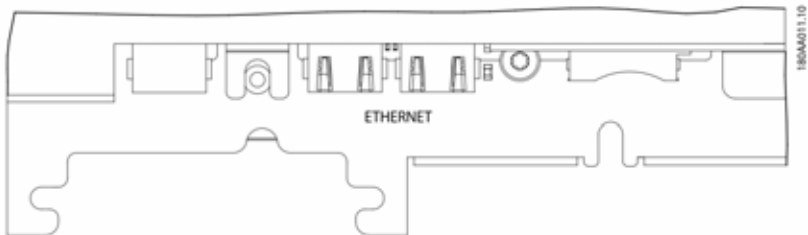


Abbildung 5.3 Hilfschnittstellen (Ausschnitt der Kommunikationsleiterplatte mit RJ-45-Ethernet-Anschlüssen)

5.8 Ethernet-Anschlüsse

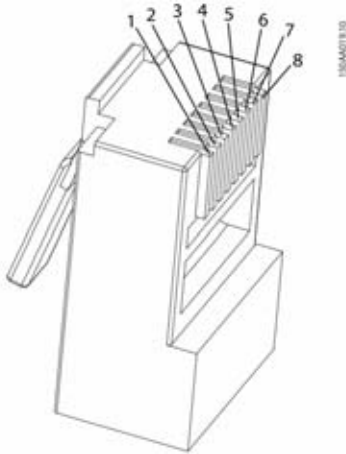


Abbildung 5.4 Pinbelegung des RJ-45-Steckers für Ethernet

Pinbelegung Ethernet	Farbstandard	
	Cat. 5 T-568A	Cat. 5 T-568B
1. RX+	Grün/Weiß	Orange/Weiß
2. RX	Grün	Orange
3. TX+	Orange/Weiß	Grün/Weiß
4.	Blau	Blau
5.	Blau/Weiß	Blau/Weiß
6. TX-	Orange6,	Grün
7.	Braun/Weiß	Braun/Weiß
8.	Braun	Braun

5.8.1 Netzwerktopologie

Der Wechselrichter verfügt über zwei Ethernet-RJ-45-Buchsen, die den Anschluss mehrerer Wechselrichter in einer Linientopologie ermöglichen (als Alternative zur üblichen Sterntopologie).

i HINWEIS

Ringtopologie (C in Abbildung 5.5) ist nur zulässig, wenn sie mit einem Ethernet-Switch realisiert wird, der das Spanning-Tree-Protokoll unterstützt.

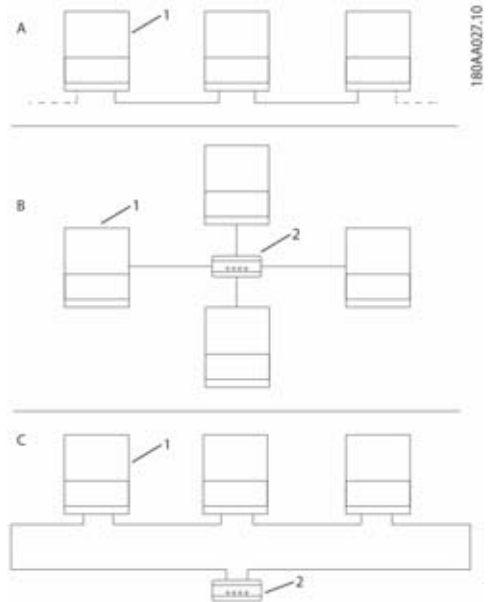


Abbildung 5.5 Netzwerktopologie

- A Lineare Verkettung
- B Sterntopologie
- C Ringtopologie (nur bei Einsatz des Spanning-Tree-Protokolls)
- 1 Sunny Tripower 60
- 2 Ethernet-Switch

Status der LEDs neben der Ethernet-Schnittstelle ist in Tabelle 5.12 erklärt. Pro Schnittstelle gibt es 2 LEDs.

Status	Gelbe LED	Grüne LED
Off	10 MBit/s Verbindungsgeschwindigkeit	Kein Link
On	100 MBit Verbindungsgeschwindigkeit	Link
Blinkt	-	Aktivität

Tabelle 5.12 LED-Status

6 Kontakt

Bei technischen Problemen mit unseren Produkten wenden Sie sich an die SMA Service Line. Wir benötigen folgende Daten, um Ihnen gezielt helfen zu können:

- Gerätetyp des Wechselrichters
- Seriennummer des Wechselrichters
- Firmware-Version des Wechselrichters
- Ggf. länderspezifische Sondereinstellungen des Wechselrichters
- Typ und Anzahl der angeschlossenen PV-Module
- Montageort und Montagehöhe des Wechselrichters
- Display-Meldung

Disposiciones legales

Las informaciones contenidas en esta documentación son propiedad de SMA Solar Technology AG. La publicación, completa o parcial, requiere el consentimiento por escrito de SMA Solar Technology AG. La reproducción interna por parte de una empresa con vistas a evaluar el producto o emplearlo correctamente está permitida y no requiere autorización.

Garantía de SMA

Las condiciones actuales de garantía pueden descargarse en la página www.SMA-Solar.com.

Marcas registradas

Se reconocen todas las marcas registradas, incluso si no están señaladas por separado. La falta de señalización no implica que la mercancía o las marcas sean libres.

La marca y los logotipos de BLUETOOTH® son marcas registradas de Bluetooth SIG, INC. Todo uso que se haga de estas marcas a través de SMA Solar Technology AG se realiza con licencia.

Modbus® es una marca registrada de Schneider Electric y cuenta con licencia de la Modbus Organization, Inc.

QR Code es una marca registrada de DENSO WAVE INCORPORATED.

Phillips® y Pozidriv® son marcas registradas de Phillips Screw Company.

Torx® es una marca registrada de Acument Global Technologies, Inc.

SMA Solar Technology AG

Sonnenallee 1

34266 Niestetal

Alemania

Tel. +49 561 9522-0

Fax +49 561 9522-100

www.SMA.de






Correo electrónico: info@SMA.de

© 2004 - 2015 SMA Solar Technology AG.

Reservados todos los derechos.

INDICACIONES IMPORTANTES PARA LA SEGURIDAD

En este documento se utiliza estos símbolos:

Símbolo	Explicación
 PELIGRO	Advertencia que, de no ser observada, causa la muerte o lesiones físicas graves
 ADVERTENCIA	Advertencia que, de no ser observada, puede causar la muerte o lesiones físicas graves
 ATENCIÓN	Advertencia que, de no ser observada, puede causar lesiones físicas leves o de gravedad media
PRECAUCIÓN	Advertencia que, de no ser observada, puede causar daños materiales
 ESPECIALISTA	Indicación de que el apartado siguiente recoge actividades que deben llevar a cabo únicamente especialistas
	Información importante para un tema u objetivo concretos, aunque no relevante para la seguridad
<input type="checkbox"/>	Requisito necesario para alcanzar un objetivo determinado
<input checked="" type="checkbox"/>	Resultado deseado
x	Posible problema

Seguridad general

ATENCIÓN

Este documento contiene instrucciones importantes de obligado cumplimiento durante la instalación y el mantenimiento del inversor.

Antes de la instalación

Compruebe que no se hayan producido daños en el equipo ni en el embalaje. En caso de duda, póngase en contacto con el proveedor antes de comenzar la instalación.

ADVERTENCIA

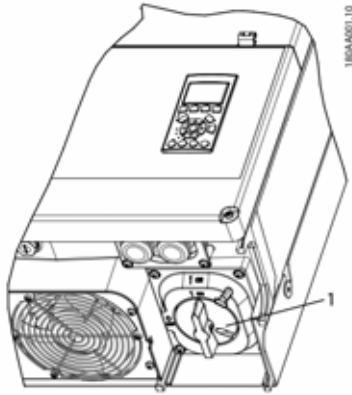
Instalación

Para conseguir unas condiciones de seguridad óptimas, siga los pasos que se describen en este documento. Recuerde que el inversor tiene dos lados con tensión: la entrada fotovoltaica y la red de CA.

PELIGRO

Desconexión del inversor

Antes de comenzar a trabajar con el inversor, desconecte la CA en el interruptor de red eléctrica y el fotovoltaico girando el interruptor-seccionador fotovoltaico. Asegúrese de que no se puede volver a conectar el inversor de manera involuntaria. Utilice un detector capacitivo para asegurarse de que la unidad está desconectada y sin tensión. Aunque esté desconectado de la red de CA y los módulos, el inversor puede estar cargado con una tensión muy alta y, por tanto, constituye una fuente de peligro. Cuando desconecte el equipo de la red pública y de los módulos, espere siempre un mínimo de 5 minutos antes de continuar.



1 Interruptor de carga FV

Imagen 1.1

i INDICACIÓN

El interruptor-seccionador se puede proteger en la posición «Off» (apagado) con un candado.

⚠ ATENCIÓN

El sistema fotovoltaico presenta tensiones de CC de hasta 1 000 V, incluso cuando la red de CA está desconectada. Las averías o el uso inadecuado pueden dar lugar a la formación de un arco eléctrico.

⚠ ATENCIÓN

Mantenimiento y modificación

Solo se permite efectuar modificaciones en el inversor al personal autorizado para ello. Para garantizar la seguridad del usuario, utilice únicamente recambios originales suministrados por el proveedor. Si se utilizan recambios no originales, no habrá ninguna garantía de que se cumplan las directrices CE/UL de seguridad eléctrica, compatibilidad electromagnética (CEM) y seguridad de la máquina.

⚠ ADVERTENCIA

INSTALADOR

Cumpla con el código eléctrico nacional, ANSI/NFPA 70.

Los circuitos de entrada y salida están aislados de la carcasa. La toma a tierra es responsabilidad del instalador.

⚠ ADVERTENCIA

RIESGO DE ELECTROCUCIÓN

Estas instrucciones de mantenimiento solo deben ser utilizadas por personal cualificado. Para reducir el riesgo de descarga eléctrica, no realice más tareas de mantenimiento que las especificadas en las instrucciones de funcionamiento a menos que esté cualificado para ello.

⚠ ADVERTENCIA

El inversor no está equipado con un transformador de aislamiento y está destinado a instalarse según la normativa NFPA 70, 690.35 con el campo fotovoltaico en configuración flotante (sin ninguno de los dos polos puesto a tierra).

⚠ ADVERTENCIA

Los circuitos de entrada y salida están aislados de la carcasa.

El sistema de conexión a tierra, cuando lo exija el Código Eléctrico Canadiense, Parte I, será responsabilidad del instalador.

⚠ ATENCIÓN

Todas las personas que efectúen tareas de instalación y mantenimiento de inversores deberán:

- tener formación y autorización sobre las normas generales de seguridad para trabajar con equipos eléctricos;
- estar familiarizadas con los requisitos, reglamentos y normas locales para la instalación.

⚠ ATENCIÓN

El inversor no proporciona protección contra la sobrecorriente. Esta la debe suministrar el instalador. Consulte la tabla 5.8.

⚠ ATENCIÓN

La temperatura de los elementos refrigerantes y piezas del inversor puede superar los 70 °C/158 °F. Existe peligro de quemaduras.

El inversor debe instalarse de manera que el personal no pueda entrar en contacto con él.

⚠ ATENCIÓN

Para reducir el riesgo de incendio, conecte únicamente a un circuito que disponga de protección contra sobrecorriente de 125 A, de acuerdo con el *National Electrical Code*®, ANSI/NFPA 70.

i INDICACIÓN

Utilice un cable para 75 °C o 90 °C de cobre o aluminio, de tipo AWG en ambos casos. Consulte capítulo 2.7, página 114.

i INDICACIÓN

El símbolo de protección de conexión a tierra empleado en este manual está identificado en la imagen 2.18.

El símbolo de encendido/apagado está identificado en capítulo 3.2.2, página 119.

i INDICACIÓN

Para obtener información sobre el valor nominal de temperatura ambiente, consulte capítulo 5.4, página 137.

i INDICACIÓN



Este manual contiene información sobre las conexiones de cableado de campo y las especificaciones del par. Consulte capítulo 5.5, página 138.




i INDICACIÓN

Tras realizar las pruebas pertinentes con este equipo, se ha determinado que cumple con los límites de un dispositivo digital clase B, de conformidad con el apartado 15 de la normativa FCC. Estos límites se han diseñado para proporcionar una protección razonable contra interferencias nocivas en una planta residencial. Este equipo genera, utiliza y puede radiar energía de radiofrecuencia por lo que, si no se instala y utiliza de acuerdo con las instrucciones, puede causar interferencias nocivas a las comunicaciones por radio. Sin embargo, no hay garantía de que no se produzcan interferencias en una planta concreta. Si este equipo causa interferencias nocivas en la recepción de radio o televisión que puedan determinarse mediante el encendido y apagado del equipo, recomendamos que el usuario intente corregir las interferencias aplicando una o más de estas medidas:

- Reorientar o reubicar la antena receptora.
- Aumentar la distancia entre el equipo y el receptor.
- Conectar el equipo a la salida de un circuito diferente al que esté conectado el receptor.
- Consultar al distribuidor o a un técnico de radio/televisión experimentado para obtener ayuda.

Símbolos del inversor

Símbolo	Explicación
	Peligro de muerte por descarga eléctrica El producto funciona con tensiones altas. Todos los trabajos en el producto deben realizarlos exclusivamente especialistas.
	Peligro Este símbolo advierte de que el inversor debe tener una conexión a tierra adicional si en el lugar de instalación se requiere una toma a tierra adicional o una conexión equipotencial.

Símbolo	Explicación
	<p>Peligro de muerte por altas tensiones en el inversor; respetar el tiempo de espera</p> <p>En los componentes conductores del inversor existen altas tensiones que pueden causar descargas eléctricas mortales.</p> <p>Antes de efectuar cualquier trabajo en el inversor, desconéctelo siempre de la tensión tal y como se describe en este documento.</p>
	<p>Peligro de quemaduras por superficies calientes</p> <p>El producto puede calentarse durante el funcionamiento. Procure no tocarlo mientras está en funcionamiento.</p> <p>Antes de llevar a cabo cualquier trabajo en el producto, espere a que se enfríe lo suficiente.</p>
	<p>Tenga en cuenta la documentación</p> <p>Tenga en cuenta toda la documentación suministrada con el producto.</p>

Conformidad

Encontrará más información en el área de descargas de www.SMA-Solar.com (consulte también capítulo 5, página 133).

1 Introducción

Los inversores STP 60 están como inversores de conexión a red para sistemas fotovoltaicos. El inversor convierte la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna. El inversor deberá conectarse a la red eléctrica y a un número suficiente de módulos fotovoltaicos para funcionar correctamente. Los inversores STP 60 no son adecuados para otras aplicaciones (como, por ejemplo, para su uso con baterías o en sistemas eólicos).

El sistema STP 60 está formada por cuatro componentes principales:

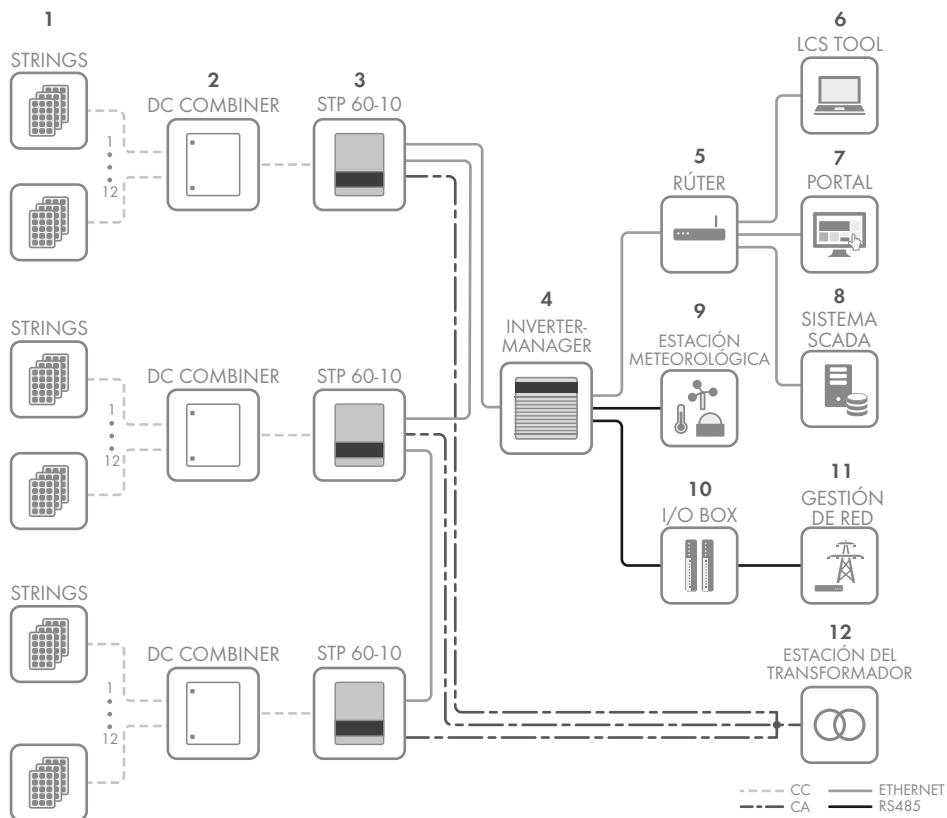
- Sunny Tripower 60
- Caja de conexión del generador (GAK)

La caja de conexión del generador hace posible que se reúnan todos los strings fotovoltaicos necesarios para el STP 60. Cada inversor STP 60 necesita una caja de conexión del generador.
- SMA Inverter Manager

El SMA Inverter Manager es necesario para gestionar el STP 60. A cada SMA Inverter Manager se pueden conectar hasta un máximo de 42 STP 60. El SMA Inverter Manager se ocupa de todas las comunicaciones con los inversores. Supone una interfaz única para sistemas de adquisición de datos, carga a servicios en la nube y gestión de red.
- Herramienta LCS ("Local Commissioning and Service")

La herramienta LCS es necesaria para la puesta en servicio y el mantenimiento de los inversores STP 60 mediante el SMA Inverter Manager. La herramienta LCS actúa como interfaz de usuario principal del sistema STP 60.

1.1 Vista general de la planta



- | | |
|----|--------------------------------------|
| 1 | Strings fotovoltaicos |
| 2 | Caja de conexión del generador (GAK) |
| 3 | Sunny Tripower 60 |
| 4 | SMA Inverter Manager |
| 5 | Rúter |
| 6 | Herramienta LCS |
| 7 | Portal |
| 8 | Sistema SCADA |
| 9 | Estación meteorológica |
| 10 | Box E/S |
| 11 | Gestión de red |
| 12 | Estación del transformador |

1.2 Objetivo de estas instrucciones

Las instrucciones de instalación proporcionan la información necesaria para instalar y poner en marcha el inversor de la serie STP 60.

Recursos adicionales disponibles:

- Instrucciones breves para instalar el inversor STP 60: ofrece información necesaria para su puesta en marcha y la configuración de la comunicación.
- Instrucciones de instalación del SMA Inverter Manager y de la caja E/S: ofrece información necesaria para la puesta en marcha del STP 60 y la configuración de la comunicación.
- Guía de planificación: contiene la información necesaria para diseñar sistemas fotovoltaicos.

- Instrucciones de servicio técnico para cambiar el ventilador: contiene la información necesaria para sustituir los ventiladores.
- Instrucciones de servicio técnico para cambiar los descargadores contra sobretensión: contiene la información necesaria para sustituir los descargadores contra sobretensión.

Estos documentos se encuentran a su disposición en la zona de descargas de www.SMA-Solar.com o a través del proveedor del inversor.

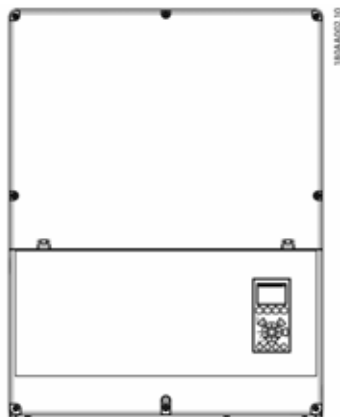


Imagen 1.2 Sunny Tripower 60

Abreviatura	Descripción
ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (American National Standards Institute)
CAE	Calibre de cable estadounidense (American Wire Gauge)
cat5e	Cable de la categoría 5 (mejorado) con conductores torcidos (twisted pair) para la transferencia de datos
DHCP	Protocolo para transmitir direcciones IP dinámicas (Dynamic Host Configuration Protocol); permite asignar directamente las direcciones de red a través del servidor de DHCP.
Operador distribuidor de la red	Operador distribuidor de la red
DSL	Línea de abonado digital (Digital Subscriber Line)
Directiva CEM	Directiva sobre compatibilidad electromagnética
ESD	Descarga electrostática
FCC	Comisión Federal de Comunicaciones (Federal Communications Commission)

Abreviatura	Descripción
FRT	Apoyo dinámico de red (Fault Ride Through)
GSM	Sistema global de comunicaciones móviles (Global System for Mobile Communications)
HDD	Unidad de disco duro (Hard Disk Drive)
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional (organización para estándares internacionales)
IT	Sistema de tierras aislado
LCS	Puesta en marcha y mantenimiento local (Local Commissioning and Service)
Led	Diodo emisor de luz
DBT	Directiva de baja tensión
MCB	Disyuntor
MPP	Maximum Power Point (punto de máxima potencia)
MPPT	Seguimiento del punto de máxima potencia (Maximum Power Point Tracker); determina el punto óptimo de potencia fotovoltaica
NFPA	Asociación Nacional Estadounidense para la Protección contra Incendios (National Fire Protection Association)
P	P es el símbolo de la potencia activa y se mide en vatios (W).
PCB	Placa de circuitos impresos
PCC	Punto de enlace de la red (Point of Common Coupling) Es el punto en la red eléctrica pública en el que varios clientes están, o podrían estar, conectados.
PE	Puesta a tierra provisional
PELV	Protección por tensión demasiado baja
PLA	Ajuste del nivel de potencia (Power Level Adjustment)
P _{NOM}	Potencia [W], potencia efectiva nominal
POC	Punto de conexión Es el punto en el que el sistema fotovoltaico se conecta a la red eléctrica pública.
P _{STC}	Potencia [W], potencia en condiciones de prueba estándar
FV	Fotovoltaico, módulos fotovoltaicos
RCD	Interruptor diferencial
RCMU	Unidad de control de la corriente residual (Residual Current Monitoring Unit)
R _{ISO}	Resistencia del aislamiento
ROCOF	Tasa de variación de la frecuencia (Rate Of Change Of Frequency)

Abreviatura	Descripción
Q	Q es el símbolo de la potencia reactiva y se mide en voltamperios reactivos (VAR).
S	S es el símbolo de la potencia aparente y se mide en voltamperios (VA).
STC	Condiciones de prueba estándar (Standard Test Conditions)
SW	Software
THD	Tasa de distorsión armónica total
TN-S	Conexión a tierra con neutro separado. Red de CA.
TN-C	Conexión a tierra con neutro combinado. Red de CA.
TN-CS	Conexión a tierra con neutro separado y combinado. Red de CA.
TT	Conexión tierra a tierra. Red de CA.

1.3 Desembalaje

Contenido:

- Inversor
- Soporte mural
- Bolsa de accesorios, que incluye:
 - 6 tacos para tornillos 8 x 50 mm
 - 6 tornillos de fijación 6 x 60 mm
 - 1 M25 racor atornillado para cables con anillo aislante para cables ethernet
 - 1 perno de puesta a tierra M6 x 12 mm
 - En el STP 60-10-US también: 2 canaletas con abrazadera semiredonda (2")
- Instrucciones de instalación
- Instrucciones breves para la instalación

1.4 Placa de características del inversor



Imagen 1.3 placa de características del Sunny Tripower 60

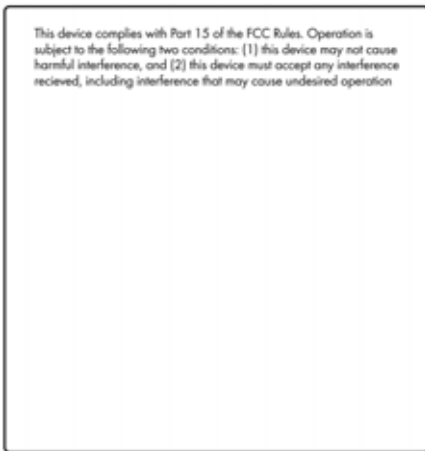


Imagen 1.4 placa de características del Sunny Tripower 60-US

En la placa de características, situada en el lateral del inversor, encontrará estos datos:

- Modelo
- Datos técnicos importantes
- Número de serie, ubicado bajo el código de barras, para identificar el inversor

1.5 Orden de instalación

1. Preste especial atención a las instrucciones de seguridad que se encuentran al inicio de este documento.
2. Monte el inversor según capítulo 2.1, página 109, capítulo 2.2, página 110 y capítulo 2.3, página 111.
3. Abra el inversor según las instrucciones que encontrará en capítulo 2.5, página 112.
4. Instale el suministro de CA según capítulo 2.6, página 113.
5. Instale ethernet según capítulo 5.8, página 140.
6. Instale los módulos fotovoltaicos con la caja de conexión del generador según capítulo 2.9, página 115.
7. Cierre el inversor siguiendo las instrucciones de capítulo 2.5, página 112.
8. Activa la corriente alterna.
9. Para finalizar la puesta en marcha, utilice la herramienta de puesta en marcha y mantenimiento locales (herramienta LCS) que encontrará en el área de descargas de www.SMA-Solar.com. Requisitos del hardware para la herramienta LCS:
 - PC con Windows™ 7 o superior
 - 1 GB HDD
 - 2 GB RAM
 La herramienta LCS tienen que estar instalada en una unidad local. El ordenador tiene que estar conectado a la red de la planta del SMA Inverter Manager. Si desea realizar la configuración mediante la herramienta LCS, consulte capítulo 3.3, página 119
10. Utilice el interruptor-seccionador FV para conectar el sistema FV.
11. Compruebe los siguientes elementos de la instalación:
 - El display del inversor: el LED de encendido está en verde.
 - Herramienta LCS: el estado del inversor es «Conectado a la red».
12. El inversor está listo para funcionar.

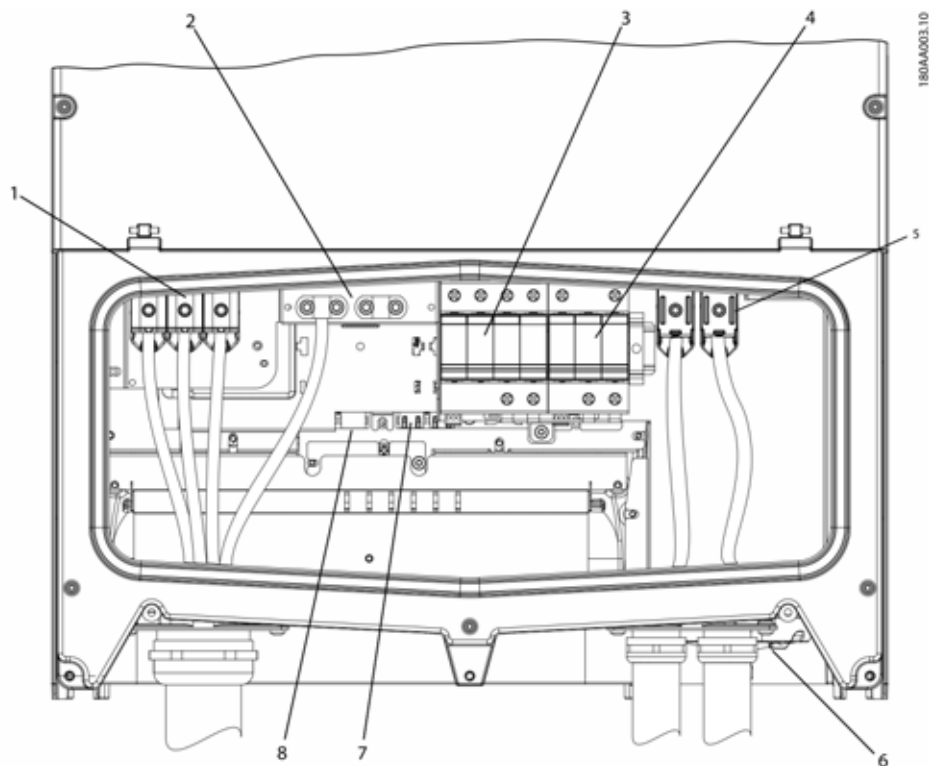


Imagen 1.5: vista general del área de instalación

PELV (contacto seguro)

- | | |
|---|----------------------------------|
| 2 | Conexión a tierra del equipo |
| 7 | Interfaz ethernet (x2) |
| 8 | Interfaz RS-485 (no está en uso) |

Pieza en tensión

- | | |
|---|------------------------------|
| 1 | Terminales de conexión de CA |
| 5 | Terminales de conexión FV |

Otros

- | | |
|---|--|
| 3 | Descargador contra sobretensiones, lado CA |
| 4 | Descargador contra sobretensiones, lado CC |
| 6 | Interruptor de carga FV |

Imagen 1.2 vista general del área de instalación

2 Instalación

2.1 Entorno y espacios libres



Imagen 2.1 evite el flujo constante de agua

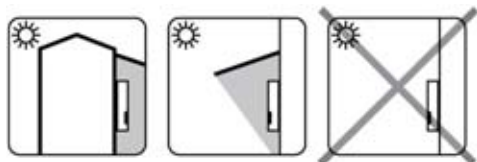


Imagen 2.2 evite la radiación solar directa

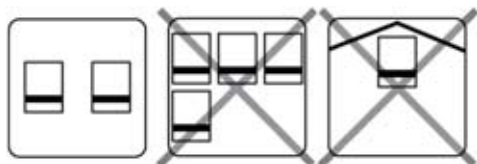


Imagen 2.3 asegúrese de que exista suficiente ventilación

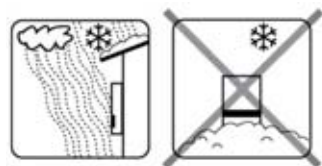


Imagen 2.4 asegúrese de que exista suficiente ventilación

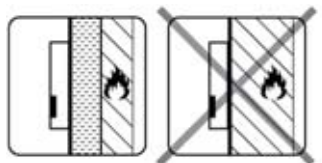


Imagen 2.5 móntelo en una superficie ignífuga

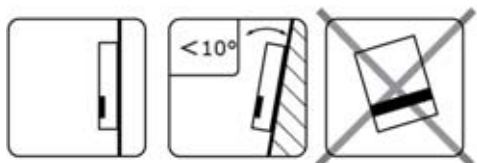


Imagen 2.6 móntelo recto en una superficie vertical. Se permite una inclinación hacia atrás de hasta 10°



Imagen 2.7 evite la exposición a polvo y gases de amoníaco

i INDICACIÓN

A la hora de elegir el emplazamiento para la instalación, asegúrese de que la etiqueta de producto del inversor y las etiquetas de advertencia permanecen visibles. Si desea más información, consulte capítulo 5, página 133.

2.2 Montaje del soporte mural

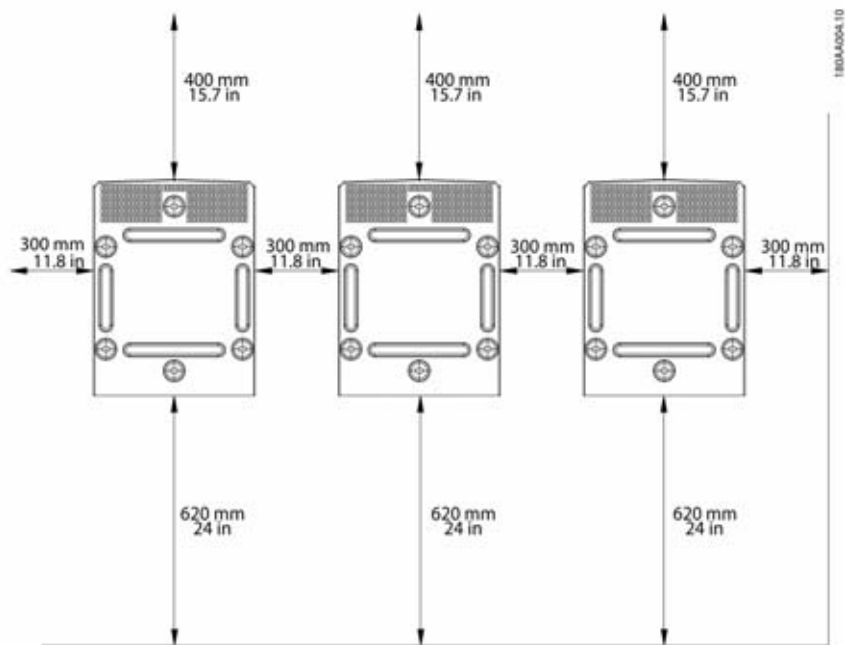


Imagen 2.8 espacios de seguridad

INDICACIÓN

Deje un espacio libre de 620 mm (24 pulg.) en la base para que el aire fluya adecuadamente.

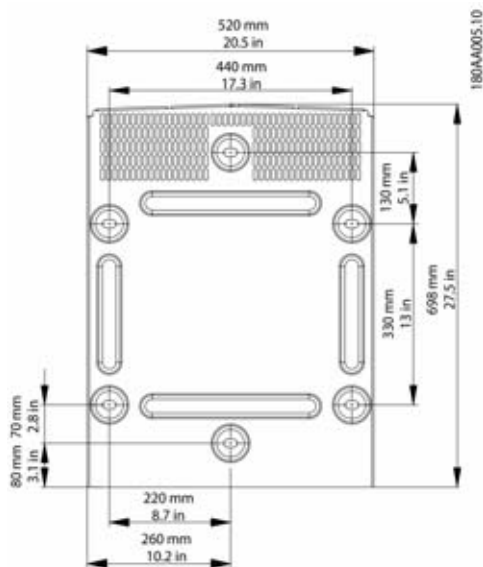


Imagen 2.9 soporte mural

INDICACIÓN

Es obligatorio utilizar la placa de montaje suministrada con el inversor. Si el inversor se monta sin la placa de montaje, la garantía no tiene validez. Es altamente recomendable utilizar los seis orificios de montaje.

Montaje del soporte mural:

- Instálela en el entorno definido.
- Utilice tornillos y tomas de pared que puedan soportar con seguridad el peso del inversor.
- Asegúrese de que la placa de montaje está bien alineada.
- Tenga en cuenta los espacios de seguridad cuando instale uno o más inversores, para garantizar un flujo de aire adecuado. Los espacios libres se especifican en la imagen 2.8 y en la etiqueta de la placa de montaje.
- Se recomienda montar varios inversores en una única fila. Póngase en contacto con su proveedor para obtener instrucciones sobre cómo montar inversores en más de una fila.
- Compruebe que dispone del espacio libre adecuado en la parte delantera para acceder al inversor con seguridad durante las tareas de instalación y mantenimiento.



Imagen 2.10 instalación de la placa de montaje

2.3 Montaje del inversor

ATENCIÓN

Consulte el reglamento local de salud y seguridad antes de manipular el inversor.

Procedimiento:

1. Levante el inversor. Coloque las ranuras en el lateral de la placa de montaje. Utilice las argollas de elevación M12 / 1/2" y tuercas compatibles (no suministradas).

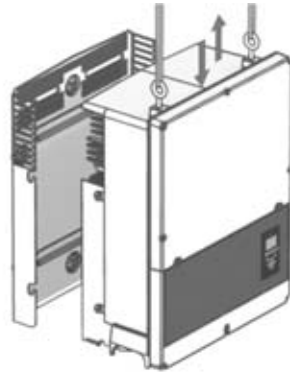


Imagen 2.11 colocación del inversor

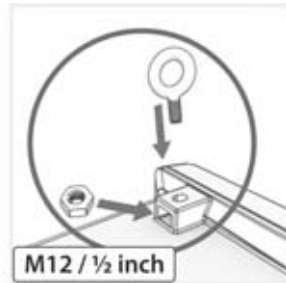


Imagen 2.12 argollas de elevación

2. En el inversor, coloque los tornillos laterales frente a las ranuras de la placa de montaje.
3. Empuje el inversor tal y como se muestra en la figura, de manera que los tornillos laterales se deslicen en las dos ranuras inferiores y en las dos superiores. Consulte las imágenes 2.13 y 2.14.

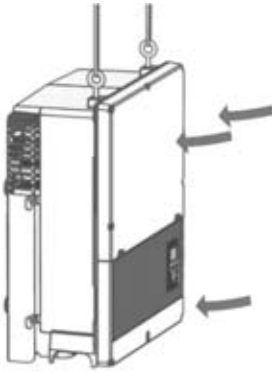


Imagen 2.13 deslizamiento en las ranuras

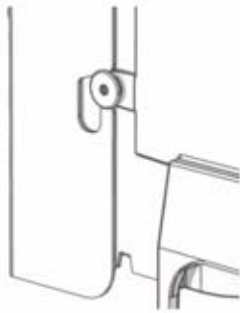


Imagen 2.14 detalle del deslizamiento en la ranura

4. Compruebe que los cuatro tornillos laterales se hayan asentado correctamente en las ranuras de la placa de montaje.
5. Suelte el inversor.

2.4 Desmontaje del inversor

Procedimiento:

1. Realice el desmontaje en el orden inverso al del proceso de montaje.
2. Levante y deslice el inversor fuera de las ranuras de la placa de montaje.
3. Retire el inversor de la placa de montaje.

2.5 Acceso al área de instalación

⚠ PELIGRO

Antes de comenzar a trabajar con el inversor, desconecte la CA en el interruptor de red eléctrica y el fotovoltaico girando el interruptor-seccionador fotovoltaico. Asegúrese de que no se puede volver a conectar el inversor de manera involuntaria. Utilice un detector capacitivo para asegurarse de que la unidad está desconectada y sin tensión. Aunque esté desconectado de la red de CA y los módulos, el inversor puede estar cargado con una tensión muy alta y, por tanto, constituye una fuente de peligro. Cuando desconecte el equipo de la red pública y de los módulos, espere siempre un mínimo de 5 minutos antes de continuar.

⚠ ATENCIÓN

Tenga en cuenta el reglamento de seguridad ESD. Descargue las cargas electrostáticas tocando la carcasa conectada a tierra antes de manejar cualquier componente electrónico.

Procedimiento:

1. Para abrir la cubierta, afloje los tres tornillos inferiores de la parte delantera con un destornillador TX 30. Cuentan con un muelle, por lo que no se caen.
2. Levanta la cubierta en 180°. La cubierta se sujeta con un imán en la posición abierta.
3. Para cerrar la cubierta, bájela hasta colocarla en su sitio y apriete los tres tornillos frontales.



Imagen 2.15 afloje los tornillos frontales y levante la cubierta

2.6 Conexión de red de CA

⚠ PELIGRO

Estas instrucciones de conexión de red de CA son solo para personal cualificado. Para reducir el riesgo de electrocución, no realice más tareas de mantenimiento que las especificadas en las instrucciones de funcionamiento a menos que esté cualificado para ello.

⚠ ATENCIÓN

Para obtener información sobre los fusibles y el RCD, consulte capítulo 5, página 133. La tensión de CA nominal de los fusibles no debe exceder la corriente máxima de los conductores usados.

i INDICACIÓN

Todas las instalaciones eléctricas en EE.UU. y Canadá deben realizarse conforme a la normativa local vigente y al *National Electrical Code*® ANSI/NFPA 70 o al *Canadian Electrical Code*® CSA C22.1.

- Antes de realizar la conexión eléctrica del inversor a la red pública, póngase en contacto con su operador de red en el lugar. La conexión eléctrica del inversor solo podrán llevarla a cabo especialistas.
- Asegúrese de que los cables utilizados en la conexión eléctrica no estén dañados.

Detección IMI

El inversor cuenta con un IMI/RCMU (monitor de corriente residual) integrado. Certificación según UL 1741 para inversores FV interactivos EPS sin aislamiento. Actúa cuando existen corrientes residuales de valor elevado o cambios bruscos en ésta. Esta función está activa durante el funcionamiento normal.

Detección de resistencia de aislamiento

El inversor incorpora un circuito de detección de resistencia de aislamiento / ISO, que cuenta con la certificación UL 1741 para inversores fotovoltaicos EPS sin transformador. El detector de resistencia de aislamiento realiza una medición de la resistencia del sistema FV conectado a tierra antes de que el inversor se conecte a la red. Si la resistencia es inferior al valor establecido para el ajuste de red, el inversor esperará y volverá a medir la resistencia poco

después. Si la resistencia es superior al valor establecido para el ajuste de red, el inversor realizará una autoprueba y se conectará a la red.

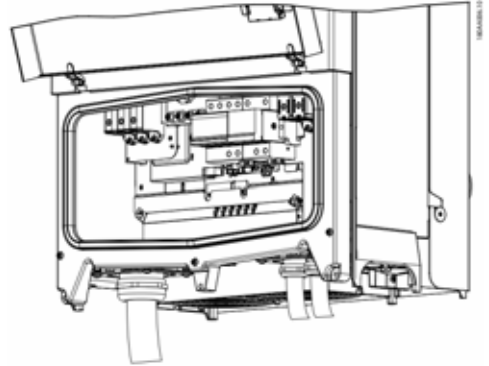


Imagen 2.16 área de instalación

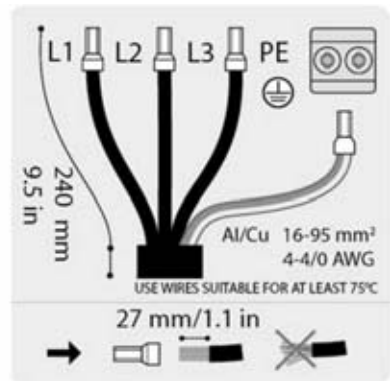


Imagen 2.17 manguera de cable de CA

i INDICACIÓN

Para la conexión de CA se pueden utilizar cables con conductores de varios hilos o de hilo fino (consulte la imagen 2.18).

Al usar cables con conductores de hilo fino, necesita utilizar virolas para la conexión.

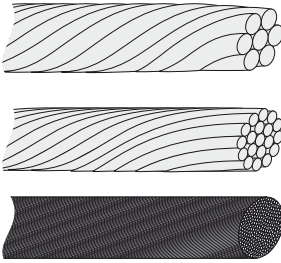


Imagen 2.18 cables con diferentes tipos de conductores (de arriba abajo): de un hilo, de varios hilos y de hilo fino

El inversor STP 60 solo debe conectarse a una red trifásica. En el cable de CA, pele el aislamiento de los cuatro cables. El cable de tierra (PE) debe ser más largo que los cables de alimentación. Consulte la imagen 2.17

1. Compruebe que la clasificación del inversor coincide con la red.
2. Asegúrese de que el disyuntor principal está en posición de apagado y tome precauciones para evitar que se vuelva a conectar.
3. Abra la cubierta frontal.
4. Introduzca el cable a través del prensaestopas de CA hasta los terminales de conexión.
5. Conecte los tres cables de alimentación (L1, L2, L3) y el cable PE a sus respectivos terminales. El cable PC está marcado con el símbolo que aparece en la imagen 2.19.
6. Opcional: realice una conexión PE adicional en el segundo terminal PE situado en el inversor utilizando el perno de conexión a tierra del equipo externo suministrado con el inversor. Consulte la imagen 5.2
7. Todos los cables deben apretarse adecuadamente y con el par correcto. Consulte capítulo 5.5, página 138.



Imagen 2.19 Símbolo de conexión a tierra

⚠ ADVERTENCIA

PELIGRO POR CORRIENTE DE FUGA

La corriente de fuga es superior a 3,5 mA. Una toma a tierra insuficiente del inversor puede causar lesiones graves o incluso la muerte.

- Asegúrese de que un instalador eléctrico certificado conecte los equipos a tierra correctamente.

2.7 Entrada de cables

Opciones para entrada de cable

- En caso del STP 60-10: prensaestopas (premontados)
- En caso del STP 60-10-US: abrazaderas de fijación de 2 pulgadas (suministradas en bolsa de accesorios)

Si modifica las abrazaderas de fijación, asegúrese de apretar los tornillos siguiendo el orden expresado en las imágenes 2.19 y 2.20. En primer lugar apriete todos los tornillos con un par de 0,75 Nm y posteriormente con un par de 2,5 Nm.

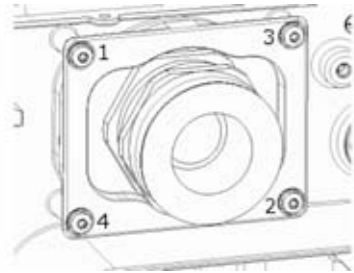


Imagen 2.20 soporte de montaje de CA

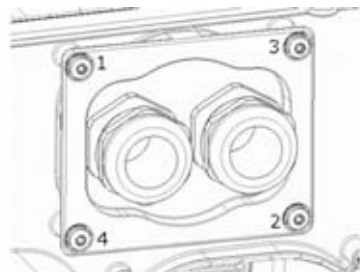


Imagen 2.21 soporte de montaje de CC

Borne	Rango ¹⁾	Temperatura nominal máxima del conductor	Material conductor	Diámetro de la manguera con prensaestopos suministrado
CA+PE	16-95 mm ² 6-4/0 AWG	90 °C	Al/Cu	37-44 mm
FV	16-95 mm ² 6-4/0 AWG	90 °C	Al/Cu	14-21 mm

Tabla 2.1 Tamaños aceptados para los conductores

¹⁾ Respete siempre la corriente máxima de los cables utilizados.

2.8 Conexiones de ethernet

Para uso en exteriores, utilice el cable adecuado. Si el cable es muy rígido, debería utilizar un borne intermedio para hacerlo más flexible antes de conectarlo al inversor. En algunos casos es suficiente quitar el revestimiento exterior de la parte del cable que se introduce en la carcasa. Así puede proteger las conexiones de ethernet RJ-45 montadas en las placas de circuito impreso de un gran desgaste y evitar daños o problemas en la conexión.

Procedimiento:

1. No extraiga el conector RJ-45 del cable ethernet.
2. Guíe los cables por la base del inversor a través de los prensaestopos. Consulte la imagen 2.22
3. Corte una ranura en el anillo de goma. Coloque el anillo de goma en el prensaestopos para garantizar un sellado adecuado.
4. Conecte el cable al puerto ethernet.



Imagen 2.22 guíe los cables a través de los prensaestopos

2.9 Conexión FV

2.9.1 Cajas de conexión del generador externas

Los strings deben conectarse a la entrada de CC a través de una caja de conexión del generador externa. El objetivo de la caja de conexión del generador es conectar en paralelo los strings del campo FV y protegerlos contra sobrecorrientes.

i INDICACIÓN

Es esencial que todos los strings conectados a la caja de conexión del generador sean idénticos en cantidad y tipo de módulos, así como inclinación y orientación.

i INDICACIÓN

Respete el amperaje correcto de los fusibles. Consulte los manuales de los fabricantes de módulos para saber cuál es el amperaje correcto de los fusibles de cadenas.

Utilice un voltímetro adecuado que pueda medir hasta 1 000 V CC. Compruebe la polaridad y la tensión máxima de los campos FV midiendo la tensión de circuito abierto FV. El inversor está protegido contra polaridades inversas y no generará potencia hasta que la polaridad sea la correcta.

La salida de la caja de conexión del generador debe conectarse a la entrada de CC del inversor STP 60.

⚠ ATENCIÓN

El campo FV funciona en configuración flotante y sus polos (+) y (-) están conectados a las entradas FV de los inversores. Ningún polo está conectado a tierra.

Se puede desconectar el campo fotovoltaico por medio del interruptor-seccionador de potencia de CC CC integrado en el inversor.

⚠ ATENCIÓN

NO conecte ninguno de los polos del campo FV a tierra.

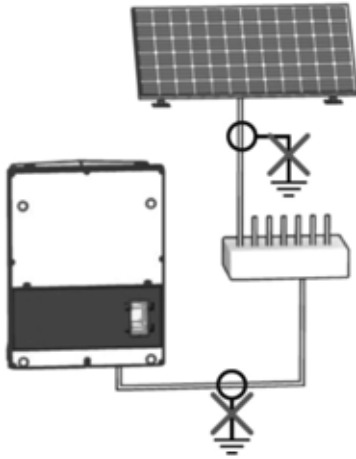


Imagen 2.24 NO conecte ninguno de los polos del campo FV a tierra

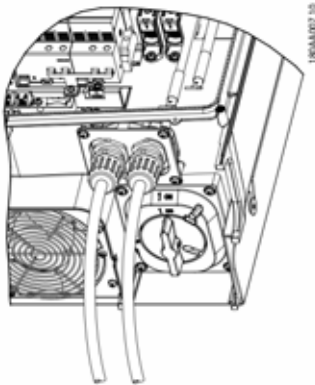


Imagen 2.25 área de conexión de CC

i INDICACIÓN

Para la conexión de CA se pueden utilizar cables con conductores de varios hilos o de hilo fino (consulte la imagen 2.26).

Al usar cables con conductores de hilo fino, necesita utilizar virolas para la conexión.

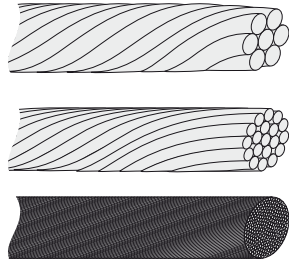


Imagen 2.26 cables con diferentes tipos de conductores (de arriba abajo): de un hilo, de varios hilos y de hilo fino

1. En el inversor o en la caja de conexión del generador, gire el interruptor de carga FV a la posición apagado.
2. Conecte los cables FV de la caja de conexión del generador al inversor. Asegúrese de que la polaridad sea la correcta; consulte la imagen 2.27.
3. Todos los cables deben apretarse adecuadamente y con el par correcto. Consulte capítulo 5.5, página 138.

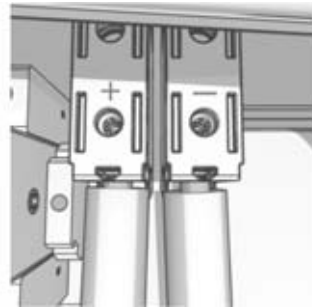


Imagen 2.27 conecte el cable a la entrada FV

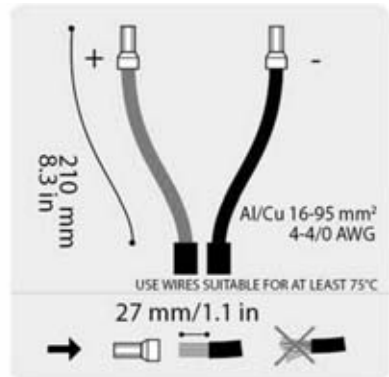


Imagen 2.28 etiqueta CC

Clase de protección de los módulos fotovoltaicos

El inversor solo debe operar con módulos fotovoltaicos de la clase de protección II según la norma IEC 61730, tipo de aplicación A.

Solo conecte módulos fotovoltaicos al inversor. No está permitido conectar otras fuentes de energía.

⚠ ADVERTENCIA

Cuando reciben luz, los módulos fotovoltaicos producen tensión.

2.10 Cerrar

1. Cierre la tapa del área de instalación del inversor. Apriete los tres tornillos frontales. Consulte capítulo 5.5, página 138.
2. Active la CA.

3 Configuración inicial y arranque

3.1 Interfaz de usuario

La interfaz de usuario se compone de:

- Display local, para todas las variantes del inversor. El display local muestra información sobre el estado del inversor de tipo solo lectura. No es posible realizar configuraciones del inversor STP 60 mediante el display. El símbolo «#» del display explica los modos de funcionamiento.
- Herramienta de puesta en marcha y mantenimiento locales (herramienta LCS). La herramienta LCS permite la configuración de uno o varios inversores STP 60.

3.1.1 Tipos de funcionamiento

El inversor tiene cinco modos de funcionamiento, indicados mediante LED.

Estado	Leds	Leds
Desconectado de la red	Verde	- - - - -
	Rojo	- - - - -
Conectando	Verde	■ ■ ■ ■ ■
	Rojo	- - - - -
Conectado a la red	Verde	■ ■ ■ ■ ■
	Rojo	- - - - -

Estado	Leds	Leds
Incidencia interna del inversor	Verde	■ ■ ■ ■ ■
	Rojo	- - - - -
A prueba de fallos	Verde	- - - - -
	Rojo	■ ■ ■ ■ ■

Tabla 3.1 Modos de funcionamiento

Desconectado de la red (standby) (LED apagados)

#0-51

Si no se ha suministrado potencia a la red de CA durante más de 10 minutos, el inversor se desconecta de la red y se apaga. Las interfaces de usuario y comunicación permanecen conectadas para que pueda existir comunicación.

Conectando (LED verde parpadeando)

#52-53

El inversor se inicia cuando la tensión de entrada FV alcanza la tensión mínima de alimentación de CC. El inversor realiza una serie de autopruebas internas que incluyen la medición de la resistencia de aislamiento FV. Al mismo tiempo, también supervisa los parámetros de red. Si los parámetros de red se encuentran dentro de las especificaciones durante el intervalo configurado (según el código de red), el inversor comienza a suministrar energía a la red.

Conectado a la red (LED verde encendido)

#60

El inversor está conectado a la red de CA y suministra energía. El inversor se desconecta si:

- detecta condiciones de red anormales (en función del ajuste de red).
- se produce una incidencia interna.
- no hay suficiente potencia FV disponible (no se suministra potencia a la red durante 10 minutos).

El inversor entra entonces en modo de conexión o en modo de desconexión de la red.

Incidencia interna del inversor (LED verde parpadeando)

#54

El inversor está esperando a que alguna condición interna se encuentre dentro de los límites (por ejemplo, temperatura demasiado alta) antes de volver a conectarse a la red.

A prueba de fallos (LED rojo parpadeando) #70

Si el inversor detecta un error en sus circuitos durante la autoprueba (en modo de conexión) o durante el funcionamiento, el inversor pasa al modo "A prueba de fallos" y se desconecta de la red. El inversor permanecerá en modo "A prueba de fallos" hasta que la potencia FV esté ausente durante un mínimo de 10 minutos o hasta que se le quite alimentación manualmente tanto en continua como en alterna.

3.2 Pantalla

INDICACIÓN

El display puede tardar hasta 10 segundos en activarse después del encendido.

El display integrado en la parte frontal del inversor proporciona al usuario acceso a la información del sistema FV y del inversor.



Imagen 3.1 información general sobre los botones y las funciones del display

Información general sobre los botones y las funciones del

Tecla	Función
F1	Ajustar el nivel de contraste del display. Pulse el botón de flecha arriba/abajo mientras pulsa el botón F1.
F2	Sin función
F3	
F4	
Inicio	Vuelta a la pantalla principal
OK	Sin función
Flecha hacia arriba	Un paso arriba
Flecha hacia abajo	Un paso abajo
Flecha hacia la derecha	Se mueve el cursor hacia la derecha
Flecha hacia la izquierda	Se mueve el cursor hacia la izquierda
Atrás	Vuelta a la pantalla principal
Encendido: Led verde	
Alarma: LED rojo	

Tabla 3.2 Información general sobre los botones y las funciones del display

La estructura de la pantalla está dividida en tres secciones:

1. Pantalla principal. Producción actual y diaria. Esta sección contiene los siguientes elementos:
 - Potencia activa actual (kW)
 - Contador de energía día actual (kWh)
 - Contador de energía total (kWh)
 - Fecha actual
 - Hora actual
 - Modo de funcionamiento (#)
2. Información del inversor Esta sección contiene los siguientes elementos:
 - Tipo de equipo del inversor
 - Nombre del inversor
 - Número de serie
 - Dirección IP
 - Dirección MAC del Inverter Manager
 - Versión de software del inversor
3. Valores actuales. Esta sección contiene los siguientes elementos:
 - Tensión fotovoltaica y corriente

- Tensiones fase a fase
- Corrientes de fase
- Frecuencia de red

3.2.1 Ajuste inicial mediante herramienta LCS

La herramienta LCS permite seleccionar ajustes predefinidos para distintos tipos de redes que se encuentran en una lista. Todos los límites específicos de la red deben configurarse con la herramienta LCS.

Tras la instalación, compruebe todos los cables y cierre el inversor.

Active la CA.

⚠ ADVERTENCIA

Es esencial que se seleccione el código de red correcto para cumplir con los estándares locales y nacionales.

3.2.2 Ponga el interruptor-seccionador FV en posición ON

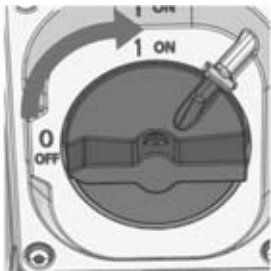


Imagen 3.2 interruptor-seccionador FV

Encienda el interruptor de carga FV, que se encontrará bien en el inversor o en la caja de conexión del generador.

3.2.3 Arranque

El inversor arranca automáticamente si hay suficiente irradiación solar. El arranque tarda unos minutos. Durante este intervalo, el inversor lleva a cabo un procedimiento de autoprueba.

i INDICACIÓN

El inversor está protegido contra polaridad inversa. El inversor no generará potencia hasta que la polaridad no sea la correcta.

3.3 Herramienta LCS

Los inversores STP 60 y el SMA Inverter Manager deben ponerse en marcha con la herramienta de puesta en marcha y mantenimiento local (herramienta LCS). Es necesario realizar la puesta en marcha antes de que los inversores STP 60 puedan conectarse a la red de CA y empezar a convertir potencia.

La herramienta LCS está disponible en la zona de descargas de www.SMA-Solar.com.

Requisitos del hardware para la herramienta LCS:

- PC con Windows™ 7 o superior
- 1 GB HDD
- 2 GB RAM

La herramienta LCS tienen que estar instalada en una unidad local. El PC debe estar conectado al puerto LAN 1 del SMA Inverter Manager mediante un cable ethernet.

i INDICACIÓN

El SMA Inverter Manager debe tener una dirección IP asignada por un servidor DHCP en el puerto LAN 1.

Es importante que el ordenador que aloje la herramienta LCS esté conectado a la misma subred IP que el SMA Inverter Manager.

El puerto LAN 2 está destinado exclusivamente a inversores STP 60.

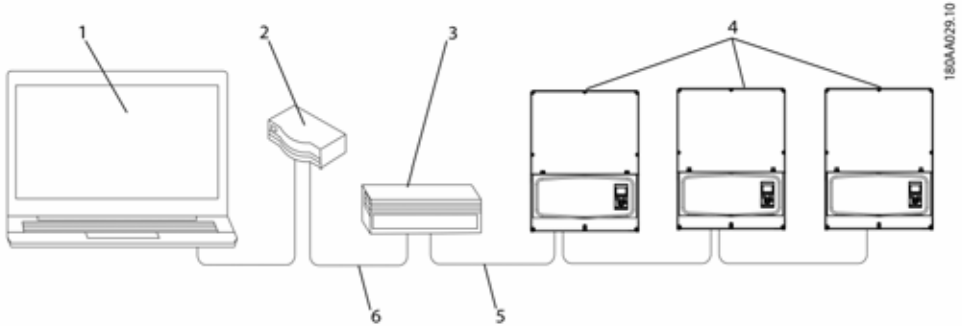


Imagen 3.3 puesta en marcha de inversores con la herramienta LCS

1	Herramienta LCS
2	Rúter/DHCP
3	SMA Inverter Manager
4	Sunny Tripower 60
5	LAN 2
6	LAN 1

3.3.1 Primeros pasos

1. Inicie la herramienta LCS. La herramienta muestra una lista de todos los SMA Inverter Manager identificados. Pueden pasar varios minutos antes de que la herramienta LCS identifique todos los SMA Inverter Manager.
2. La pantalla muestra ahora una lista de todos los SMA Inverter Manager (consulte la imagen 3.4). Para iniciar el asistente, haga clic en el SMA Inverter Manager que vaya a configurar. Tras seleccionar el SMA Inverter Manager, se visualizan los inversores descubiertos por éste. Los inversores que todavía no se han puesto en marcha (no cuentan con un código de red asignado) se presentan con un recuadro azul junto a su versión de software.

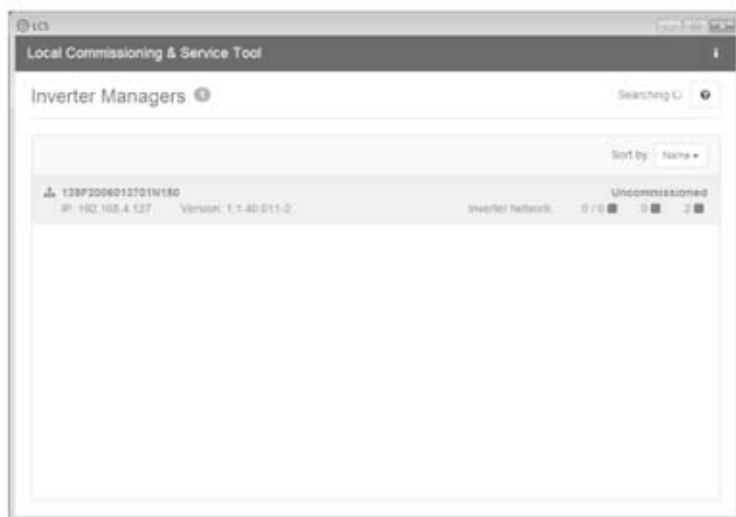


Imagen 3.4 herramienta LCS: pantalla inicial

3. Compruebe que la fecha y la hora sean correctas. De lo contrario, corríjalas y continúe. Consulte la imagen 3.5.

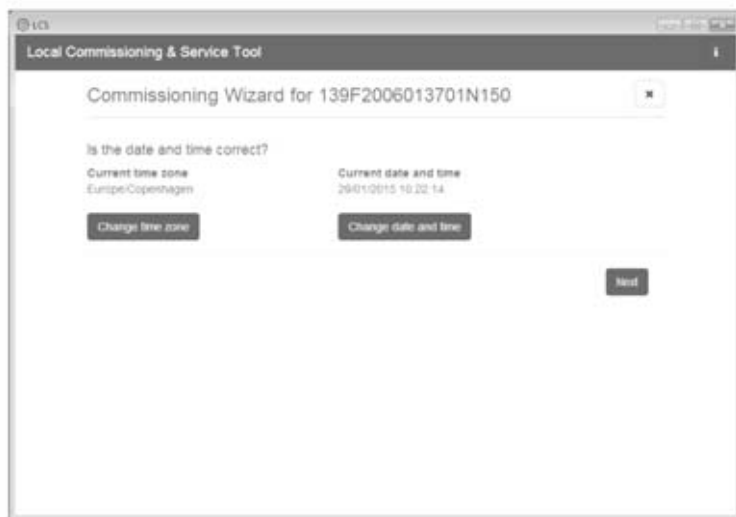


Imagen 3.5 herramienta LCS: comprobación de fecha y hora

- Se muestra una lista de inversores identificados por el SMA Inverter Manager. Consulte la imagen 3.6

Compruebe que la lista de inversores esté completa.

Compruebe que todos los inversores estén presentes. Es posible continuar la configuración de los inversores incluidos en la lista aunque no se hayan descubierto todos los inversores. Los inversores no descubiertos se pueden configurar más tarde.

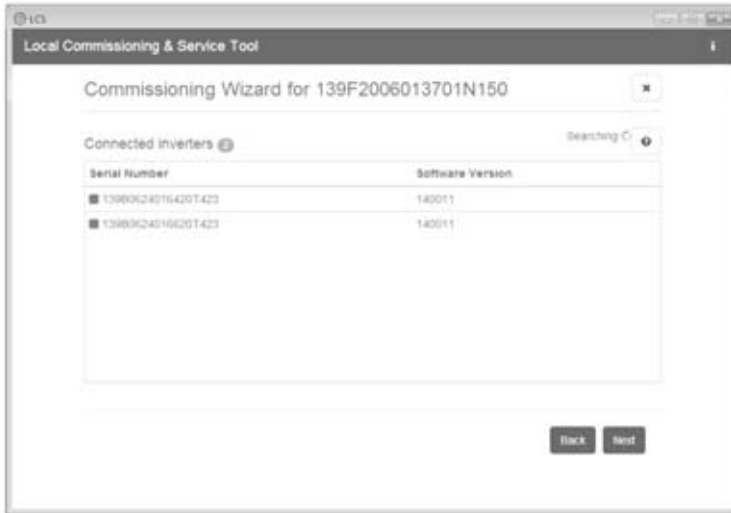


Imagen 3.6 herramienta LCS: lista de inversores conectados

- Seleccione el país deseado de la lista de opciones disponibles para los inversores de la red. Consulte la imagen 3.7.
- Seleccione el código de red deseado de la lista de opciones disponibles para el país seleccionado. Si necesita un código de red personalizado, puede cargarlo mediante el botón «Cargar». Consulte la imagen 3.7. El botón «Crear» está inactivo y no se puede utilizar.



Imagen 3.7 herramienta LCS: selección de país y código de red

7. La herramienta LCS solicita una confirmación del país y el código de red seleccionados. Consulte la imagen 3.8 Utilice el botón «Atrás» y la posibilidad de cambiar los ajustes en las ventanas anteriores para realizar cambios en la configuración.



Imagen 3.8 herramienta LCS: confirmación de país y código de red

8. El sistema aplica ahora el código de red seleccionado en el SMA Inverter Manager a los inversores descubiertos. Todos los inversores que se añadan con posterioridad asumirán automáticamente el mismo ajuste de red. Solo se permite un ajuste de red por cada SMA Inverter Manager.

i INDICACIÓN

Es esencial elegir el ajuste de red correcto. El código de red no se puede modificar más adelante sin contactar con SMA Solar Technology AG.

9. Un recuadro verde identifica los inversores puestos en marcha. No obstante, los inversores no se conectan a la red hasta que no se les envía un comando de «Inicio» desde la barra que hay debajo del menú superior. Consulte la imagen 3.9



Imagen 3.9 herramienta LCS: lista de todos los inversores conectados al SMA Inverter Manager

10. Si hay suficiente potencia FV y se cumplen las condiciones de ajuste de red, los inversores se conectan a la red.
11. Tras la puesta en marcha, es posible descargar un informe de puesta en marcha en el menú «Informes». El informe contiene toda la información sobre la configuración del inversor, incluidos los valores de desconexión reales de cada inversor. Consulte la imagen 3.10.

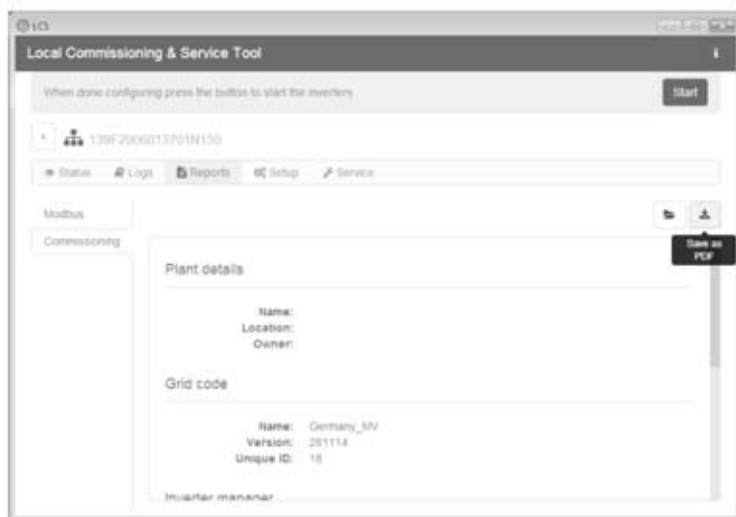


Imagen 3.10 herramienta LCS: informe de puesta en marcha

INDICACIÓN

Si el código de red deseado no está disponible, o si la herramienta LCS advierte sobre versiones de software incompatibles, el ajuste de red y la biblioteca de software de la herramienta LCS deberán actualizarse.

Es posible crear archivos del código de red personalizados con valores de ajuste adaptados. Póngase en contacto con SMA Solar Technology AG.

4 Mantenimiento

4.1 Resolución de problemas

La información se organiza en tablas donde se pueden ver los mensajes que aparecen en la herramienta LCS, conocidos como incidencias. Las tablas contienen descripciones de incidencias, así como explicaciones de las acciones que se deben llevar a cabo cuando se produce una.

Tipo de incidencia	Indica si la incidencia está relacionada con la red, FV o cuestiones internas del modo «A prueba de fallos».
ID	La ID de la incidencia concreta.
Pantalla	Texto mostrado en el display.
Descripción	Descripción de la incidencia.
Acción	Descripción de qué acción debe llevarse a cabo antes de ponerse en contacto con terceros.
Operador distribuidor de la red	Si la acción descrita no identifica la causa del funcionamiento defectuoso, póngase en contacto con el operador distribuidor de la red para obtener más ayuda.
Asistencia técnica	Si la acción descrita no identifica la causa del funcionamiento defectuoso, póngase en contacto con la asistencia técnica para obtener más ayuda (consulte el capítulo 6 “Contacto”, página 141).
FV	Si la acción descrita no identifica la causa del funcionamiento defectuoso, póngase en contacto con su distribuidor o instalador para obtener más ayuda.

Incidencias relacionadas con la red

ID	Aviso de estado	Descripción	Acción	Operador distribuidor de la red	Asistencia técnica	FV
1-6		Tensión de red demasiado baja.	Compruebe la tensión y la instalación de CA. Si la tensión es cero, compruebe los fusibles.	x	-	-
7-9		La tensión media de la red durante 10 minutos es demasiado alta.	Compruebe que la instalación sea correcta según la guía de instalación. En caso afirmativo, pida un nuevo archivo del código de red con un límite de tensión o una potencia reactiva aumentados para suprimir la tensión.	x	-	-
10-15		Tensión de red demasiado alta.	Compruebe la tensión y la instalación de CA.	x	-	-
16-18		El inversor ha detectado un pico de tensión en la red.	Compruebe la tensión y la instalación de CA.	x	-	-

ID	Aviso de estado	Descripción	Acción	Operador distribuidor de la red	Asistencia técnica	FV
19, 22		Frecuencia de red demasiado baja o demasiado alta.	Compruebe la frecuencia de red.	x	-	-
31-33		Corriente CC en el lado CA demasiado alta.	Para incidencias diarias reiteradas, realice un análisis de red in situ.	-	x	-
34-37		El monitor de corriente residual (RCMU) ha medido un exceso de corriente.	Desconecte la CA y la CC y espere hasta que el display se haya apagado. Después conecte la CC y la CA y observe si se produce de nuevo la incidencia. Realice una inspección visual de todos los cables y módulos FV.	-	x	-
40	Red AC fuera de rango	La red de CA ha estado fuera de rango durante más de 10 minutos (frecuencia o tensión).	Compruebe la frecuencia y la tensión de red, la versión de software y el ajuste del código de red.	x	-	-
41-43		Fault ride through. El inversor ha detectado que la tensión de red era inferior o superior a cierto nivel.	Si esta incidencia se produce varias veces al día, realice un análisis de red in situ.			
48, 51		Frecuencia de red demasiado baja o demasiado alta.	Compruebe la frecuencia de red y la instalación de CA.	x	-	-
54-56		Corriente CC en el lado CA demasiado alta (fase 2).	Para incidencias diarias reiteradas, realice un análisis de red in situ.	x	-	-
61		Pérdida de la red eléctrica, detectada una fase abierta.	Si la incidencia se produce varias veces cada día, póngase en contacto con el operador de red.	x	-	-
62		Pérdida de la red eléctrica.	Si la incidencia se produce varias veces cada día, póngase en contacto con el operador de red.	x	-	-
64-81		Tensión de la fase demasiado baja.	Compruebe la tensión y la instalación de CA. Si la tensión es cero, compruebe los fusibles.	x	-	-

Tabla 4.1 Incidencias relacionadas con la red

Incidenias relacionadas con FV

ID	Aviso de estado	Descripción	Acción	Operador distribuidor de la red	Asistencia técnica	FV
103	PV current is too high/ waiting	Existen demasiados strings FV conectados en paralelo. Solo debe aparecer en sistemas recién instalados.	Compruebe el número de cadenas en paralelo y las corrientes nominales. ¿Se ha superado el límite de corriente? Vuelva a conectar las cadenas en paralelo.	-	x	x
115, 260	PV ISO too low	La resistencia de aislamiento a tierra del campo FV es demasiado baja para que el inversor pueda arrancar. Esto obligará al inversor a realizar una nueva medición transcurridos 10 minutos.	Realice una inspección visual de todos los cables FV y los módulos para una instalación correcta según lo establecido en la guía de instalación. La incidencia podría indicar que no existe conexión PE.	-	x	x
258	PV voltage too high/ waiting	La tensión de CC es demasiado elevada.	Compruebe que la instalación y la disposición FV corresponden a las recomendaciones de los manuales.	-	x	x
278		Advertencia de tensión de CC elevada.	Compruebe que la instalación y la disposición FV corresponden a las recomendaciones de los manuales.	-	x	x

Tabla 4.2 Incidenias relacionadas con FV

Incidenias relacionadas con el sistema

ID	Aviso de estado	Descripción	Acción	Operador distribuidor de la red	Asistencia técnica	FV
2000		El subgrupo de comunicación arranca.	-	-	-	-
2010, 2011		La actualización de software del ordenador central se ha iniciado/ha finalizado.	-	-	-	-
2012 - 2018		La actualización de software ha fallado.	Vuelva a iniciar la actualización del software. Si se produce un error durante el proceso de actualización, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-

ID	Aviso de estado	Descripción	Acción	Operador distribuidor de la red	Asistencia técnica	FV
2030		La transmisión del código de red al ordenador central ha fallado.	Si esta incidencia se muestra a menudo, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
2050, 2051		La conexión de ethernet está activa/desconectada.	No es necesario tomar ninguna acción. Esta incidencia sirve para identificar, por ejemplo, un cable de ethernet averiado.	-	-	-
2052, 2053		La transmisión del código de red del SMA Inverter Manager al STP 60-10 se ha iniciado/terminado.	-	-	-	-
2054		La transmisión del código de red del SMA Inverter Manager al STP 60-10 ha fallado.	Si esta incidencia se muestra a menudo, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	-	-

Tabla 4.3 Incidencias relacionadas con el sistema

Incidencias internas

ID	Aviso de estado	Descripción	Acción	Operador distribuidor de la red	Asistencia técnica	FV
201- 208		La temperatura interna del inversor es demasiado elevada.	Compruebe que el inversor no está cubierto y que el tubo de ventilación no está bloqueado.	-	x	-
209, 210		La tensión en el bus de CC es demasiado alta.	Si la incidencia persiste, desconecte la CC y la CA mediante los interruptores para reiniciar el inversor. Si la incidencia se repite, compruebe la tensión FV máxima que muestra el display para ver si se encuentra por encima de los límites.	-	x	-
211	Fan rpm low	La velocidad del ventilador es demasiado baja.	Compruebe si el ventilador del inversor está bloqueado.	-	x	-
213- 215		Error interno. La tensión medida antes y después del relé difiere demasiado.	Póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
216- 218		La corriente medida en el lado de CA es demasiado elevada	Póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-

ID	Aviso de estado	Descripción	Acción	Operador distribuidor de la red	Asistencia técnica	FV
219-221		Error interno. La tensión medida antes y después del relé difiere demasiado.	Póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
225-240, 275		Fallo en la memoria/ EEPROM.	Reinicie el inversor. Si la incidencia persiste, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
241, 242, 245, 249		Error de comunicación interno	Reinicie el inversor. Si la incidencia persiste, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
248		Error interno de CPU.	Reinicie el inversor. Si la incidencia persiste, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
252-254		La corriente medida en el lado de CA es demasiado elevada	Si la incidencia persiste, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
243, 263		Error interno.	Reinicie el inversor. Si la incidencia persiste, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
279		Error de sensor de temperatura.	Si la incidencia persiste, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
280		Duración de autopueba: 24 horas. La autopueba debe realizarse al menos una vez cada 24 horas	Ninguna.	-	-	-
281		Demasiadas incidencias RCMU en las últimas 24 horas. Solo se permiten cuatro intentos de reconexión automática tras una incidencia 34 durante un periodo de 24 horas. El inversor intentará reconectarse automáticamente tras un periodo de tiempo determinado.	Espere hasta 24 horas. Si la incidencia 34 se repite, realice la acción correspondiente a la incidencia 34.	-	x	-
282		Configuración del código de red no válida.	Reinicie el inversor. Si el error persiste, pida al servicio técnico un nuevo archivo del código de red o un nuevo código de red estándar.	-	x	-

ID	Aviso de estado	Descripción	Acción	Operador distribuidor de la red	Asistencia técnica	FV
283		Error en el <i>gatedrive</i> .	Reinicie el inversor. Si la incidencia persiste, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
323		Error del ventilador interno. Se ha reducido la potencia de salida máxima.	Si la incidencia persiste, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-

Tabla 4.4 Incidencias internas

Incidencias provocadas por la autoprueba

ID	Descripción	Acción	Operador distribuidor de la red	Asistencia técnica	FV
100	La corriente de entrada FV es negativa. Error de sensor.	Compruebe la polaridad de la instalación FV; si es correcta, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
264, 266	Se ha producido un error en la prueba del circuito de medición.	Reinicie el inversor. Si la incidencia persiste, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
272	Error del descargador de sobretensiones FV. El inversor seguirá funcionamiento sin protección contra sobretensión.	Sustituya el descargador de sobretensiones FV. Encontrará información más detallada en las instrucciones para cambiar los descargadores contra sobretensión.	-	x	-
273	Error del descargador de sobretensiones CA. El inversor seguirá funcionamiento sin protección contra sobretensión.	Sustituya el descargador de sobretensiones FV. Encontrará información más detallada en las instrucciones para cambiar los descargadores contra sobretensión.	-	x	-
274	Estado del descargador de sobretensiones desconocido.	Reinicie el inversor. Si la incidencia persiste, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
350-352	Se ha producido un error en la autoprueba del RCMU.	Póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
353	Se ha producido un error en la prueba del sensor de corriente.	Póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-

ID	Descripción	Acción	Operador distribuidor de la red	Asistencia técnica	FV
356-361	Se ha producido un error en la prueba del transistor y el relé o en el relé del inversor (contacto soldado).	Póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
366	Se ha producido un error en la autoprueba del RCMU.	Póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-

Tabla 4.5 Incidencias provocadas por la autoprueba

4.2 Mantenimiento

Asegúrese de que no se cubra el disipador térmico que se encuentra en la parte posterior del inversor.

Limpie los contactos del interruptor-seccionador FV una vez al año. Realice la limpieza alternando el interruptor en las posiciones de encendido y apagado diez veces. El interruptor-seccionador FV se encuentra en la base del inversor.

Para garantizar un funcionamiento correcto y una larga vida útil, asegure una buena ventilación

- alrededor del disipador térmico, en la parte superior y lateral del inversor, donde el aire se expulsa, y
- al ventilador de la base del inversor.

Para despejar las obstrucciones, limpie utilizando aire a presión, un paño suave o un cepillo.

⚠ ADVERTENCIA

La temperatura del disipador térmico puede superar los 70 °C.

5 Datos técnicos

5.1 Especificaciones

Parámetro	STP 60-10
CA	
Potencia aparente nominal ¹⁾	60 kVA
Potencia activa nominal ²⁾	60 kW
Intervalo de potencia reactiva ¹⁾	0-60 kVAr
Tensión de red nominal (intervalo de tensión)	3P + PE (WYE) / 400-480 V (+/- 10%)
Sistemas de conexión a tierra admitidos	TT, TN
Corriente nominal CA	3 x 87 A
Corriente alterna máx.	3 x 87 A (3 x 72 A a 480 V)
Coefficiente de distorsión de CA (THD a potencia nominal)	< 1%
Corriente de cierre	9,2 A/5 ms
Máxima corriente residual de salida	Valor eficaz de 49,8 A durante tres periodos
Factor de potencia predeterminado	> 0,99 con potencia nominal
Factor de potencia, regulado	0,8 inductivo; 0,8 capacitivo
Consumo de energía en standby (solo comunicaciones)	3 W
Frecuencia de red nominal (intervalo de frecuencia)	50/60 Hz (+/- 10%)
CC	
Intervalo de tensión de entrada	565 ... 1 000 V a 400 V _{ca} 680 ... 1 000 V a 480 V _{ca}
Tensión nominal de CC	630 V a 400 V _{ca} 710 V a 480 V _{ca}
Intervalo de tensión MPPT, potencia nominal	570 ... 800 V a 400 V _{ca} 685 ... 800 V a 480 V _{ca}
Tensión de CC máxima	1 000 V
Mín. en potencia de red	100 W
Corriente continua (CC) MPPT máx.	110 A
Corriente continua de cortocircuito máx.	150 A
Seguidor MPP / Entrada por MPPT	1/1 (para el uso de una caja de conexión del generador externa)
Categorías de sobretensión	CA: Categoría de sobretensión III (OVC III), FV: Categoría de sobretensión II (OVC II)
Rendimiento	
Rendimiento europeo/californiano	98,8 %
Rendimiento europeo a 630 V _{dc}	98,3 %

Parámetro	STP 60-10
Rendimiento californiano a 400/480 V _{ac}	98,0 %/98,5 %
Rendimiento MPPT estático	99,9 %
Carcasa	
Dimensiones (anchura x altura x profundidad)	740 × 570 × 300 mm (29 × 22,5 × 12")
Peso	75 kg (165 lbs) ³⁾
Nivel de ruido acústico	58 dB(A) (típico)

Tabla 5.1 Especificaciones

¹⁾ A tensión de red nominal.

²⁾ A tensión de red nominal, Cos(phi)=1.

³⁾ En función de las opciones instaladas.

⁴⁾ Bajo todas las condiciones

Parámetro	Serie STP 60
Clase de protección	I
Eléctrico	
Seguridad eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> • IEC 62109-1/IEC 62109-2 (clase I, conectado a tierra - comunicación componente clase II, PELV) • UL 1741 con inversores FV interactivos EPS sin aislamiento • IEEE 1547
Funcional	
Seguridad funcional	<ul style="list-style-type: none"> • Monitorización de tensión y frecuencia • Monitorización del contenido CC de la corriente alterna (CA) • Monitorización de la resistencia de aislamiento • Control de la corriente de fugas • UL1998
Detección de funcionamiento en isla: pérdida de la red eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio de frecuencia activa • Desconexión • Monitorización trifásica de la red • ROCOF/SFS
Compatibilidad con RCD ¹⁾	Tipo B, 600 mA

Tabla 5.1 Especificaciones de seguridad

¹⁾ En función de la normativa local.

5.2 Ajustes de desconexión

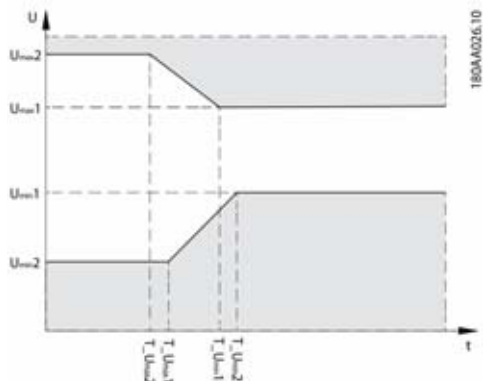


Imagen 5.1 Desconexión por sobretensión e subtensión

Potencia red		Umin2 [V]	T_Umin2 [s]	Umin1 [V]	T_Umin1 [s]	Umax1 [V]	T_Umax1 [s]	Umax2 [V]	T_Umax2 [s]
Tensión nominal: 400 V	Predeterminado	200,00	0,16	352,00	2,00	440,00	1,00	480,00	0,16
	Intervalo	160-240	0.1-3.0	300-380	0.5-3.0	420-480	0.5-3.0	440-520	0.1-3.0
Tensión nominal: 480 V	Predeterminado	240,00	0,16	423,00	2,00	528,00	1,00	576,00	0,16
	Intervalo	192-288	0.1-3.0	360-456	0.5-3.0	504-576	0.5-3.0	528-624	0.1-3.0

Tabla 5.3 Niveles de desconexión de tensión por defecto y tiempos de desconexión

	Fmin2 [Hz]	T_Fmin2 [s]	Fmin1 [Hz]	T_Fmin1 [s]	Fmax1 [Hz]	T_Fmax1 [s]	Fmax2 [Hz]	T_Fmax2 [s]
Predeterminado	57,00	0,16	59,30	10,00	60,50	0,16	-	-
Intervalo	56.5-57.5	0.1-3.0	57.0-59.8	0,16-300	60.1-60.9	0.16-3.0	60.1-61.0	0.1-3.0

Tabla 5.4 Niveles de desconexión de frecuencia por defecto y tiempos de desconexión

INDICACIÓN

Los valores se aplican solo a IEEE 1547.

5.3 Conformidad

Estándares internacionales	Serie STP 60
Rendimiento	Rendimiento europeo, estándar: EN 50530 Rendimiento californiano, estándar: directiva CEC Método de ensayo: protocolo de ensayo de la potencia para evaluar los inversores que se usan en las plantas fotovoltaicas conectadas a la red (borrador): 1 de marzo de 2005
Directiva EC de baja tensión	2006/95/EC
Directiva sobre compatibilidad electromagnética (CEM)	2004/108/EC
Seguridad	IEC 62109-1/IEC 62109-2 UL 1741 UL 508i
Seguridad funcional	IEC 62109-2 UL 1741/IEEE 1547
Inmunidad a la interferencia, CEM	EN 61000-6-1 EN 61000-6-2
Emisión de interferencias, CEM	EN 61000-6-3 EN 61000-6-4 CISPR 11 clase B FCC, parte 15
Corrientes armónicas	EN 61000-3-12
CE	Sí
Características de la red	IEC 61727 EN 50160 IEEE 1547 UI

Tabla 5.5 Cumplimiento de los estándares internacionales

Las autorizaciones y certificados se encuentran a su disposición en la zona de descargas de www.SMA-Solar.com.

5.4 Condiciones de la instalación

Parámetro	Especificación
Intervalo de temperatura de funcionamiento	-25 °C - 60 °C (posible reducción de potencia por encima de 45 °C) (-13 °F - 140 °F) (posible reducción de potencia por encima de 113 °F)
Temperatura de almacenamiento	-40 °C - 60 °C
Humedad relativa del aire	95% (sin condensación)
Índice de contaminación	PD2
Categoría medioambiental IEC62109-1	Exteriores, húmedo (Para información más detallada, consulte capítulo 2, página 109)
Clase ambiental según IEC 60721-3-4	4K4H/4Z4/4B2/4S3/4M2/4C2
Sistema de refrigeración	Refrigeración forzada
Calidad del aire: general	ISA S71.04-1985 Clase G3 (a 75 % HR)
Calidad del aire: zonas costeras, muy industrializadas y agrícolas	Debe ser calculado y clasificado según ISA S71.04-1985: G3 (con 75 % HR)
Vibraciones	< 1G
Clase de protección de la carcasa	IP65
Carcasa tipo UL 50E	NEMA 3R
Altitud máxima de funcionamiento	2 000 m (6 500 pies) sobre el nivel del mar (a partir de 1 000 m de altitud puede ocurrir una reducción de potencia).*
Instalación	Evite el flujo constante de agua. Evite la luz solar directa. Asegúrese de que haya suficiente ventilación. Móntelo en una superficie ignífuga. Móntelo recto en una superficie vertical. Evite la exposición a polvo y gases de amoníaco.

* Instalaciones en altitudes > 2 000 m son posibles a petición del cliente; póngase en contacto con SMA Solar Technology AG.

Tabla 5.6 Condiciones de la instalación

5.5 Especificaciones del par de apriete

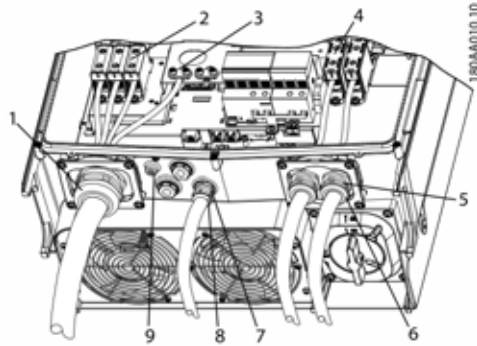


Imagen 5.2 vista general del inversor con indicaciones del par de torsión

Parámetro	Herramienta	Par de apriete
1 Prensaestopas de calibre M63	Llave 65/68 mm	6 Nm (53 in-lbf)
2 Bornero CA	TX 30	14 Nm (124 in-lbf)
3 Conductor de protección primario (secundario a la derecha)	TX 30	3,9 Nm (35 in-lbf)
4 Terminal en CC	TX 30	14 Nm (124 in-lbf)
5 Prensaestopas de calibre M32	Llave 36 mm	6 Nm (53 in-lbf)
6 Tuerca de compresión de prensaestopas M32	Llave 36 mm	1,8 Nm (16 in-lbf)
7 Prensaestopas de calibre M25	Llave 33 mm	10 Nm (89 in-lbf)
8 Tuerca de compresión de prensaestopas de calibre M25	Llave 33 mm	1,8 Nm (16 in-lbf)
9 Conexión a tierra para equipo M6 (borne de conexión equipotencial)	TX 20	3,9 Nm (35 in-lbf)
Tornillo frontal (no se muestra)	TX 30	1,5 Nm (13 in-lbf)

Tabla 5.7 Especificaciones del par de apriete

⚠ ATENCIÓN

Si se desmontan los tapones roscados (consulte [7] en la imagen 5.2), utilice accesorios con una clasificación del tipo: 3, 3S, 4, 4X, 6, 6P.

5.6 Especificaciones del circuito de la red eléctrica

Parámetro	Especificación
Corriente máxima del inversor, I_{cmax}	87 A
Tipo de fusible gl./gG recomendado (IEC 60269-1)	100-125 A
Clase de fusible recomendada T (UL/EE. UU.)	125 A
Tipo de fusible MCB recomendado B o C	125 A
Tamaño máximo del fusible	125 A

Tabla 5.8 Especificaciones del circuito de la red eléctrica

i INDICACIÓN

Tenga en cuenta la normativa local.

5.7 Especificaciones de la interfaz auxiliar

Interfaz	Parámetro	Datos de los parámetros	Especificación
Ethernet	Cable	Diámetro exterior del cable (\varnothing)	2 x 5-7 mm
		Tipo de cable	Par trenzado apantallado (STP CAT 5e o SFTP CAT 5e) ¹⁾
		Impedancia característica del cable	100 Ω - 120 Ω
	Conectores RJ-45: 2 uds RJ-45 para ethernet	Calibre de cable	24-26 AWG (en función del enchufe metálico de acoplamiento RJ-45)
		Terminación de la pantalla del cable	Mediante enchufe metálico RJ-45 cable
	Conexión para aislamiento galvánico		Sí, 500 Vrms
	Protección frente a contactos directos	Aislamiento doble/reforzado	Sí
	Protección frente a cortocircuitos		Sí
	Comunicación	Topología de red	Conexión en cadena o en estrella
	Cable	Longitud máxima de cableado entre inversores	100 m (328 ft)
Número máx. de inversores	Por SMA Inverter Manager	42	

Tabla 5.9 Especificaciones de la interfaz auxiliar

¹⁾ Para uso en exteriores, utilice el cable adecuado. Si el cable es muy rígido, utilice un borne intermedio para hacerlo más flexible antes de conectarlo al inversor. En algunos casos es suficiente quitar el revestimiento exterior de la parte del cable que se introduce en la carcasa. Así puede proteger las conexiones de ethernet RJ-45 montadas en las placas de circuito impreso de un gran desgaste y evitar daños o problemas en la conexión.

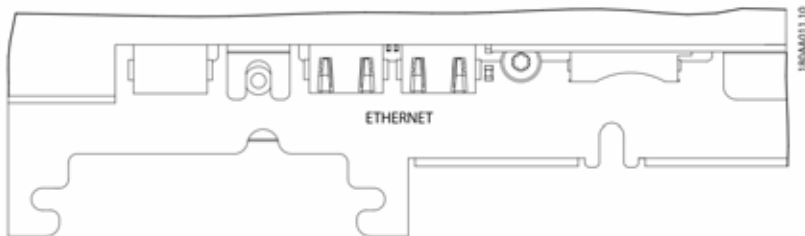


Imagen 5.3 interfaces auxiliares (Parte de la placa de circuito impreso para la comunicación con conexiones de ethernet RJ-45)

5.8 Conexiones de ethernet

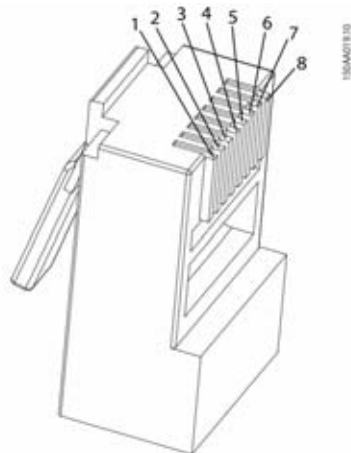


Imagen 5.4 datos del diagrama de pines RJ-45 para ethernet

Diagrama de pines para Ethernet	Colores estándar	
	Cat. 5 T-568A	Cat. 5 T-568B
1. RX+	Verde/blanco	Naranja/blanco
2. RX	Verde	Naranja
3. TX+	Naranja/blanco	Verde/blanco
4.	Azul	Azul
5.	Azul/blanco	Azul/blanco
6. TX-	Naranja	Verde
7.	Marrón/blanco	Marrón/blanco
8.	Marrón	Marrón

5.8.1 Topología de red

El inversor tiene dos conectores ethernet RJ-45 que permiten conectar varios inversores en una topología en cadena como alternativa a la topología típica en estrella.

INDICACIÓN

La topología en anillo (C en la imagen 5.5) solo está permitida si se hace con árbol de expansión compatible con conmutador de ethernet.

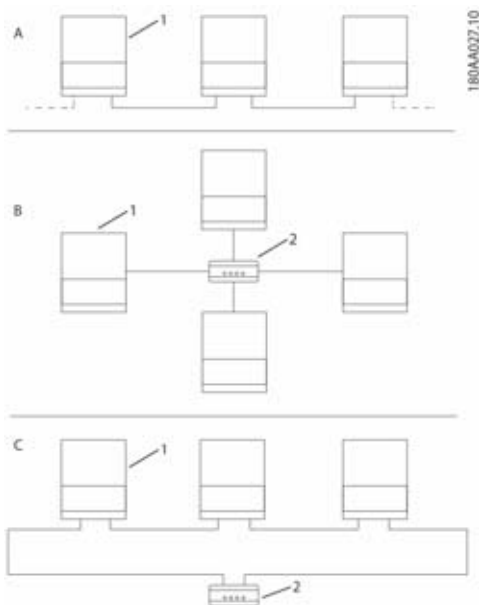


Imagen 5.5 topología de red

A	Conexión en cadena
B	Topología en estrella
C	Topología en anillo (únicamente si se utiliza árbol de expansión)
1	Sunny Tripower 60
2	Conmutador ethernet

El estado de los LED junto al puerto Ethernet se explica en Tabla 5.12. Hay 2 LED por cada puerto.

Estado	Led amarillo	Led verde
Off	Velocidad de transmisión de 10 MBit/s	Sin enlace
On	Velocidad de transmisión de 100 MBit	Enlace
Intermitente	-	Actividad

Tabla 5.12 Estados del led

6 Contacto

Si surge algún problema técnico con nuestros productos, póngase en contacto con el Servicio Técnico de SMA. Para ayudarle de forma eficaz, necesitamos que nos facilite estos datos:

- Tipo de equipo del inversor
- Número de serie del inversor
- Versión de firmware del inversor
- En su caso, configuraciones especiales del inversor para cada país
- Tipo y cantidad de módulos fotovoltaicos conectados
- Lugar y altura de montaje del inversor
- Aviso de la pantalla

Dispositions légales

Les informations figurant dans ces documents sont la propriété exclusive de SMA Solar Technology AG. La publication de ces informations en totalité ou en partie doit être soumise à l'accord préalable de SMA Solar Technology AG. Une reproduction interne au profit de l'entreprise, pour l'évaluation et la mise en service conforme du produit, est autorisée sans accord préalable.

Garantie SMA

Vous pouvez télécharger les conditions de garantie actuelles gratuitement sur le site www.SMA-Solar.com.

Marques déposées

Toutes les marques déposées sont reconnues, y compris dans les cas où elles ne sont pas explicitement signalées comme telles. L'absence de l'emblème de la marque ne signifie pas qu'un produit ou une marque puisse être librement commercialisé(e).

La marque verbale et les logos BLUETOOTH® sont des marques déposées de la société Bluetooth SIG, Inc. et toute utilisation de ces marques par la société SMA Solar Technology AG s'effectue sous licence.

Modbus® est une marque déposée de Schneider Electric et est sous licence par la Modbus Organization, Inc.

QR Code est une marque déposée de DENSO WAVE INCORPORATED.

Phillips® et Pozidriv® sont des marques déposées de Phillips Screw Company.

Torx® est une marque déposée de Acument Global Technologies, Inc.






SMA Solar Technology AG

Sonnenallee 1
34266 Niestetal
Allemagne
Tél. +49 561 9522-0
Fax +49 561 9522-100
www.SMA.de
E-mail : info@SMA.de

© 2004 à 2015 SMA Solar Technology AG. Tous droits réservés.

CONSIGNES DE SÉCURITÉ IMPORTANTES

Les symboles suivantes sont utilisés dans le présent

Symbole	Explication
	Consigne de sécurité dont le non-respect entraîne inévitablement des blessures corporelles graves voire mortelles
	Consigne de sécurité dont le non-respect peut entraîner des blessures corporelles graves voire mortelles
	Consigne de sécurité dont le non-respect peut entraîner des blessures corporelles légères ou de moyenne gravité
PRUDENCE	Consigne de sécurité dont le non-respect peut entraîner des dommages matériels
	Remarque signalant que la section suivante décrit des opérations qui ne doivent être réalisées que par le personnel qualifié
	Information importante sur un thème ou un objectif précis, mais ne relevant pas de la sécurité
<input type="checkbox"/>	Condition devant être remplie pour atteindre un objectif précis
<input checked="" type="checkbox"/>	Résultat souhaité
x	Problème susceptible de survenir

Consignes générales de sécurité

ATTENTION

Ce manuel contient des instructions à suivre lors de l'installation et l'entretien de l'onduleur.

Avant l'installation

Vérifiez si l'onduleur et l'emballage présentent des dommages apparents. En cas de doute, contactez le fournisseur avant l'installation.

AVERTISSEMENT

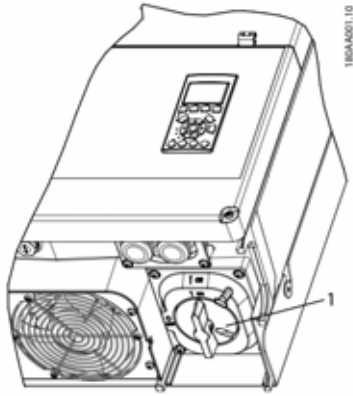
Installation

Pour garantir une sécurité optimale, vous devez respecter les étapes suivants décrit dans ce document. Prenez en compte que l'onduleur a deux zones soumis à tension : l'entrée DC et le réseau AC.

DANGER

Déconnexion de l'onduleur

Avant d'intervenir sur l'onduleur, coupez l'alimentation AC au niveau de l'interrupteur-sectionneur et l'alimentation photovoltaïque en utilisant l'interrupteur-sectionneur DC. Veillez à empêcher toute reconnexion accidentel de l'onduleur. Utilisez un détecteur de tension afin de vérifier que l'appareil est déconnecté et hors tension. L'onduleur peut toujours être chargé avec une très haute tension, à des niveaux dangereux, même lorsqu'il est déconnecté du réseau AC et des panneaux photovoltaïques. Après la déconnexion du réseau et des panneaux photovoltaïques, attendez au moins cinq minutes avant de continuer.



1 Interrupteur-sectionneur DC

Figure 1.1

REMARQUE

L'interrupteur-sectionneur DC peut être verrouillé en position d'arrêt à l'aide d'un cadenas.

ATTENTION

Un système photovoltaïque est soumis aux tensions DC allant jusqu'à 1 000 V, même lorsque l'onduleur est déconnecté du réseau AC. Tout défaut ou erreur d'utilisation peut provoquer un arc électrique.

ATTENTION

MAINTENANCE ET MODIFICATION

Seul du personnel qualifié est autorisé à modifier l'onduleur. Pour garantir la sécurité des personnes, utilisez uniquement des pièces de rechange d'origine disponibles auprès du fournisseur. Dans le cas contraire, la conformité aux directives CE/UL dans le cadre de la sécurité électrique, de la compatibilité électromagnétique (CEM) et de la sécurité des machines n'est pas garantie.

AVERTISSEMENT

INSTALLATEUR

Respectez le National Electrical Code, ANSI/NFPA 70. Les circuits d'entrée et de sortie sont isolés du boîtier. La mise à la terre du système est à la charge de l'installateur.

AVERTISSEMENT

RISQUE DE CHOC ÉLECTRIQUE

Ces instructions d'entretien sont destinées uniquement à un personnel qualifié. Pour réduire le risque de choc électrique, ne réalisez aucune autre opération d'entretien que celles spécifiées dans le manuel d'utilisation, sauf en cas de qualification adéquate.

AVERTISSEMENT

L'onduleur n'est pas équipé d'un transformateur d'isolation et est destiné à être installé selon la norme NFPA 70, 690.35 avec un générateur photovoltaïque non mis à la terre (flottant).

AVERTISSEMENT

Les circuits d'entrée et de sortie sont isolés du boîtier. La mise à la terre du système, lorsqu'elle est requise par le Canadian Electrical Code (Partie 1), est à la charge de l'installateur.

ATTENTION

Toutes les personnes amenées à installer et entretenir des onduleurs doivent :

- être formées et agréées en matière de consignes de sécurité générales pour toute intervention sur des équipements électriques ;
- être au fait des exigences, règles et règlements locaux en matière d'installation.

ATTENTION

L'onduleur n'est pas protégé contre les surintensités. Cette fonction doit être prévue par l'installateur. Voir le tableau 5.8.

ATTENTION

La température des éléments froids et d'autres composants à l'intérieur de l'onduleur peut atteindre 70 °C/158 °F et plus. Il existe un risque de brûlure. L'onduleur doit être installé de sorte que tout contact avec les composants chauds est évité.

ATTENTION

Pour réduire le risque d'incendie, connectez l'onduleur uniquement à un circuit muni d'une protection contre les surintensités de circuit de dérivation de 125 A maximum, conformément au *National Electrical Code*®, ANSI/NFPA 70.

REMARQUE

Utilisez un câble supportant 75 °C ou 90 °C, en cuivre ou aluminium. Voir chapitre 2.7, page 158.

REMARQUE

Le symbole du conducteur de protection utilisé dans ce document est identifié sur la figure 2.18.

Le symbole de mise hors tension DC est identifié à la section chapitre 3.2.2, page 163.

REMARQUE

Pour plus d'informations sur la température ambiante nominale, voir chapitre 5.4, page 182.

REMARQUE



Ce document contient des informations sur le câblage dans le champ et les spécifications de couple de serrage. Voir chapitre 5.5, page 183.




REMARQUE

Cet appareil a été testé et certifié conforme aux limites d'un dispositif numérique de classe B, selon la partie 15 des règles FCC. Ces limites sont destinées à fournir une protection raisonnable contre les interférences nuisibles dans une installation résidentielle. Cet onduleur génère, utilise et peut diffuser de l'énergie radiofréquence et, en cas de non-installation et de non-respect des instructions d'utilisation, peut causer des interférences nuisibles aux communications radio. Cependant, il n'y a aucune garantie que des interférences ne se produiront pas dans une installation donnée. Si cet appareil cause des interférences nuisibles à la réception radio ou télévisuelle, à déterminer en allumant et éteignant l'équipement, l'utilisateur est encouragé à essayer de corriger l'interférence en procédant à l'une ou plusieurs des mesures suivantes :

- Réorientez ou déplacez l'antenne de réception.
- Augmentez la distance entre l'équipement et le récepteur.
- Reliez l'équipement à une sortie sur un circuit différent de celui sur lequel le récepteur est connecté.
- Consultez le revendeur ou un technicien radio/TV expérimenté pour demander de l'aide.

Symboles figurant sur l'onduleur

Symbole	Explication
	Danger de mort par choc électrique Le produit fonctionne avec des tensions élevées. Toute intervention sur le produit doit être effectuée exclusivement par du personnel qualifié.
	Danger Ce symbole indique que l'onduleur doit être mis à la terre de façon supplémentaire si une mise à la terre supplémentaire ou une liaison équipotentielle est nécessaire sur place.

Symbole	Explication
	<p>Danger de mort dû à de hautes tensions dans l'onduleur. Respectez un délai d'attente.</p> <p>Les composants conducteurs de courant de l'onduleur sont soumis à de hautes tensions qui peuvent provoquer des chocs électriques susceptibles d'entraîner la mort.</p> <p>Avant toute intervention sur l'onduleur, mettez toujours ce dernier hors tension comme décrit dans ce document.</p>
	<p>Risque de brûlure au contact de surfaces brûlantes</p> <p>Au cours du fonctionnement, le produit peut devenir chaud. Évitez tout contact avec l'appareil pendant le fonctionnement. Laissez le produit suffisamment refroidir avant toute intervention.</p>
	<p>Respectez la documentation</p> <p>Suivez toutes les informations données dans les documentations fournies avec le produit.</p>

Conformité

Pour plus d'informations, reportez-vous à la zone de téléchargement du site www.SMA-Solar.com (voir aussi chapitre 5, page 178).

1 Introduction

Les onduleurs STP 60 sont conçus pour servir exclusivement d'onduleurs connectés au réseau pour des systèmes photovoltaïques. L'onduleur convertit le courant alternatif générée par des panneaux photovoltaïques en courant alternatif. L'onduleur doit être reliée au réseau électrique public et aux panneaux photovoltaïques pour fonctionner correctement. Il ne convient à aucune autre application (par exemple le service avec batterie ou système éolien).

Le système STP 60 est constitué de quatre composants principaux :

- Sunny Tripower 60
- Boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque

Le boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque permet le groupement des strings photovoltaïque pour l'onduleur STP 60. Il faut un boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque par onduleur STP 60.

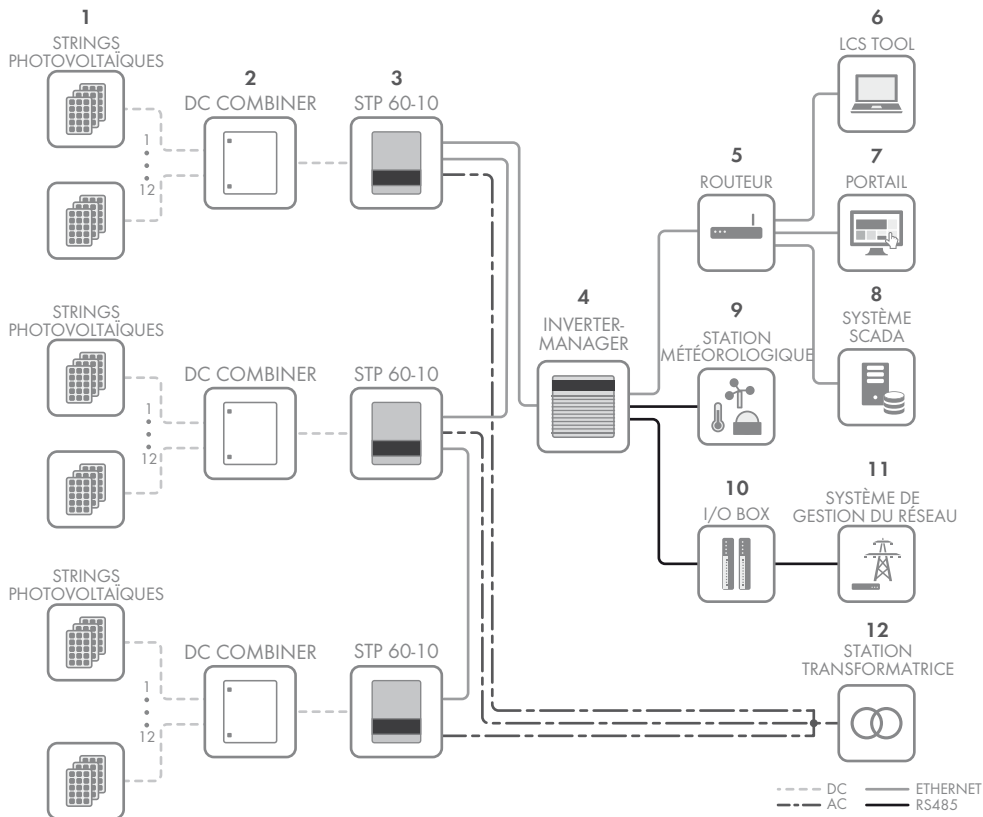
- SMA Inverter Manager

Le SMA Inverter Manager est nécessaire à l'exploitation des onduleurs STP 60. Chaque SMA Inverter Manager peut gérer jusqu'à 42 onduleurs STP 60. Le SMA Inverter Manager traite toutes les communications avec les onduleurs. Il crée un point d'interface unique pour les systèmes de saisie des données, les services d'envoi vers un cloud et la commande de centrales électriques.

- Outil de mise en service et entretien (LCS)

L'outil LCS est nécessaire pour la mise en service et l'entretien des onduleurs STP 60, par l'intermédiaire du SMA Inverter Manager. L'outil LCS sert d'interface utilisateur principal au système STP 60.

1.1 Aperçu de la zone d'installation



- | | |
|----|---|
| 1 | Strings photovoltaïques |
| 2 | Boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque |
| 3 | Sunny Tripower 60 |
| 4 | SMA Inverter Manager |
| 5 | Routeur |
| 6 | Outil LCS |
| 7 | Portail |
| 8 | Système SCADA |
| 9 | Station météorologique |
| 10 | Boîte I/O |
| 11 | Gestion du réseau |

- | | |
|----|-------------------------|
| 12 | Station transformatrice |
|----|-------------------------|

1.2 Objet du manuel

Les instructions d'installation donnent les informations nécessaires à l'installation et la mise en service de l'onduleur STP 60.

Ressources supplémentaires disponibles :

- Notice résumée de l'onduleur STP 60 donnant les informations nécessaires à la mise en service de l'onduleur STP 60 ainsi qu'à la configuration de la communication avec l'onduleur.

- Guide d'installation et de montage du SMA Inverter Manager et de la boîte I/O donnant les informations nécessaires à la mise en service de l'onduleur STP 60 ainsi qu'à la configuration de la communication avec l'onduleur.
- Guide de planification donnant les informations nécessaires à la planification détaillée de la disposition de l'onduleur dans diverses applications d'énergie solaire.
- Manuel de service du ventilateur donnant les informations nécessaires au remplacement d'un ventilateur défectueux.
- Manuel de service de la protection contre les surtensions donnant les informations nécessaires au remplacement des dispositifs protection contre les surtensions.

Ces documents sont disponibles dans la zone de téléchargement sur www.sma.de. Ils sont aussi disponible auprès du fournisseur de l'onduleur photovoltaïque.

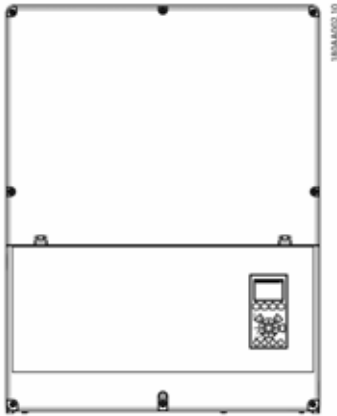


Figure 1.2 : Sunny Tripower 60

Abréviation	Description
ANSI	American National Standards Institute (institut de normalisation américain)
AWG	American Wire Gauge (calibre de fil américain)
cat5e	Câble à paires torsadées de catégorie 5 pour la transmission de données
DHCP	Dynamic Host Configuration Protocol (protocole de configuration dynamique des hôtes)
DNO	Distribution Network Operator (gestionnaire de réseaux électriques)

Abréviation	Description
DSL	Digital Subscriber Line (ligne d'abonné numérique)
CEM (Directive)	Directive sur la compatibilité électromagnétique
DES	Décharge électrostatique
FCC	Federal Communications Commission (commission fédérale des communications)
FRT	Fault Ride Through (alimentation sans panne)
GSM	Global System for Mobile Communications (réseau mondial de communication mobile)
HDD	Hard Disk Drive (lecteur de disque dur)
CEI	Commission électrotechnique internationale
IT	Isolated Terra (terre isolée)
LCS	Local Commissioning and Service (entretien et mise en service locale)
DEL	Diode électroluminescente
DBT (Directive)	Directive basse tension
MCB	Miniature Circuit Breaker (disjoncteur miniature)
MPP	Maximum Power Point (point de puissance maximale)
MPPT	Maximum Power Point Tracking (optimisation de puissance fournie)
NFPA	National Fire Protection Association (association nationale de protection contre les incendies)
P	P est le symbole de la puissance active, mesurée en watts (W).
PCB	Printed Circuit Board (carte de circuits imprimés)
PCC	Point de couplage commun Point sur le réseau d'électricité public auquel d'autres clients sont ou pourraient être connectés.
PE	Protective Earth (mise à la terre)
PELV	Protective Extra-Low Voltage (très basse tension de protection)
PLA	Power Level Adjustment (réglage du niveau de puissance)
P_{NOM}	Puissance [W] dans les conditions nominales
POC	Point de connexion Point auquel le système photovoltaïque est connecté au réseau d'électricité public.

Abréviation	Description
P_{STC}	Puissance [W] dans des conditions de test standard
Générateur photovoltaïque	Photovoltaïque
RCD	Residual-Current Device (dispositif de courant résiduel)
RCMU	Residual Current Monitoring Unit (dispositif de surveillance du courant résiduel)
R_{ISO}	Résistance d'isolement
ROCOF	Rate Of Change Of Frequency (taux de changement de fréquence)
Q	Q est le symbole de la puissance réactive et se mesure en voltampères réactifs (VAR)
S	S est le symbole de la puissance apparente et se mesure en voltampères (VA)
STC	Standard Test Conditions (conditions de test standard)
SW	Software (logiciel)
THD	Total Harmonic Distortion (distorsion harmonique totale)
TN-S	Réseau AC avec neutre et protection séparés
TN-C	Réseau AC avec neutre et protection confondus
TN-CS	Réseau AC avec neutre et protection confondus-séparés
TT	Réseau AC avec neutre relié à la terre

1.3 Déballage

Contenu :

- Onduleur
- Support mural
- Sac d'accessoires contenant :
 - 6 chevilles 8 x 50 mm
 - 6 vis de montage 6 x 60 mm
 - 1 presse-étoupe M25 avec bague d'étanchéité pour câbles Ethernet
 - 1 boulon de mise à la terre M6 x 12 mm
 - Pour STP 60-10-US le contenu de livraison contient supplémentaires 2 caniveaux avec supports de conduit (2 in)
- Instructions d'installation
- Notice résumée pour l'installation

1.4 Plaque signalétique de l'onduleur



Figure 1.3 : plaque signalétique Sunny Tripower 60

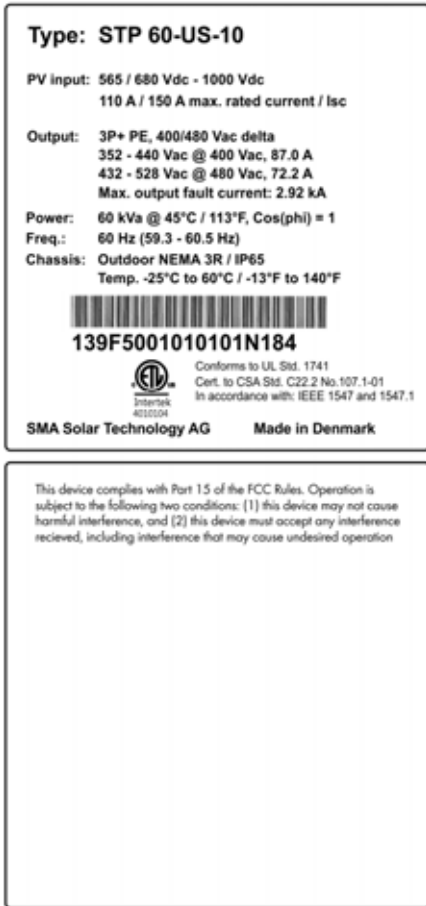


Figure 1.4 : plaque signalétique Sunny Tripower 60-US

La plaque signalétique du produit apposée sur le côté de l'onduleur indique les éléments suivants :

- Type d'appareil
- Données techniques importantes
- Numéro de série pour identifier l'onduleur (situé sous le code à barres)

1.5 Séquence d'installation

1. Consultez tout spécialement les consignes de sécurité importantes au début de ce manuel.
2. Montez l'onduleur en respectant les sections chapitre 2.1, page 153, chapitre 2.2, page 154 et chapitre 2.3, page 155.
3. Ouvrez l'onduleur en respectant les instructions de la section chapitre 2.5, page 156.
4. Installez l'alimentation AC en respectant les consignes de la section chapitre 2.6, page 157.
5. Installez Ethernet selon la section chapitre 5.8, page 185.
6. Installez les panneaux photovoltaïques à l'aide du boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque en respectant la section chapitre 2.9, page 159.
7. Fermez l'onduleur en respectant les consignes de la section chapitre 2.5, page 156.
8. Mettez sous tension AC.
9. Complétez la mise en service à l'aide de l'outil LCS. Il est disponible dans la zone de téléchargement à l'adresse www.sma.de. Exigences matérielles pour l'outil LCS :
 - Ordinateur avec WindowsTM version 7 ou supérieure
 - 1 Go HDD
 - 2 Go RAM
 L'outil LCS doit être installé sur un ordinateur local. L'ordinateur doit être connecté au réseau d'installation du SMA Inverter Manager. Pour la configuration via l'outil LCS, voir chapitre 3.3, page 163.
10. Activez l'interrupteur-sectionneur DC de l'installation photovoltaïque.
11. Vérifiez l'installation par le biais de :
 - l'écran de l'onduleur : la DEL verte est allumée constamment en vert.
 - l'outil LCS : l'état de l'onduleur est « Raccordé au réseau »
12. L'onduleur est maintenant en service.

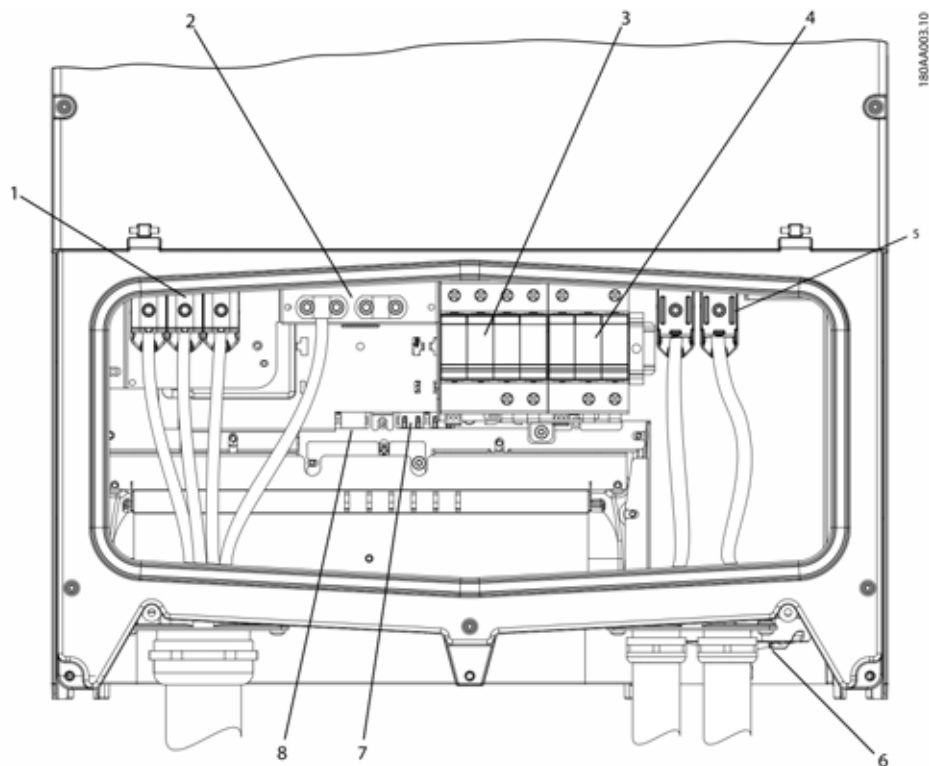


Figure 1.5 : Aperçu de la zone d'installation

PELV (peuvent être touchés sans danger)

2	Mise à la terre de l'onduleur
---	-------------------------------

7	Interface Ethernet x 2
---	------------------------

8	Interface RS-485 (non utilisé)
---	--------------------------------

Composants conducteurs

1	Borne AC
---	----------

5	Bornes DC
---	-----------

Autres

3	Protection contre les surtensions AC
---	--------------------------------------

4	Protection contre les surtensions DC
---	--------------------------------------

6	Interrupteur-sectionneur DC
---	-----------------------------

Figure 1.2 : Aperçu de la zone d'installation

2 Installation

2.1 Environnement et distances



Figure 2.1 : Évitez toute exposition continue à l'eau

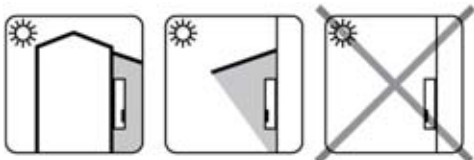


Figure 2.2 : Évitez la lumière directe du soleil

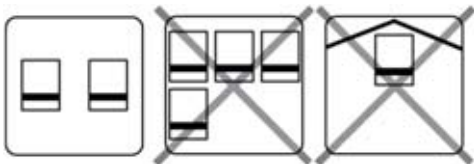


Figure 2.3 : Prévoyez une circulation d'air adéquate

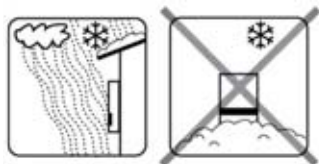


Figure 2.4 : Prévoyez une circulation d'air adéquate

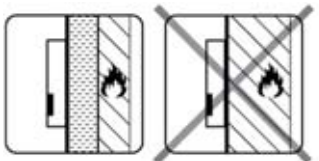


Figure 2.5 : Montez sur une surface non inflammable

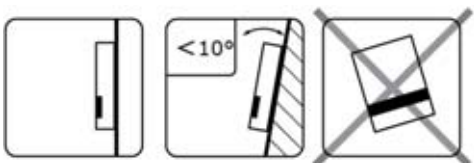


Figure 2.6 : Installez sur une surface verticale. Une inclinaison vers l'arrière inférieure ou égale à 10 degrés est permise.



Figure 2.7 : Évitez la présence de poussière et de gaz ammoniac



REMARQUE

Lors de la choix du lieu d'installation, vérifiez que la plaque signalétique et toutes les mises en garde sur l'onduleur resteront visibles. Vous trouverez des informations supplémentaires au chapitre chapitre 5, page 178.

2.2 Montage du support mural

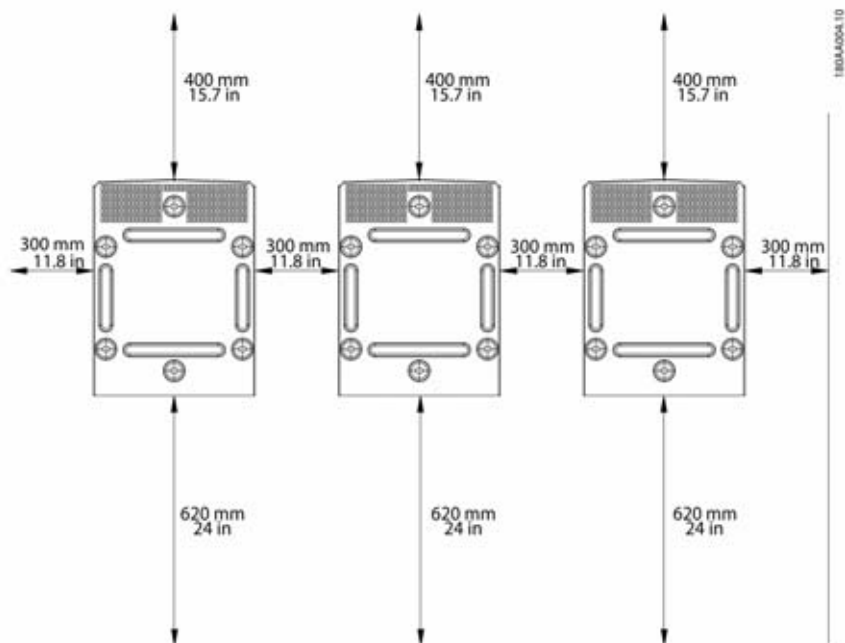


Figure 2.8 : Distances de sécurité

i REMARQUE

Veillez à une distance minimale de 620 mm/24 in pour que l'air circule correctement.

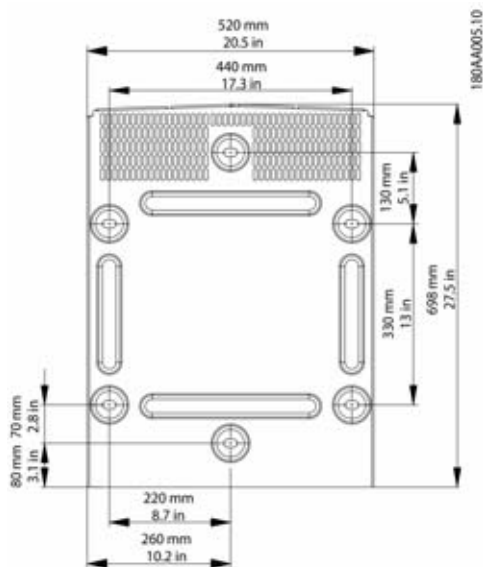


Figure 2.9 : Support mural

REMARQUE

Il est obligatoire d'utiliser le support mural fournie avec l'onduleur. Si l'onduleur est monté sans support mural, la garantie devient nulle. Il est fortement recommandé d'utiliser les six trous de montage.

Montage du support mural :

- Installez le support mural dans l'environnement défini.
- Utilisez des vis et des chevilles capables de supporter le poids de l'onduleur en toute sécurité.
- Vérifiez que le support mural est correctement orienté.
- Respectez les distances de sécurité pour l'installation d'un ou de plusieurs onduleurs afin que l'air circule correctement. Les distances sont spécifiés sur la figure 2.8 et sur l'étiquette du support mural.
- Il est recommandé d'installer plusieurs onduleurs sur une même ligne. Contactez le fournisseur pour des directives lors du montage d'onduleurs sur plusieurs lignes.
- Veillez à une distance adéquat à l'avant pour une installation sûre et l'accès au service de l'onduleur.



Figure 2.10 : Montage du support mural

2.3 Montage de l'onduleur

ATTENTION

Reportez-vous aux réglementations locales relatives à la santé et à la sécurité lors de l'utilisation de l'onduleur.

Procédure :

1. Soulevez l'onduleur. Repérez les fentes sur le côté du support mural. Utilisez des boulons de levage M12 ou de ½ in et les écrous correspondants (non inclus dans la livraison).

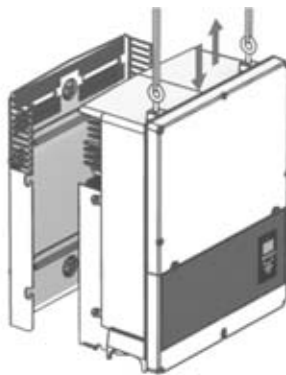


Figure 2.11 : Position de l'onduleur

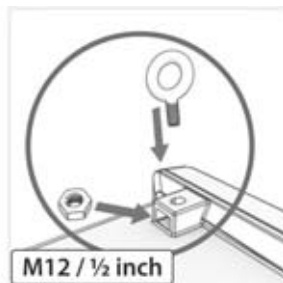


Figure 2.12 : Boulons de levage

2. Sur l'onduleur, insérez les vis latérales contre les fentes du support mural.
3. Poussez l'onduleur comme indiqué afin que les vis latérales glissent dans les deux fentes inférieures et les deux fentes supérieures. Voir la figure 2.13 et la figure 2.14.

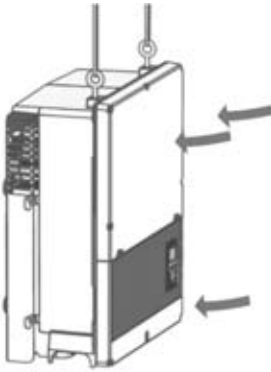


Figure 2.13 : Faites glisser les vis dans les fentes

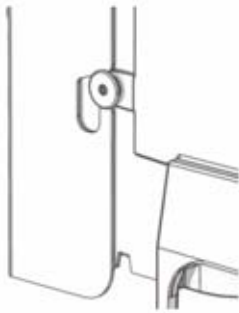


Figure 2.14 : Détail du glissement des vis dans la fente

4. Vérifiez que les quatre vis latérales sont correctement insérées dans les fentes du support mural.
5. Lâchez l'onduleur.

2.4 Démontage de l'onduleur

Procédure :

1. Le démontage est effectué dans l'ordre inverse du montage.
2. Soulevez l'onduleur pour le faire sortir des fentes du support mural.
3. Retirez l'onduleur du support mural.

2.5 Accès à la zone d'installation

⚠ DANGER

Avant d'intervenir sur l'onduleur, coupez l'alimentation AC au niveau de l'interrupteur-sectionneur et l'alimentation photovoltaïque en utilisant l'interrupteur-sectionneur DC. Veillez à empêcher toute reconnexion accidentel de l'onduleur. Utilisez un détecteur de tension afin de vérifier que l'appareil est déconnecté et hors tension. L'onduleur peut toujours être chargé avec une très haute tension, à des niveaux dangereux, même lorsqu'il est déconnecté du réseau AC et des panneaux photovoltaïques. Après la déconnexion du réseau et des panneaux photovoltaïques, attendez au moins cinq minutes avant de continuer.

⚠ ATTENTION

Respectez les règles de sécurité concernant les décharges électrostatiques. Déchargez toute la charge électrostatique en touchant le boîtier mis à la terre avant de manipuler des composants électroniques.

Procédure :

1. Pour ouvrir le couvercle, desserrez les trois vis avant inférieures avec un tournevis TX 30. Elles sont imperdables et ne peuvent pas tomber.
2. Ouvrez et rabattez le couvercle en arrière. Le couvercle est maintenu dans la position ouverte par un aimant.
3. Pour fermer le couvercle, baissez-le et serrez les trois vis avant.



Figure 2.15 : Desserrez les vis avant et soulevez le couvercle

2.6 Raccordement au réseau AC

⚠ DANGER

Ces consignes concernant le raccordement au réseau AC sont destinées uniquement à du personnel qualifié. Pour réduire le risque de choc électrique, ne réalisez aucune autre opération d'entretien que celles spécifiées dans le manuel d'utilisation, sauf en cas de qualification adéquate.

⚠ ATTENTION

Pour des informations sur les fusibles et le dispositif RCD, voir chapitre chapitre 5, page 178. Le fusible AC ne doit pas dépasser le courant admissible des conducteurs utilisés.

i REMARQUE

Toutes les installations électriques doivent être réalisées conformément aux normes électriques en vigueur sur place et au *National Electrical Code*® ANSI/NFPA 70 ou au *Canadian Electrical Code*® CSA C22.1.

- Avant de réaliser le raccordement électrique de l'onduleur au réseau électrique public, adressez-vous à votre exploitant de réseau local. Le raccordement électrique de l'onduleur ne doit être effectué que par du personnel qualifié.
- Assurez-vous que les câbles utilisés pour le raccordement électrique ne soient pas endommagés.

Détection IMI

L'onduleur est équipé d'un IMI/RCMU intégré, c'est-à-dire un interrupteur de surveillance de l'isolement/dispositif de surveillance du courant résiduel. La certification est conforme à la norme UL 1741 relative aux onduleurs photovoltaïques interactifs à système d'alimentation électrique non isolé. Il agit sur un courant de défaut à la terre continu et une variation soudaine du courant de défaut à la terre. Cette fonctionnalité est activée en fonctionnement normal.

Détection de la résistance d'isolement

L'onduleur comporte un circuit de détection de résistance d'isolement/ISO intégré, qui est certifié conforme à la norme UL 1741 relative aux onduleurs photovoltaïques interactifs à système d'alimentation électrique non isolé. Le

détecteur de résistance d'isolement effectue une mesure de la résistance entre le système photovoltaïque connecté et la terre avant que l'onduleur ne se connecte au réseau. Si la résistance est inférieure à la valeur définie d'après le code réseau, l'onduleur attend et remeure la résistance après une courte durée. Si la résistance est supérieure à la valeur définie d'après le code réseau, l'onduleur effectue un autotest et se connecte au réseau.

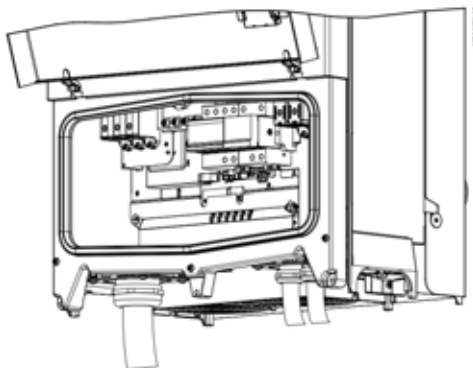


Figure 2.16 : Zone d'installation

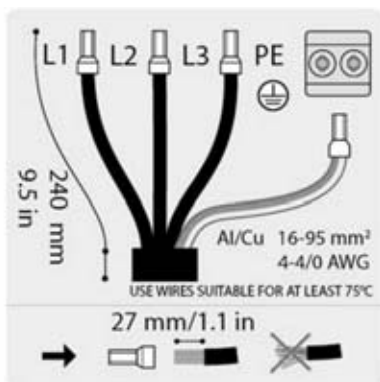


Figure 2.17 : Dénudage du câble AC

i REMARQUE

Les bornes peuvent être raccordées aux câbles multibrin, à fils fin ou extrafin (voir figure 2.18). Pour les câbles à fils fin ou extrafin, utilisez les embouts de câblage pour le raccordement.

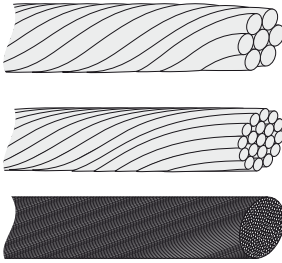


Figure 2.18 : Câbles aux conducteurs différents (du haut vers le bas) : monobrin, multibrin, à fils fin et à fils extrafin

L'onduleur STP 60 doit seulement être connecté à un réseau triphasé.

Sur le câble AC, dénudez l'isolation des quatre fils. Le conducteur de protection (PE) doit être plus long que le conducteur de réseau. Voir figure 2.17

1. Vérifiez que la tension nominale de l'onduleur est adaptée à la tension de réseau.
2. Vérifiez que le disjoncteur principal est ouvert et prenez des précautions pour éviter toute connexion.
3. Ouvrez le couvercle avant.
4. Insérez le câble dans le presse-étoupe AC jusqu'aux plaques à bornes.
5. Connectez les trois conducteurs de réseau (L1, L2, L3) et le conducteur de protection à la plaque à bornes avec les repères correspondants. Le conducteur de protection est signalé par le symbole représenté à la figure 2.19.
6. En option : Effectuez un raccordement de mise à la terre supplémentaire au niveau des points de mise à la terre secondaire à l'aide du boulon de mise à la terre de l'équipement externe fourni avec l'onduleur. Voir figure 5.2
7. Tous les fils électriques doivent être correctement serrés au couple adéquat. Voir chapitre 5.5, page 183.



Figure 2.19 : Symbole du conducteur de protection

⚠ AVERTISSEMENT

RISQUE DE COURANT DE FUITE

Les courants de fuite dépassent 3,5 mA. L'absence d'une mise à la terre adéquate de l'onduleur peut entraîner des blessures graves ou mortelles.

- Confiez la mise à la terre adéquate de l'équipement à un installateur électricien qualifié.

2.7 Entrée des câbles

Options d'entrée du câble

- Pour STP 60-10 : Presse-étoupe (prémontés)
- Pour STP 60-10-US : Adaptateurs de conduit, 2 in (compris dans le contenu de livraison)

En cas de remplacement des adaptateurs de conduit (2 in), veillez à serrer les vis dans l'ordre indiqué sur la figure 2.19 et 2.20. Serrez d'abord toutes les vis à un couple de 0,75 Nm, puis de 2,5 Nm.

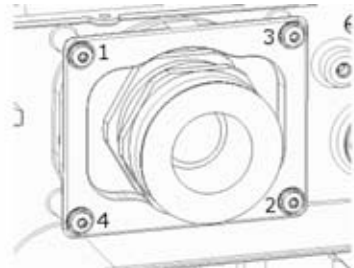


Figure 2.20 : Support de montage AC

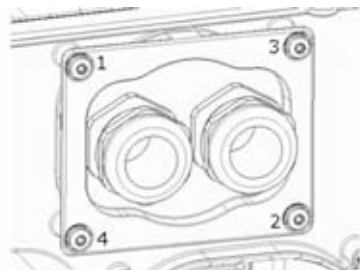


Figure 2.21 : Support de montage DC

Borne	Plage ¹⁾	Température nominale maximale du conducteur	Matériau du conducteur	Diamètre de la gaine du câble avec presse-étoupe fourni
AC + PE	16 à 95 mm ² 6-4/0 AWG	90 °C	Al/Cu	37 à 44 mm
Générateur photovoltaïque	16 à 95 mm ² 6-4/0 AWG	90 °C	Al/Cu	14 à 21 mm

Tableau 2.1 : Tailles de conducteur admissibles

¹⁾ Toujours respectez la capacité de charge du courant des câbles utilisés.

2.8 Raccordements Ethernet

Pour un usage extérieur, veillez à utiliser le type de câble adéquat. Si le câble est très rigide, il convient d'utiliser une borne intermédiaire pour passer d'un câble rigide à un câble plus souple avant l'entrée dans l'onduleur. Pour certains câbles, on pourra se contenter de dénuder la section de câble à gaine dure qui passe à l'intérieur du boîtier d'onduleur. Cette précaution est nécessaire pour protéger les connecteurs Ethernet RJ-45 montés sur carte imprimée contre des contraintes excessives, qui pourraient poser des problèmes de connexion ou causer des dommages.

Procédure :

1. N'enlevez pas le connecteur RJ-45 sur le câble Ethernet.
2. Guidez les câbles à travers la base de l'onduleur via des presse-étoupe. Voir figure 2.22.
3. Découpez une tranche dans la bague en caoutchouc. Placez la bague dans le presse-étoupe pour garantir une bonne étanchéité.
4. Insérez-la dans le connecteur Ethernet.



Figure 2.22 : Acheminez les câbles dans les presse-étoupe

2.9 Raccordement photovoltaïque

2.9.1 Boîtiers de jonction externes

Les strings photovoltaïques doivent être connectés à l'entrée DC par le biais d'un boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque. Le but du boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque est de regrouper les strings du générateur photovoltaïque et de protéger chacun des strings contre les surintensités.

i REMARQUE

Il est essentiel que tous les strings photovoltaïques connectés au boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque soient en nombre égal et présentent les mêmes types de modules, la même inclinaison et la même orientation.

i REMARQUE

Utilisez des fusibles appropriés. Consultez les instructions des fabricants des modules pour connaître les fusibles de string adéquats.

Utilisez un voltmètre adapté qui permet de mesurer jusqu'à 1 000 V DC. Vérifiez la polarité et la tension maximale du générateur photovoltaïque en mesurant la tension de circuit ouvert photovoltaïque. L'onduleur est protégé contre la polarité inverse et ne produit aucune puissance tant que la polarité n'est pas correcte.

La sortie combinée issue du boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque doit être connectée à l'entrée DC de l'onduleur STP 60.

⚠ ATTENTION

Le panneau photovoltaïque est flottant, les deux conducteurs (+) et (-) étant connectés aux entrées DC des onduleurs. Aucun des deux conducteurs n'est relié à la terre.

Un interrupteur-sectionneur à l'onduleur est nécessaire pour une déconnexion sûre de la puissance DC.

ATTENTION

NE reliez PAS le raccordement photovoltaïque à la terre.

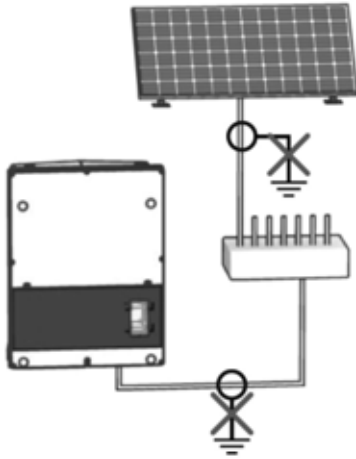


Figure 2.24 : NE reliez PAS le raccordement photovoltaïque à la terre

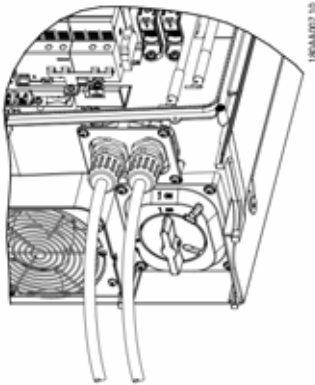


Figure 2.25 : Zone de raccordement DC

REMARQUE

Les bornes peuvent être raccordées aux câbles multibrin, à fils fin ou extrafin (voir figure 2.26).
Pour les câbles à fils fin ou extrafin, utilisez les embouts de câblage pour le raccordement.

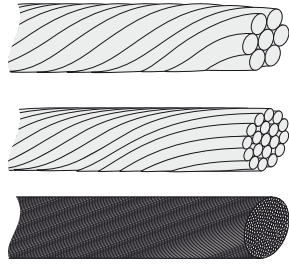


Figure 2.26 : Câbles aux conducteurs différents (du haut vers le bas) : monobrin, multibrin, à fils fin et à fils extrafin

1. Sur l'onduleur ou le boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque, mettez l'interrupteur DC en position d'arrêt.
2. Raccordez les câbles DC du boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque à l'onduleur. Assurez-vous que la polarité est correcte, voir figure 2.27.
3. Tous les fils électriques doivent être correctement serrés au couple adéquat. Voir chapitre 5.5, page 183.

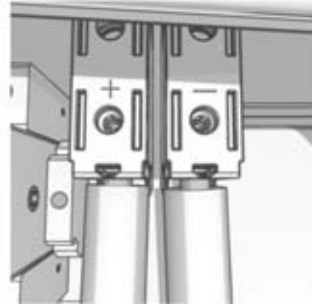


Figure 2.27 : Raccordement à l'entrée DC



Figure 2.28 : Autocollant DC

Classe de protection des panneaux photovoltaïques

L'onduleur ne doit être exploité qu'avec des panneaux photovoltaïques de la classe de protection II selon IEC 61730, classe d'application A.

Raccordez uniquement des panneaux photovoltaïques à l'onduleur. Aucune autre source d'énergie n'est autorisée.

⚠ AVERTISSEMENT

Les panneaux photovoltaïques génèrent une tension lorsqu'ils sont exposés à la lumière.

2.10 Fermeture

1. Fermez le couvercle de la zone de raccordement de l'onduleur. Serrez les trois vis avant. Voir chapitre 5.5, page 183.
2. Activez l'alimentation AC.

3 Configuration initiale et démarrage

3.1 Interface utilisateur

L'interface utilisateur comprend :

- Affichage local pour toutes les versions d'onduleur. L'affichage local donne accès aux informations d'état de l'onduleur. Il est impossible de configurer ou de paramétrer l'onduleur STP 60 via l'écran. Le symbole # à l'écran explique les modes de fonctionnement.
- Outil d'entretien et de mise en service locale L'outil LCS permet de configurer un ou plusieurs onduleurs STP 60.

3.1.1 Mode de fonctionnement

L'onduleur dispose de cinq modes de fonctionnement, indiqués par les DEL.

État	DEL	DEL
Déconnecté du réseau	Vert	-----
	Rouge	-----
Raccordé au réseau	Vert	▬▬▬▬▬
	Rouge	-----
Connecté au réseau	Vert	▬▬▬▬▬
	Rouge	-----
Événement interne de l'onduleur	Vert	▬▬▬▬▬
	Rouge	-----
Sécurité intégrée	Vert	-----
	Rouge	▬▬▬▬▬

Tableau 3.1 : Modes de fonctionnement

Déconnecté du réseau (veille) : DEL éteintes

#0-51

Lorsque le réseau AC n'est pas alimenté pendant plus de 10 minutes, l'onduleur se déconnecte du réseau et s'arrête. Les interfaces utilisateur et de communication restent alimentées pour assurer la communication.

Connexion en cours : DEL verte clignotant

#52-53

L'onduleur démarre lorsque la tension d'entrée DC atteint la tension d'alimentation DC minimale. L'onduleur effectue une série d'autotests internes, dont la mesure de la résistance entre le générateur photovoltaïque et la terre. En même temps, il surveille les paramètres du réseau. Lorsque les paramètres du réseau sont dans les spécifications pendant la durée requise (selon le code réseau), l'onduleur commence à alimenter le réseau.

Connecté au réseau : DEL verte est allumée

#60

L'onduleur est raccordé au réseau et l'alimente. L'onduleur se déconnecte lorsque :

- L'onduleur détecte des conditions de réseau anormales (en fonction du code réseau).
- Un événement interne se produit.

- La puissance photovoltaïque est insuffisante (le réseau n'est pas alimenté pendant 10 minutes).

L'onduleur passe alors en mode « Déconnecté du réseau ».

Événement interne de l'onduleur : DEL verte clignotant #54

L'onduleur attend qu'une condition interne revienne dans la plage autorisée (par exemple une température trop élevée) avant de se reconnecter.

Sécurité intégrée : DEL rouge clignotant #70

Si l'onduleur détecte une erreur dans ses circuits pendant l'autotest (en mode de connexion) ou en cours de fonctionnement, il bascule en mode « Sécurité intégrée » et se déconnecte du réseau. L'onduleur reste en mode « Sécurité intégrée » jusqu'à ce que la puissance photovoltaïque soit absente pendant au moins 10 minutes ou que l'onduleur s'éteigne complètement (côté AC et DC).

3.2 Écran

i REMARQUE

L'activation de l'écran peut durer jusqu'à 10 secondes après la mise sous tension.

L'écran intégré à l'avant de l'onduleur permet à l'utilisateur d'accéder à toutes les informations relatives à l'installation photovoltaïque et à l'onduleur.



Illustration 3.1 : Écran avec touches et leur fonction

Touche	Fonction
F1	Ajuster le niveau de contraste de l'écran. Utiliser les touches fléchées haut/bas tout en appuyant sur la touche F1.
F2	Non utilisée
F3	
F4	
Home	Retour à l'écran principal
OK	Non utilisée
Flèche vers le haut	Aller vers le haut
Flèche vers le bas	Aller vers le bas
Flèche vers la droite	Faire avancer l'écran sur la droite
Flèche vers la gauche	Faire avancer l'écran sur la gauche
Back	Retour à l'écran principal
On (DEL verte)	
Alarme (DEL rouge)	

Tableau 3.2 : Écran avec touches et leur fonction

L'écran est divisé en trois sections :

1. Écran principal

Production actuelle et quotidienne. Cette section contient :

- Valeur instantanée de la puissance de sortie (kW)
- Rendement du jour (kWh)
- Rendement total (kWh)
- Date du jour
- Heure actuelle
- Mode de fonctionnement (#)

2. Informations sur l'onduleur

Cette section contient :

- Type d'onduleur
- Nom de l'onduleur
- Numéro de série
- Adresse IP
- Adresse MAC du SMA Inverter Manager
- Version du logiciel de l'onduleur

3. Valeurs instantanées

Cette section contient :

- Tension et courant photovoltaïque
- Tension entre phases
- Courants de phase
- Fréquence du réseau

3.2.1 Configuration initiale via l'outil LCS

L'outil LCS permet de choisir un réglage parmi une liste de réglages prédéfinis pour différents réseaux. Tous les limites spécifiques au réseau doivent être configurées via l'outil LCS.

Après l'installation, vérifiez tous les câbles puis fermer l'onduleur.

Activez l'alimentation AC.

⚠ AVERTISSEMENT

La sélection adéquate du code réseau est essentielle pour être en conformité avec les normes locales et nationales.

3.2.2 Activation de l'interrupteur-sectionneur DC

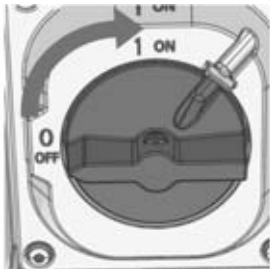


Figure 3.2 : Interrupteur-sectionneur DC

Activez l'interrupteur DC, soit via l'onduleur, soit via le boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque.

3.2.3 Mise en service

L'onduleur démarre automatiquement si le rayonnement solaire disponible est suffisant. La mise en service prend quelques minutes. Au cours de cette période, l'onduleur procède à un autotest.

i REMARQUE

L'onduleur est protégé contre la polarité inverse, mais ne produit aucune énergie tant que la polarité n'est pas corrigée.

3.3 L'outil LCS

Les onduleurs STP 60 et le SMA Inverter Manager doivent être mis en service à l'aide de l'outil d'entretien et de mise en service locale. La mise en service doit être effectuée avant que les onduleurs STP 60 puissent être raccordés au réseau AC et commencent à alimenter le réseau AC.

L'outil LCS est disponible dans la zone de téléchargement à l'adresse www.sma.de.

Exigences matérielles pour l'outil LCS :

- Ordinateur avec WindowsTM version 7 ou supérieure
- 1 Go HDD
- 2 Go RAM

L'outil LCS doit être installé sur un ordinateur local.

L'ordinateur doit être connecté au port LAN 1 du SMA Inverter Manager par Ethernet.

i REMARQUE

Le SMA Inverter Manager doit disposer d'une adresse IP attribuée par un serveur DHCP sur le port LAN 1.

Il est important que l'ordinateur exécutant l'outil LCS soit connecté au même sous-réseau IP que le SMA Inverter Manager.

Le port LAN 2 est destiné exclusivement aux onduleurs STP 60.

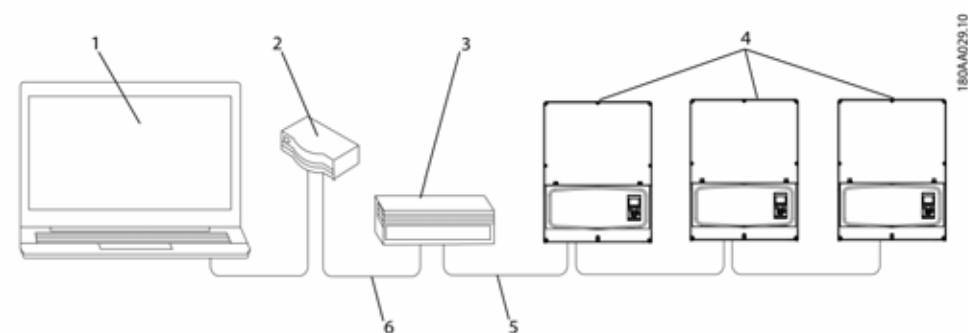


Figure 3.3 : Mise en service des onduleurs avec l'outil LCS

1	Outil LCS
2	Routeur/DHCP
3	SMA Inverter Manager
4	Sunny Tripower 60
5	LAN 2
6	LAN 1

3.3.1 Premières étapes

1. Démarrez l'outil LCS. Il affiche une liste de tous les appareils SMA Inverter Manager identifiés. Cela peut prendre plusieurs minutes pour que l'outil LCS identifie tous les appareils SMA Inverter Manager.
2. L'écran affiche maintenant une liste de tous les appareils SMA Inverter Manager (voir figure 3.4). Pour lancer l'assistant, cliquez sur le SMA Inverter Manager à configurer. En cliquant sur le SMA Inverter Manager à configurer, les onduleurs découverts par celui-ci s'affichent. Les onduleurs non mis en service (aucun code réseau attribué) sont signalés par un carré bleu à côté de leur version de logiciel.

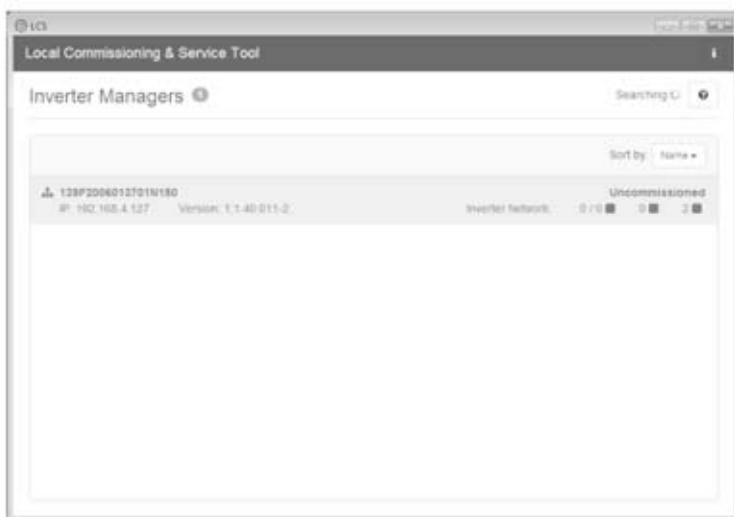


Figure 3.4 : Outil LCS - écran initial

3. Vérifiez que la date et l'heure sont correctes. Si ce n'est pas le cas, réglez-les et continuez. Voir figure 3.5

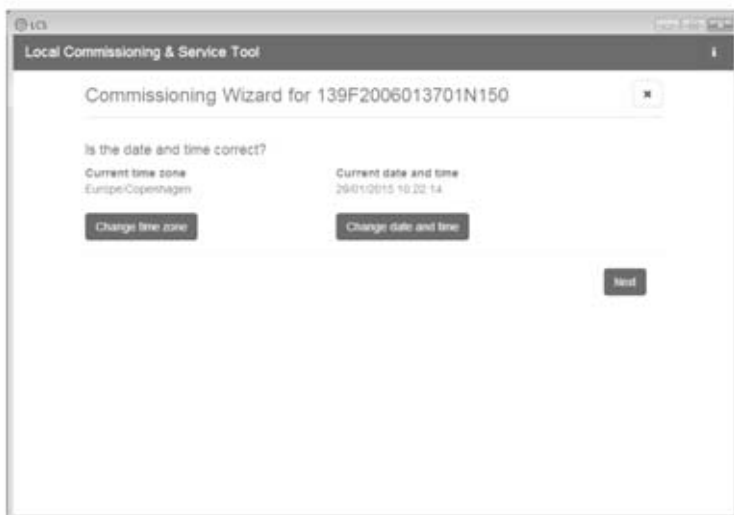


Illustration 3.5 Outil LCS - vérification de la date et l'heure

4. Une liste des onduleurs identifiés par le SMA Inverter Manager sélectionné apparaît. Voir figure 3.6

Vérifiez que la liste d'onduleurs est complète.

Vérifiez que tous les onduleurs sont présents. Il est possible de continuer la configuration des onduleurs répertoriés même si les onduleurs ne sont pas tous découverts. Les onduleurs non découverts pourront être configurés ultérieurement.

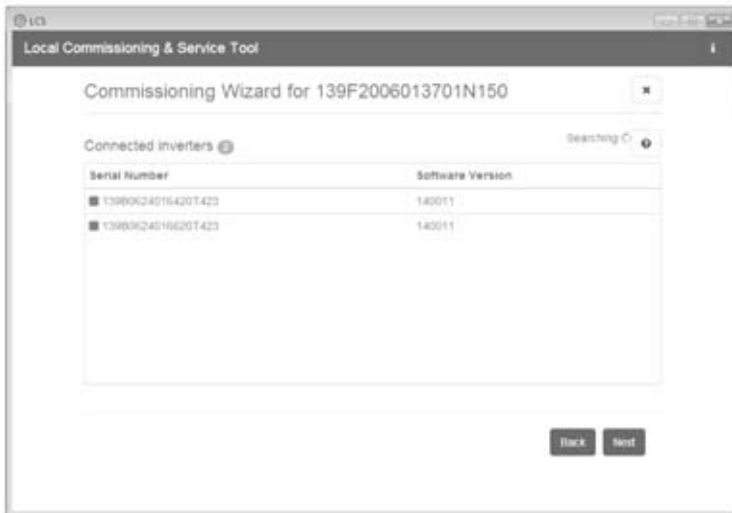


Figure 3.6 : Outil LCS - liste des onduleurs connectés

5. Sélectionnez le pays souhaité dans la liste des options disponibles pour les onduleurs du réseau. Voir figure 3.7
6. Sélectionnez le code réseau souhaité parmi la liste d'options disponibles pour le pays sélectionné. Si nécessaire, chargez un code réseau personnalisé en cliquant sur le bouton « Load » (Charger). Voir figure 3.7 Le bouton « Create » (Créer) est inactif et ne peut pas être utilisé.



Figure 3.7 : Outil LCS - sélection du pays et le code réseau

7. L'outil LCS invite à confirmer le pays et le code réseau sélectionnés. Voir figure 3.8 Une configuration incorrecte peut être modifiée à l'aide du bouton « Back » et en changeant les réglages dans les fenêtres précédentes.



Figure 3.8 : Outil LCS - vérification du pays et du code réseau

8. Le système applique maintenant le code réseau sélectionné au SMA Inverter Manager et aux onduleurs découverts. Tout onduleur ajouté ultérieurement reçoit automatiquement le même code réseau. Un seul code réseau est autorisé par SMA Inverter Manager.



REMARQUE

Il est essentiel de choisir le code réseau qui convient. Le code réseau ne peut être modifié qu'en coordination avec SMA.

9. Un carré vert identifie les onduleurs mis en service. Cependant, les onduleurs ne se connectent pas au réseau tant que l'ordre de démarrage « Start » n'a pas été émis dans la barre située en dessous du menu supérieur. Voir figure 3.9

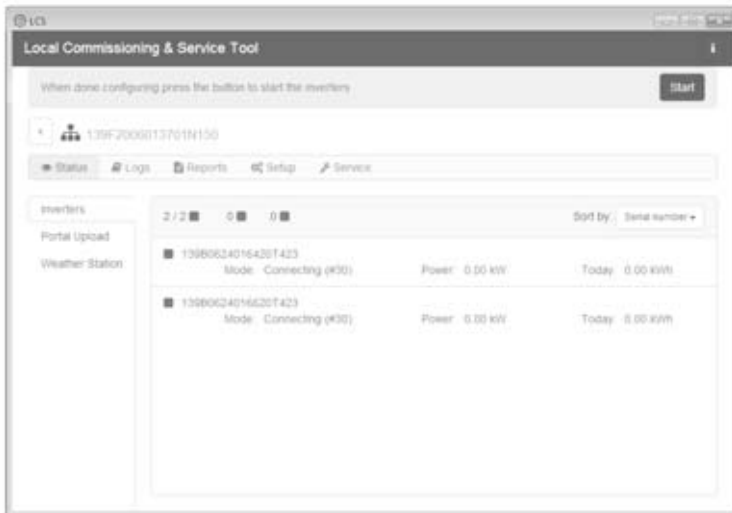


Figure 3.9 : Outil LCS - liste de tous les onduleurs connectés au gestionnaire d'onduleur

10. Si la puissance photovoltaïque disponible est suffisante et que les conditions de code réseau sont remplies, les onduleurs se connectent au réseau.
11. Lors de la mise en service, il est possible de télécharger un rapport de mise en service dans le menu « Reports » (Rapports). Le rapport contient toutes les informations concernant les réglages de l'onduleur, y compris les valeurs de déconnexion réelles de chaque onduleur. Voir figure 3.10.



Figure 3.10 : Outil LCS - rapport de mise en service

i REMARQUE

Si le code réseau souhaité n'est pas disponible ou si l'outil LCS émet un avertissement au sujet de versions logicielles incompatibles, le code réseau et la bibliothèque de logiciels doivent être mis à jour sur l'outil LCS.

Il est possible de créer les fichiers de codes réseau personnalisés avec les valeurs réglées adaptées. Pour cela, prenez contact avec SMA Solar Technology AG.

4 Service

4.1 Recherche d'erreurs et dépannage

Les informations sont organisées en tableaux indiquant les messages apparaissant dans l'outil LCS, appelés événements. Les tableaux contiennent la description des événements et les explications des actions correctives à entreprendre.

Type d'événement	Indique si l'événement est lié au réseau ou au générateur photovoltaïque, s'il est d'ordre interne ou relatif à la sécurité intégrée.
ID	ID propre à l'événement.
Écran	Texte affiché à l'écran.
Description	Description de l'événement.
Action	Description de l'action corrective à entreprendre avant de contacter qui que ce soit.
DNO	Si l'action décrite ne permet pas d'identifier le dysfonctionnement, adressez-vous au gestionnaire du réseau de distribution.
Assistance téléphonique	Si l'action décrite ne permet pas d'identifier le dysfonctionnement, contactez le service technique (voir chapitre 6 « Contact », page 186).
Générateur photovoltaïque	Si l'action décrite ne permet pas d'identifier le dysfonctionnement, s'adresser au fournisseur des panneaux photovoltaïques.

Événements relatifs au réseau

ID	Message d'état	Description	Action	DNO	Assistance téléphonique	Générateur photovoltaïque
1-6		Tension du réseau trop basse.	Vérifiez la tension et l'installation AC. Si la tension est égale à zéro, contrôlez les fusibles.	x	-	-
7-9		La tension moyenne du réseau sur 10 minutes est trop haute.	Vérifiez que l'installation est conforme aux instructions d'installation. Si tel est le cas, demandez un nouveau fichier de codes réseau avec une limite de tension ou une puissance réactive de niveau supérieur pour la suppression de tension.	x	-	-
10-15		Tension du réseau trop élevée.	Vérifiez la tension et l'installation AC.	x	-	-
16-18		L'onduleur a détecté un pic de tension sur le réseau.	Vérifiez la tension et l'installation AC.	x	-	-
19, 22		Fréquence de réseau trop basse ou trop haute.	Vérifiez la fréquence du réseau.	x	-	-
31-33		Part de courant continu dans le réseau AC trop élevé.	Si cela se reproduit quotidiennement, réalisez une analyse du réseau sur site.	-	x	-
34-37		Le dispositif de surveillance du courant résiduel (RCMU) a mesuré un surintensité.	Coupez l'alimentation AC et DC, puis attendez que l'écran s'éteigne. Remettez l'alimentation AC et DC, puis observez si l'événement se produit de nouveau. Inspection visuelle de tous les câbles et panneaux photovoltaïques.	-	x	-
40	Réseau AC anormal	Le réseau AC est hors plage pendant plus de 10 minutes (fréquence et/ou tension).	Vérifiez la fréquence du réseau, la tension du réseau, la version du logiciel et le code réseau.	x	-	-
41-43		Alimentation sans panne L'onduleur a détecté que la tension du réseau était inférieure ou supérieure à un certain niveau.	Si cet événement est rapporté plusieurs fois par jour, réalisez une analyse du réseau sur site.			

ID	Message d'état	Description	Action	DNO	Assistance téléphonique	Générateur photovoltaïque
48, 51		Fréquence de réseau trop basse ou trop haute.	Vérifiez la tension du réseau et l'installation AC.	x	-	-
54-56		Part de courant continu dans le réseau AC trop élevé. (niveau 2).	Si cela se reproduit quotidiennement, réalisez une analyse du réseau sur site.	x	-	-
61		Panne du réseau, phase ouverte détectée.	Si l'événement se produit de nouveau plusieurs fois par jour, contactez l'exploitant de réseau.	x	-	-
62		Panne du réseau	Si l'événement se produit de nouveau plusieurs fois par jour, contactez l'exploitant de réseau.	x	-	-
64-81		Tension de réseau sur phase trop basse.	Vérifiez la tension et l'installation AC. Si la tension est égale à zéro, contrôlez les fusibles.	x	-	-

Tableau 4.1 Événements relatifs au réseau

Événements relatifs au générateur photovoltaïque

ID	Message d'état	Description	Action	DNO	Assistance téléphonique	Générateur photovoltaïque
103	Courant photovoltaïque trop élevé/attendre	Trop de panneaux photovoltaïques connectés en parallèle. Devrait seulement apparaître sur des systèmes installés récemment.	Vérifiez le nombre de strings en parallèle et les courants nominaux. La limite de courant a été dépassée ? Reconnectez les strings en parallèle.	-	x	x
115, 260	ISO photovoltaïque trop basse	La résistance entre la masse et les strings photovoltaïques est trop faible pour que l'onduleur puisse démarrer. L'onduleur devra procéder à une nouvelle mesure après 10 minutes.	Procédez à une inspection visuelle de tous les câbles et panneaux photovoltaïques pour une installation correcte conformément aux instructions d'installation. L'événement pourrait indiquer qu'il n'y a pas de raccordement de mise à la terre.	-	x	x

ID	Message d'état	Description	Action	DNO	Assistance téléphonique	Générateur photovoltaïque
258	Tension photovoltaïque trop élevée/attendre	La tension DC est trop élevée.	Vérifiez que l'installation photovoltaïque et la configuration correspondent aux recommandations des manuels.	-	x	x
278		Tension DC trop élevée (avertissement).	Vérifiez que l'installation photovoltaïque et la configuration correspondent aux recommandations des manuels.	-	x	x

Tableau 4.2 Événements relatifs au générateur photovoltaïque

Événements internes

ID	Message d'état	Description	Action	DNO	Assistance téléphonique	Générateur photovoltaïque
2000		Module de communication démarre.	-	-	-	-
2010, 2011		La mise à jour du logiciel de l'unité centrale a été commencé/terminé.	-	-	-	-
2012 à 2018		La mise à jour du logiciel a échoué.	Mettez à jour le logiciel à nouveau. En cas d'erreur lors de la mise à jour, contactez le service technique.	-	x	-
2030		Le transfert du code réseau à l'unité centrale a échoué.	Si l'événement survient fréquemment, contactez le service technique.	-	x	-
2050, 2051		Connexion Ethernet active/pas active	Aucune mesure nécessaire. Cet erreur sert, par exemple, à identifier les mauvais câbles Ethernet.	-	-	-
2052, 2053		Le transfert du code réseau du SMA Inverter Manager au STP 60-10 a été commencé/terminé.	-	-	-	-

ID	Message d'état	Description	Action	DNO	Assistance téléphonique	Générateur photovoltaïque
2054		Le transfert du code réseau du SMA Inverter Manager au STP 60-10 a échoué.	Si l'événement survient fréquemment, contactez le service technique.	-	-	-

Tableau 4.3 : Événements internes

Événements internes

ID	Message d'état	Description	Action	DNO	Assistance téléphonique	Générateur photovoltaïque
201-208		La température interne de l'onduleur est trop élevée.	Assurez-vous que l'onduleur n'est pas couvert et que le conduit d'aération n'est pas bloqué.	-	x	-
209, 210		Tension sur le circuit intermédiaire DC trop élevée.	Si l'événement persiste, réinitialisez l'onduleur en déconnectant l'alimentation AC et DC. Si l'événement se reproduit, vérifiez la tension photovoltaïque maximale à l'écran pour voir si elle est supérieure aux limites.	-	x	-
211	Vitesse ventilateur basse	Vitesse du ventilateur est trop faible.	Le ventilateur de l'onduleur est bloqué ?	-	x	-
213-215		Erreur interne. La tension mesurée avant et après le relais diffère trop.	Contactez le service technique.	-	x	-
216-218		Courant mesuré sur le côté AC trop élevé.	Contactez le service technique.	-	x	-
219-221		Erreur interne La tension mesurée avant et après le relais diffère trop.	Contactez le service technique.	-	x	-
225-240, 275		Panne de mémoire/EEPROM.	Redémarrez l'onduleur. Si l'événement persiste, contactez le service technique.	-	x	-
241, 242, 245, 249		Erreur interne de communication.	Redémarrez l'onduleur. Si l'événement persiste, contactez le service technique.	-	x	-

ID	Message d'état	Description	Action	DNO	Assistance téléphonique	Générateur photovoltaïque
248		Erreur interne de l'unité centrale.	Redémarrez l'onduleur. Si l'événement persiste, contactez le service technique.	-	x	-
252-254		Courant mesuré sur le côté AC trop élevé.	Si l'événement persiste, contactez le service technique.	-	x	-
243, 263		Erreur interne.	Redémarrez l'onduleur. Si l'événement persiste, contactez le service technique.	-	x	-
279		Erreur de capteur de température	Si l'événement persiste, contactez le service technique.	-	x	-
280		Temporisation de 24 heures pour l'autotest. L'autotest doit être exécuté au moins une fois par 24 heures.	Aucune.	-	-	-
281		Trop d'événements RCMU pendant les dernières 24 heures. Seules 4 tentatives de reconnexion automatique après l'événement 34 sont autorisées sur une période de 24 heures. L'onduleur essaie de se reconnecter automatiquement au bout d'un certain temps.	Attendez jusqu'à 24 heures. Si l'événement 34 se produit également, procédez à l'action de l'événement 34.	-	x	-
282		Réglages du code réseau invalides.	Redémarrez l'onduleur. Si l'événement persiste, demandez au Service de générer un nouveau fichier de codes réseau ou resélectionnez un code réseau standard.	-	x	-
283		Erreur de passerelle.	Redémarrez l'onduleur. Si l'événement persiste, contactez le service technique.	-	x	-
323		Erreur de ventilateur interne. La puissance de sortie maximale a été réduite.	Si l'événement persiste, contactez le service technique.	-	x	-

Tableau 4.4 Événements internes

Événements provoqués par l'autotest

ID	Description	Action	DNO	Assistance téléphonique	Générateur photovoltaïque
100	Le courant d'entrée photovoltaïque est négatif. Erreur de capteur.	Vérifiez la polarité de l'installation photovoltaïque. Si elle est correcte, contactez le service technique.	-	x	-
264, 266	Échec de la mesure du test de circuit.	Redémarrez l'onduleur. Si l'événement persiste, contactez le service technique.	-	x	-
272	Erreur de dispositif de protection contre les surtensions photovoltaïques. L'onduleur continue de fonctionner sans protection contre les surtensions.	Remplacez le dispositif de protection contre les surtensions. Pour plus d'informations, consultez les instructions de remplacement du dispositif de protection contre les surtensions.	-	x	-
273	Erreur de dispositif de protection contre les surtensions réseau. L'onduleur continue de fonctionner sans protection contre les surtensions.	Remplacez le dispositif de protection contre les surtensions. Pour plus d'informations, consultez les instructions de remplacement du dispositif de protection contre les surtensions.	-	x	-
274	État du dispositif de protection contre les surtensions inconnu.	Redémarrez l'onduleur. Si l'événement persiste, contactez le service technique.	-	x	-
350-352	L'autotest du dispositif de surveillance du courant résiduel (RCMU) a échoué.	Contactez le service technique.	-	x	-
353	Le test de courant du capteur a échoué.	Contactez le service technique.	-	x	-
356-361	Le test des transistors et relais a échoué, ou défaillance du relais d'onduleur (contact supposé soudé).	Contactez le service technique.	-	x	-
366	L'autotest du dispositif de surveillance du courant résiduel (RCMU) a échoué.	Contactez le service technique.	-	x	-

Tableau 4.5 : Événements provoqués par l'autotest

4.2 Maintenance

Assurez-vous que le dissipateur de chaleur à l'arrière de l'onduleur n'est pas couvert.

Nettoyez les contacts de l'interrupteur-sectionneur DC une fois par an. Nettoyez en activant et désactivant l'interrupteur-sectionneur DC 10 fois.

L'interrupteur-sectionneur DC est situé au bas de l'onduleur.

Pour un fonctionnement correct et une longue durée de vie opérationnelle, garantisiez la circulation d'air :

- autour du dissipateur thermique en haut et sur le côté de l'onduleur où l'air s'échappe, et
- au niveau du ventilateur, à la base de l'onduleur.

Pour ôter les obstructions, nettoyez à l'aide d'air comprimé, d'un chiffon doux ou d'une brosse.

AVERTISSEMENT

La température du dissipateur de chaleur peut dépasser 70 °C.

5 Données techniques

5.1 Spécifications

Paramètre	STP 60-10
AC	
Puissance apparente nominale ¹⁾	60 kVA
Puissance active nominale ²⁾	60 kW
Plage de puissance réactive ¹⁾	0 à 60 kVAr
Tension nominale AC (plage de tension)	3P + PE (WYE) / 400 à 480 V (+/- 10 %)
Schémas de mise à la terre pris en charge	TT, TN
Courant AC nominal	3 x 87 A
Courant AC max.	3 x 87 A (3 x 72 A à 480 V)
Taux de distorsion harmonique AC (THD à puissance de sortie nominale)	< 1%
Courant d'appel	9,2 A/5 ms
Courant de défaut de sortie max.	49,8 A (valeur effective) sur 3 périodes
Facteur de puissance (par défaut)	> 0,99 à puissance nominale
Facteur de puissance (régulé)	0,8 inductif à 0,8 capacitif
Consommation en veille (pour la communication uniquement)	3 W
Fréquence nominale du réseau (plage de fréquence)	50/60 Hz (+/- 10 %)
DC	
Plage de tension d'entrée	565 V à 1000 V (à 400 Vac) 680 V à 1000 V (à 480 Vac)
Tension DC nominale	630 V (à 400 Vac) 710 V (à 480 Vac)
Plage de tension MPPT (puissance nominale)	570 V à 800 V (à 400 Vac) 685 V à 800 V (à 480 Vac)
Tension DC max.	1 000 V
Puissance min. connecté au réseau	100 W
Courant DC MPPT max.4)	110 A
Courant de court-circuit DC max.4)	150 A
MPP Tracker/entrée par MPPT	1/1 (boîtier de raccordement externe pour le générateur photovoltaïque)
Catégories de surtensions	AC : catégorie de surtension (OVC) III, DC : catégorie de surtension (OVC) II,
Rendement	
Rendement max. européen/CEC	98,8 %

Paramètre	STP 60-10
Rendement européen (à 630 V _{dc})	98,3 %
Rendement CEC (à 400/480 V _{dc})	98,0 %/98,5 %
Rendement MPPT statique	99,9 %
Boîtier	
Dimensions (L x H x P)	740 × 570 × 300 mm (29 × 22,5 × 12 in)
Poids	75 kg (165 lbs) ³⁾
Niveau de bruit acoustique	58 dB(A) (typique)

Tableau 5.1 : Spécifications

¹⁾ À la tension nominale du réseau

²⁾ À la tension nominale du réseau, Cos(phi) = 1

³⁾ En fonction des options installées.

⁴⁾ Dans n'importe quelles conditions.

Paramètre	STP 60
Classe de protection	I
Électrique	
Sécurité électrique	<ul style="list-style-type: none"> • CEI 62109-1/CEI 62109-2 (classe I, mise à la terre – partie communication classe II, PELV) • UL 1741 relative aux onduleurs photovoltaïques interactifs à système d'alimentation électrique non isolé • IEEE 1547
Fonctionnel	
Sécurité fonctionnelle	<ul style="list-style-type: none"> • Surveillance de la tension et de la fréquence • Surveillance de la part de courant continu dans le courant AC • Surveillance de la résistance d'isolement • Surveillance du courant résiduel • UL1998
Détection du réseau en site isolé (panne du réseau)	<ul style="list-style-type: none"> • Variation de fréquence active • Déconnexion • Surveillance triphasée • ROCOF/SFS
Compatibilité RCD ¹⁾	Type B, 600 mA

Tableau 5.1 : Spécifications de sécurité

¹⁾ Selon les réglementations locales

5.2 Réglages de déconnexion

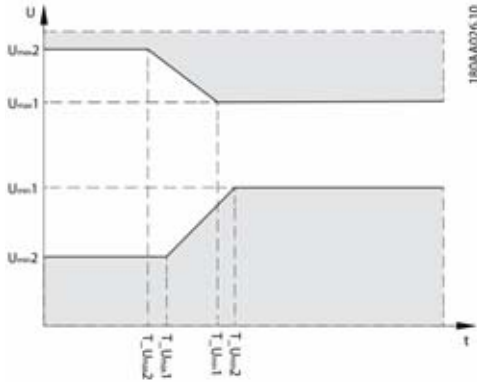


Figure 5.1 : Sous-tension et surtension de déconnexion

Valeur nominale (réseau)		Umin2 [V]	T_Umin2 [s]	Umin1 [V]	T_Umin1 [s]	Umax1 [V]	T_Umax1 [s]	Umax2 [V]	T_Umax2 [s]
Tension nominale : 400 V	Standard	200,00	0,16	352,00	2,00	440,00	1,00	480,00	0,16
	Plage	160 à 240	0.1 à 3.0	300 à 380	0.5 à 3.0	420 à 480	0.5 à 3.0	440 à 520	0.1 à 3.0
Tension nominale : 480 V	Standard	240,00	0,16	423,00	2,00	528,00	1,00	576,00	0,16
	Plage	192 à 288	0.1 à 3.0	360 à 456	0.5 à 3.0	504 à 576	0.5 à 3.0	528 à 624	0.1 à 3.0

Tableau 5.3 : Niveaux de tension de déconnexion et heures de déclenchement par défaut

	Fmin2 [Hz]	T_Fmin2 [s]	Fmin1 [Hz]	T_Fmin1 [s]	Fmax1 [Hz]	T_Fmax1 [s]	Fmax2 [Hz]	T_Fmax2 [s]
Standard	57,00	0,16	59,30	10,00	60,50	0,16	-	-
Plage	56.5 à 57.5	0.1 à 3.0	57.0 à 59.8	0,16 à 300	60.1 à 60.9	0.16 à 3.0	60.1 à 61.0	0.1 à 3.0

Tableau 5.4 : Niveaux de fréquence et heures de déconnexion par défaut

REMARQUE

Les valeurs s'appliquent uniquement à IEEE 1547.

5.3 Conformité

Normes internationales	STP 60
Rendement	Rendement européen : norme EN 50530 Rendement CEC : directive CEC Procédure d'essai : Protocole d'essai de fonctionnement pour évaluer des onduleurs utilisés dans des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique (version provisoire) : 1er mars 2005
Directive basse tension	2006/95/CE
Directive CE concernant la compatibilité électromagnétique (CEM)	2004/108/CE
Sécurité	IEC 62109-1/IEC 62109-2 UL 1741 UL 508i
Sécurité fonctionnelle	IEC 62109-2 UL 1741/IEEE 1547
CEM, insensibilité aux brouillages	EN 61000-6-1 EN 61000-6-2
CEM, émissions parasites	EN 61000-6-3 EN 61000-6-4 CISPR 11 Classe B FCC partie 15
Courants harmoniques	EN 61000-3-12
CE	Oui
Caractéristiques de raccordement au réseau	CEI 61727 EN 50160 IEEE 1547 UI

Tableau 5.5 : Conformité aux normes internationales

Les homologations et les certificats sont disponibles dans la rubrique de téléchargement à l'adresse www.sma.de.

5.4 Conditions d'installation

Paramètre	Spécification
Plage de température de fonctionnement	-25 °C à 60 °C (réduction de puissance possible au-dessus de 45 °C) (-13 °F à 140 °F) (réduction de puissance possible au-dessus de 113 °F)
Température de stockage	-40 °C à 60 °C
Humidité relative	95 % (sans condensation)
Degré d'encrassement	PD2
Classe environnementale IEC 62109-1	Extérieur, environnement humide (voir chapitre 2, page 153 pour plus d'informations)
Classe environnementale selon IEC 60721-3-4	4K4H/4Z4/4B2/4S3/4M2/4C2
Système de refroidissement	Refroidissement forcé
Qualité de l'air (général)	ISA S71.04-1985 Niveau G3 (à 75 % d'humidité relative)
Qualité de l'air (zones côtières, industrielles lourdes et agricoles)	Mesure obligatoire et classement selon ISA S71.04-1985 : G3 (à 75 % d'humidité relative)
Vibrations	< 1G
Classe de protection étanchéité du boîtier	IP65
Type de boîtier UL 50E	NEMA 3R
Altitude de fonctionnement max. au-dessus du NMM (niveau moyen de la mer)	2 000 m (6 500 pieds) au-dessus du niveau de la mer (à partir d'une altitude de 1 000, la puissance peut être réduite)* .
Installation	Évitez toute exposition continue à l'eau. Évitez la lumière directe du soleil. Prévoyez une circulation d'air adéquate. Montez sur une surface non inflammable Installez sur une surface verticale. Évitez la présence de poussière et de gaz ammoniac

* L'installation dans une altitude au-dessus de 2 000 m est possible. Pour cela, consultez SMA Solar Technology AG.

Tableau 5.6 : Conditions d'installation

5.5 Spécifications de couple

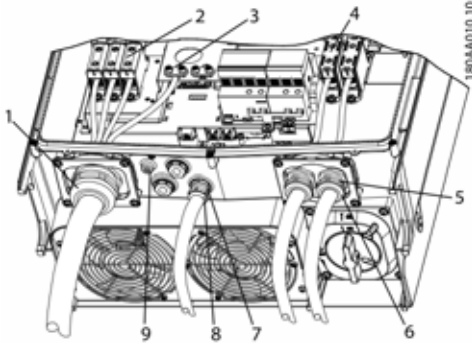


Figure 5.2 : Présentation de l'onduleur avec mentions de couple

Paramètre	Outil	Couple de serrage
1 Presse-étoupe M63	Clé de serrage 65/68 mm	6 Nm (53 in-lbf)
2 Borne au raccordement AC	TX 30	14 Nm (124 in-lbf)
3 Conducteur de protection primaire (conducteur de protection secondaire immédiatement à droite)	TX 30	3,9 Nm (35 in-lbf)
4 Borne au raccordement DC	TX 30	14 Nm (124 in-lbf)
5 Presse-étoupe M32	Clé de serrage 36 mm	6 Nm (53 in-lbf)
6 Écrou-raccord pour presse-étoupe M32	Clé de serrage 36 mm	1,8 Nm (16 in-lbf)
7 Presse-étoupe M25	Clé de serrage 33 mm	10 Nm (89 in-lbf)
8 Écrou-raccord pour presse-étoupe M25	Clé de serrage 33 mm	1,8 Nm (16 in-lbf)
9 Mise à la terre d'équipements M6 (borne de liaison équipotentielle)	TX 20	3,9 Nm (35 in-lbf)
Vis avant (non illustrée)	TX 30	1,5 Nm (13 in-lbf)

Tableau 5.7 : Spécifications de couple de serrage

⚠ ATTENTION

Si les plots de remplissage sont retirés (voir [7] sur la figure 5.2), utilisez des fixations de type 3, 3S, 4, 4X, 6, 6P.

5.6 Spécifications pour la protection du réseau

Paramètre	Spécification
Courant maximal AC de l'onduleur, I_{acmax}	87 A
Type de fusible recommandé gL/gG (IEC 60269-1)	100-125 A
Type de fusible recommandé classe T (UL/USA.)	125 A
Disjoncteur miniature recommandé type B ou C	125 A
Puissance de fusible maximale	125 A

Tableau 5.8 : Spécifications pour la protection du réseau

i REMARQUE

Respectez les réglementations locales.

5.7 Spécifications de l'interface de communication

Interface	Paramètre	Détails du paramètre	Spécification
Ethernet	Câble	Diamètre de la gaine du câble (\varnothing)	2 x 5 à 7 mm
		Type de câble	Paire torsadée blindée (STP Cat 5e ou SFTP Cat 5e) ¹⁾
		Impédance caractéristique du câble	100 Ω à 120 Ω
	Connecteurs RJ-45 : 2 unités RJ-45 pour Ethernet	Épaisseur du fil	24 à 26 AWG (en fonction de la fiche d'accouplement RJ-45 métallique)
		Terminaison du blindage du câble	Via fiche RJ-45 métallique
	Isolation d'interface galvanique		Oui (500 V effective)
	Protection du contact direct	Isolation double/renforcée	Oui
Protection contre les courts-circuits		Oui	
Communication	Topologie du réseau	En étoile et en série	
Câble	Longueur de câble max. entre les onduleurs	100 m (328 pieds)	
Nombre max. d'onduleurs	Par SMA Inverter Manager	42	

Tableau 5.9 : Spécifications de l'interface de communication

¹⁾ Pour un usage extérieur, veuillez à utiliser le type de câble adéquat.

Si le câble est très rigide, il convient d'utiliser une borne intermédiaire pour passer d'un câble rigide à un câble plus souple avant l'entrée dans l'onduleur. Pour certains câbles, on pourra se contenter de dénuder la section de câble à gaine dure qui passe à l'intérieur du boîtier d'onduleur. Cette précaution est nécessaire pour protéger les connecteurs Ethernet RJ-45 montés sur carte imprimée contre des contraintes excessives, qui pourraient poser des problèmes de connexion ou causer des dommages.

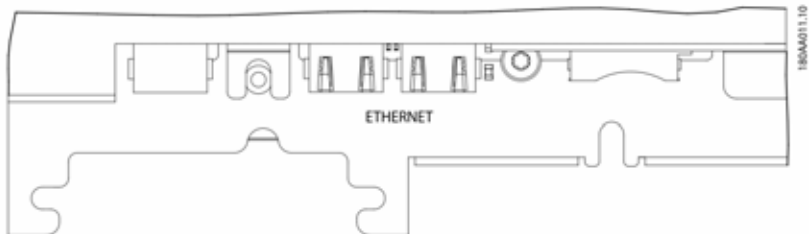


Figure 5.3 : Interfaces auxiliaires (vue partielle de la carte imprimée de communication avec les connecteurs Ethernet RJ-45)

5.8 Raccordements Ethernet

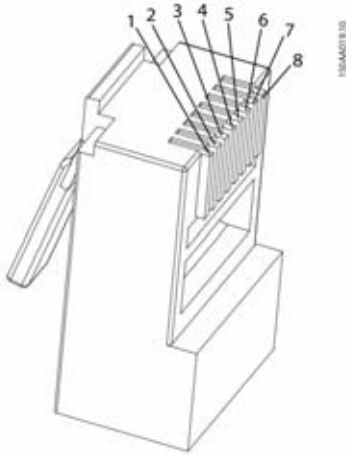


Figure 5.4 : Détail de l'affectation des broches RJ-45 pour Ethernet

Affectation des broches pour l'Ethernet	Couleur standard	
	Cat 5 T-568A	Cat 5 T-568B
1. RX+	Vert/blanc	Orange/blanc
2. RX	Vert	Orange
3. TX+	Orange/blanc	Vert/blanc
4.	Bleu	Bleu
5.	Bleu/blanc	Bleu/blanc
6. TX-	Orange	Vert
7.	Marron/blanc	Marron/blanc
8.	Marron	Marron

5.8.1 Topologie du réseau

L'onduleur a deux connecteurs RJ-45 Ethernet permettant le raccordement de plusieurs onduleurs dans une topologie en ligne (au lieu d'une topologie en étoile typique).

i REMARQUE

La topologie en anneau (C sur la figure 5.5) n'est autorisée que si elle est réalisée avec un commutateur Ethernet prenant en charge la gestion d'arborescence.

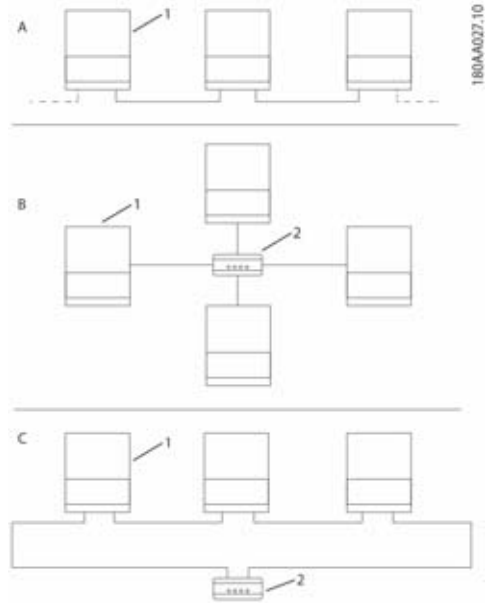


Figure 5.5 : Topologie du réseau

- A Linéaire en cascade
 - B Topologie en étoile
 - C Topologie en anneau (uniquement si l'arborescence est utilisé)
- 1 Sunny Tripower 60
 - 2 Commutateur réseau Ethernet

L'état des DEL proches du port Ethernet est expliqué dans le Tableau 5.12. Il y a deux DEL par port.

État	DEL jaune	DEL verte
Éteinte	Vitesse de liaison de 10 Mbit	Aucune liaison
Allumé e	Vitesse de liaison de 100 Mbit	Liaison
Clignot ant	-	Activité

Tableau 5.12 : États des DEL

6 Contact

En cas de problèmes techniques concernant nos produits, prenez contact avec le Service en Ligne de SMA. Nous avons besoin des données suivantes pour pouvoir assurer une assistance ciblée :

- Type d'onduleur
- Numéro de série de l'onduleur
- Version du micrologiciel de l'onduleur
- Le cas échéant, réglages spéciaux régionaux de l'onduleur
- Type et nombre de panneaux photovoltaïques raccordés
- Lieu et hauteur de montage de l'onduleur
- Message à l'écran

Disposizioni legali

Le informazioni contenute in questa documentazione sono proprietà di SMA Solar Technology AG. Per la pubblicazione, integrale o parziale, è necessario il consenso scritto di SMA Solar Technology AG. La riproduzione per scopi interni all'azienda, destinata alla valutazione del prodotto o al suo utilizzo corretto, è consentita e non è soggetta ad approvazione.

Garanzia di SMA

È possibile scaricare le condizioni di garanzia aggiornate dal sito Internet www.SMA-Solar.com.

Marchi

Tutti i marchi sono riconosciuti anche qualora non distintamente contrassegnati. L'assenza di contrassegno non significa che un prodotto o un marchio non siano registrati.

Il marchio nominativo e il logo BLUETOOTH® sono marchi registrati di proprietà di Bluetooth SIG, Inc.; ogni loro utilizzo da parte di SMA Solar Technology AG è autorizzato con licenza.

Modbus® è un marchio registrato di Schneider Electric e la licenziataria è Modbus Organization, Inc.

QR Code è un marchio registrato di DENSO WAVE INCORPORATED.

Phillips® e Pozidriv® sono marchi registrati di proprietà di Phillips Screw Company.

Torx® è un marchio registrato di proprietà di Acument Global Technologies, Inc.

SMA Solar Technology AG






Sonnenallee 1
34266 Niestetal
Germania

Tel. +49 561 9522-0
Fax +49 561 9522-100
www.SMA.de
E-Mail: info@SMA.de

© 2004-2015 SMA Solar Technology AG. Tutti i diritti riservati.

IMPORTANTI AVVERTENZE DI SICUREZZA

Nel presente documento sono impiegati i seguenti simboli:

Simbolo	Spiegazione
 PERICOLO	Avvertenza di sicurezza la cui inosservanza provoca immediatamente lesioni gravi o mortali.
 AVVERTENZA	Avvertenza di sicurezza la cui inosservanza può provocare lesioni gravi o mortali.
 ATTENZIONE	Avvertenza di sicurezza la cui inosservanza può provocare lesioni leggere o medie.
AVVISO	Avvertenza di sicurezza la cui inosservanza può provocare danni materiali.
 TECNICO SPECIALIZZATO	Nota indicante che il paragrafo seguente contiene operazioni che possono essere eseguite esclusivamente da tecnici specializzati.
 i	Informazioni importanti per un determinato obiettivo o argomento, non rilevanti tuttavia dal punto di vista della sicurezza
<input type="checkbox"/>	Condizioni preliminari necessarie per un determinato obiettivo
<input checked="" type="checkbox"/>	Risultato desiderato
x	Possibile problema

Sicurezza generale

ATTENZIONE

Il presente manuale contiene importanti indicazioni da rispettare durante il montaggio e la manutenzione dell'inverter.

Prima dell'installazione

Accertarsi che l'inverter e l'imballaggio non siano danneggiati. In caso di dubbi rivolgersi al fornitore prima di proseguire con l'installazione.

AVVERTENZA

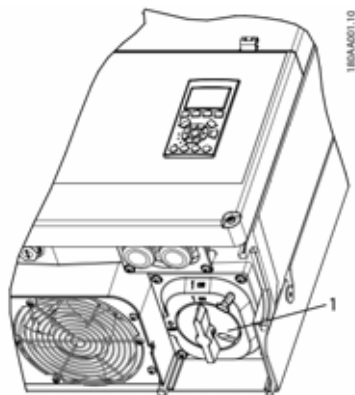
Servizio di installazione

Per assicurare un livello di sicurezza ottimale, seguire i passi indicati nel presente documento. Tenere presente che l'inverter è sotto tensione da 2 lati diversi: l'ingresso FV e la rete CA.

PERICOLO

Disinserimento dell'inverter

Prima di iniziare a lavorare sull'inverter, disinserire la rete CA tramite l'interruttore di alimentazione e il sistema FV mediante il sezionatore FV integrato (sezionatore CC). Assicurarsi che il dispositivo non possa essere ricollegato accidentalmente. Usare un voltmetro per assicurarsi che l'unità sia scollegata e priva di tensione. L'inverter può essere ancora caricato con tensioni molto elevate, ossia pericolose, anche quando è scollegato dalla rete CA e dai moduli solari. Dopo aver effettuato lo scollegamento dalla rete di distribuzione e dai pannelli FV, attendere almeno 5 minuti prima di procedere.



1 Sezionatore di carico CC

Figura 1.1

i **NOTA**

Il sezionatore di carico FV può essere fissato nella posizione "Off" con un lucchetto.

⚠ **ATTENZIONE**

In un sistema FV sono presenti tensioni CC fino a 1000 V anche quando l'inverter viene scollegato dalla rete CA. Guasti o un uso non corretto possono provocare la formazione di archi elettrici.

⚠ **ATTENZIONE**

MANUTENZIONE E MODIFICHE

Solo personale autorizzato ha il permesso di effettuare riparazioni e modifiche sull'inverter. Per assicurare la sicurezza del personale, usare solo parti di ricambio originali disponibili presso il fornitore. In caso di utilizzo di parti di ricambio non originali, non si garantisce la piena conformità con le direttive CE/UL relativamente alla sicurezza elettrica, alla sicurezza EMC e alla sicurezza del macchinario.

⚠ **AVVERTENZA**

INSTALLATORE

Rispettare gli standard di sicurezza US, NEC, ANSI/NFPA 70.

I circuiti di ingresso e uscita sono isolati dall'involucro. La messa a terra dell'impianto compete all'installatore.

⚠ **AVVERTENZA**

PERICOLO DI FOLGORAZIONE

Le presenti istruzioni per la manutenzione sono destinate esclusivamente a personale tecnico qualificato. Per ridurre il rischio di folgorazione, non è consentito effettuare interventi di manutenzione non espressamente descritti nelle presenti istruzioni per l'uso, salvo il manutentore non sia qualificato per l'esecuzione degli stessi.

⚠ **AVVERTENZA**

Si tratta di un inverter privo di trasformatore che viene messo in servizio conformemente a NFPA 70, 690.35 con generatori FV non messi a terra (con potenziali liberamente fluttuanti).

⚠ **AVVERTENZA**

I circuiti di ingresso e uscita sono isolati dall'involucro. La messa a terra dell'impianto, se richiesta dallo standard di sicurezza canadese parte I, compete all'installatore.

⚠ **ATTENZIONE**

Tutte le persone a cui sono affidate installazione e manutenzione degli inverter devono:

- essere addestrati e autorizzati nelle linee guida generali di sicurezza per gli interventi agli impianti elettrici.
- conoscere i requisiti, le norme e le direttive locali per l'installazione.

⚠ **ATTENZIONE**

L'inverter non offre alcuna protezione da sovracorrente, che deve quindi essere approntata dall'installatore. Vedere tabella 5.8.

ATTENZIONE

La temperatura dei dissipatori e dei componenti interni dell'inverter può superare i 70 °C / 158 °F. Sussiste il pericolo di ustioni.

L'inverter va installato in modo tale da non predisporre alcun contatto delle superfici incandescenti da parte delle persone.

ATTENZIONE

Per ridurre il pericolo di incendio, effettuare i collegamenti in conformità al *National Electrical Code*®, ANSI/NFPA 70 soltanto a un circuito con max. 125 A di protezione da sovracorrente in rami.

i **NOTA**

Il presente dispositivo è stato certificato e rispetta i valori limite per un apparecchio della categoria B ai sensi delle direttive FCC, parte XV. Tali valori limite garantiscono una protezione adeguata contro disturbi dannosi se l'apparecchio è impiegato in zone residenziali. Il funzionamento dell'inverter, se utilizzato diversamente dalle istruzioni, può pregiudicare le comunicazioni radio in seguito a emissioni elettromagnetiche ad alta frequenza. Tuttavia non è possibile escludere che si verifichino anomalie nei singoli impianti. Se l'apparecchio causa disturbi alla ricezione radio-televisiva (per verificarlo è sufficiente spegnere temporaneamente l'apparecchio), cercare di risolvere il disturbo con una delle seguenti misure:

- Modificare l'orientamento o la sede dell'antenna di ricezione
- Aumentare la distanza tra l'apparecchio e il dispositivo radio-televisivo.
- Allacciare l'apparecchio a un circuito elettrico diverso da quello del dispositivo radio-televisivo.
- Rivolgersi al proprio rivenditore o a un tecnico radio-televisivo esperto.

i **NOTA**

Impiegare i cavi specificati da 75 °C o 90 °C, in rame AWG o alluminio AWG. V. cap. 2.7, pag. 202

i **NOTA**

Il simbolo utilizzato nel presente manuale per il conduttore di protezione è illustrato nella figura 2.18.

Per un'illustrazione dell'interruttore CC, consultare cap. 3.2.2, pag. 207.

i **NOTA**




Per informazioni sul range di temperature di funzionamento, consultare cap. 5.4, pag. 225.

i **NOTA**

Il presente manuale contiene informazioni sui collegamenti alla rete e sui valori di coppia. V. cap. 5.5, pag. 226

Simboli sull'inverter

Simbolo	Spiegazione
	Pericolo di morte per folgorazione Il funzionamento del prodotto comporta tensioni elevate. Tutti gli interventi sul prodotto devono essere eseguiti esclusivamente da tecnici specializzati.
	Pericolo Questo simbolo segnala che l'inverter deve essere ulteriormente messo a terra se a livello locale è richiesta una seconda messa a terra o un collegamento equipotenziale.

Simbolo	Spiegazione
	<p>Pericolo di morte per alta tensione nell'inverter: rispettare il tempo di attesa.</p> <p>Nei componenti dell'inverter percorsi da corrente sono presenti tensioni elevate che possono causare folgorazioni potenzialmente letali.</p> <p>Prima di eseguire qualsiasi intervento sull'inverter, disinserire sempre la tensione come descritto nel presente documento.</p>
	<p>Pericolo di ustioni per contatto con superfici bollenti</p> <p>Durante il funzionamento il prodotto può surriscaldarsi: evitare pertanto il contatto durante il funzionamento.</p> <p>Prima di qualsiasi operazione, lasciar raffreddare a sufficienza il prodotto.</p>
	<p>Rispettare la documentazione</p> <p>Rispettare tutta la documentazione fornita assieme al prodotto.</p>

Conformità

Per ulteriori informazioni, consultare l'area Download del sito www.SMA-Solar.com (v. anche cap. 5, pag. 221).

1 Introduzione

Gli inverter STP 60 sono concepiti esclusivamente per il funzionamento con impianti fotovoltaici collegati alla rete. Gli inverter trasformano la tensione dei moduli fotovoltaici in corrente alternata. Per il funzionamento è necessario allacciarli a una rete di approvvigionamento nonché collegarli a un numero sufficiente di moduli FV. Gli inverter STP 60 non sono idonei per altre applicazioni (come ad esempio per il funzionamento a batteria o in impianti eolici). L'impianto STP 60 è composto da 4 componenti principali:

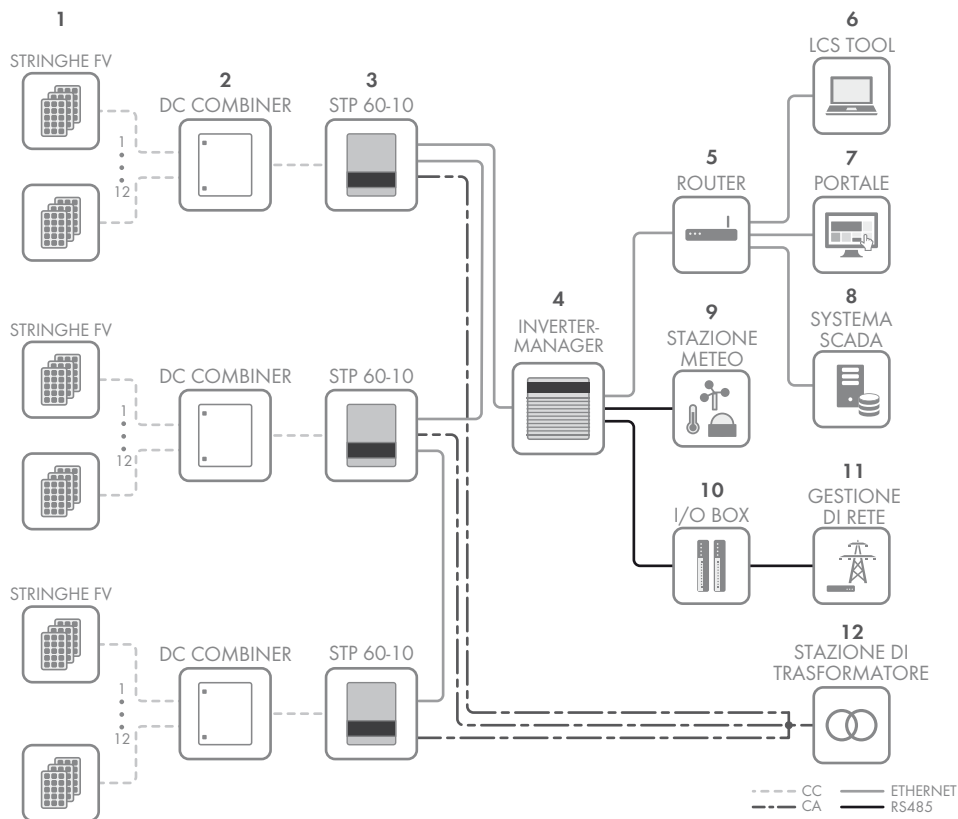
- Sunny Tripower 60
- Cassetta di collegamento generatore

La cassetta di collegamento generatore consente di raggruppare il numero necessario di stringhe FV per l'inverter STP 60. Ogni inverter STP 60 necessita di una cassetta di collegamento generatore.
- SMA Inverter Manager

SMA Inverter Manager è necessario per il funzionamento di Sunny Tripower 60. A ogni SMA Inverter Manager possono essere allacciati fino a 42 Sunny Tripower 60. SMA Inverter Manager gestisce l'intera comunicazione degli inverter. Funge da interfaccia centrale dell'impianto per sistemi di rilevazione dei dati, il caricamento in servizi cloud e gestione automatizzata della centrale fotovoltaica.
- Messa in servizio locale e tool di assistenza (tool LCS)

Il tool LCS è necessario per la messa in funzione e la manutenzione degli inverter STP 60 tramite SMA Inverter Manager. Il tool LCS funge da interfaccia utente principale per l'impianto STP 60.

1.1 Panoramica sull'area di installazione.



1	Stringhe FV
2	Cassetta di collegamento generatore
3	Sunny Tripower 60
4	SMA Inverter Manager
5	Router
6	Tool LCS
7	Portale
8	Sistema SCADA
9	Stazione meteo
10	I/O-Box
11	Gestione rete
12	Stazione di trasformazione

1.2 Scopo del presente manuale

Le istruzioni per l'installazione contengono informazioni per l'installazione e la messa in servizio della serie di inverter STP 60.

Sono disponibili i seguenti materiali aggiuntivi:

- Guida rapida all'installazione dell'inverter STP 60: comprende informazioni importanti per la messa in servizio degli inverter STP 60 nonché per la configurazione della comunicazione degli inverter.
- Istruzioni per l'installazione di SMA Inverter Manager e della I/O-Box: contiene informazioni necessarie per la messa in servizio degli inverter STP 60 nonché per la configurazione della comunicazione degli inverter.

- Guida di progettazione: comprende tutte le informazioni necessarie per pianificare l'impiego dell'inverter in varie applicazioni fotovoltaiche.
- Istruzioni di manutenzione per la sostituzione della ventola: comprende informazioni su come sostituire una ventola difettosa.
- Istruzioni di manutenzione per la sostituzione delle SPD (Surge Protection Device) comprende informazioni su come sostituire dispositivi di protezione da sovratensioni.

Questi documenti sono disponibili nell'area download del sito www.SMA-Solar.com oppure possono essere richiesti al fornitore dell'inverter solare.

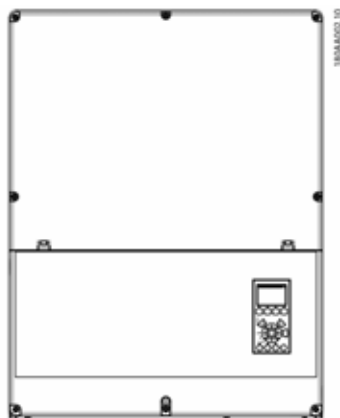


Figura 1.2 Sunny Tripower 60

Abbreviazione	Descrizione
ANSI	American National Standards Institute (Ente americano per la standardizzazione dei processi industriali)
AWG	American Wire Gauge (codifica per diametro fili)
cat5e	Categoria 5 cavo (caratteristiche migliorate) con doppi ritorti (Twisted-Pair) per la trasmissione di dati
DHCP	Dynamic Host Configuration Protocol - consente l'assegnazione automatica dell'indirizzo di rete da parte del server DHCP
VNB	Gestore della rete di distribuzione
DSL	Digital Subscriber Line - linea digitale a sottoscrizione
CEM (direttiva)	Direttiva sulla compatibilità elettromagnetica
ESD	Scarica elettrostatica

Abbreviazione	Descrizione
FCC	Federal Communications Commission (Commissione federale comunicazioni)
FRT	Fault Ride Through (capacità dell'impianto di rimanere connesso alla rete)
GSM	Global System for Mobile Communications (sistema globale di comunicazione mobile)
HDD	Hard Disk Drive (disco rigido)
IEC	Commissione elettrotecnica internazionale
IT	Terra isolata
LCS	Messa in servizio locale e servizio di assistenza tecnica
LED	Diodo a emissione di luce
LVD (Direttiva sulla bassa tensione)	Direttiva sulla bassa tensione
MCB	Interruttore automatico
MPP	Maximum Power Point (punto di massima potenza)
MPPT	Punto di massima potenza - verifica il punto ottimale della potenza FV
NFPA	National Fire Protection Association (Associazione nazionale per la protezione contro gli incendi)
P	P è il simbolo della potenza attiva e si misura in Watt (W).
PCB	Piastra a circuito stampato
PCC	Point of Common Coupling - punto di immissione in rete Il punto della rete pubblica alla quale altri clienti sono o potrebbero essere collegati
PE	Protezione a terra
PELV	Bassissima tensione di protezione
PLA	Power Level Adjustment = Regolazione della potenza d'uscita
P _{NOM}	Potenza [W], condizioni nominali
POC	Punto di collegamento Il punto al quale il sistema FV viene collegato alla rete di approvvigionamento.
P _{STC}	Potenza [W], potenza di prova standard
FV	Fotovoltaico, celle fotovoltaiche
RCD	Interruttore differenziale
RCMU	Unità di monitoraggio della corrente residua
R _{ISO}	Resistenza di isolamento
ROCOF	Tasso di variazione della frequenza

Abbreviazione	Descrizione
Q	Q è il simbolo della potenza reattiva ed è misurata in voltampere reattivi (VAR).
S	S è il simbolo della potenza apparente ed è misurata in voltampere (VA).
STC	Condizioni di test standard (Standard Test Conditions)
SW	Software
THD	Distorsione armonica totale
TN-S	Rete CA con conduttore terra-neutro separati
TN-C	Rete CA con conduttore terra-neutro combinati
TN-C-S	Conduttore terra-neutro combinati separati. Lo scollegamento del conduttore terra-neutro avviene nel punto di trasmissione tra rete di distribuzione e l'impianto del cliente.
TT	Rete CA separata tra messa a terra dell'impianto del produttore des e messa a terra dell'utente

1.3 Disimballaggio

Contenuto:

- Inverter
- Supporto da parete
- Borsa accessori contenente:
 - 6 prese a parete, 8 x 50 mm
 - 6 viti di montaggio, 6 x 60 mm
 - 1 passacavo M25 con pressacavo con guarnizione per cavi Ethernet
 - 1 bullone M6 x 12 mm
 - Addizionalmente compreso con STP 60-10-US: 2 x canaline con fascetta a cavalletto (2")
- Istruzioni per l'installazione
- Guida rapida per l'installazione

1.4 Targhetta di identificazione dell'inverter



Figura 1.3 targhetta Sunny Tripower 60

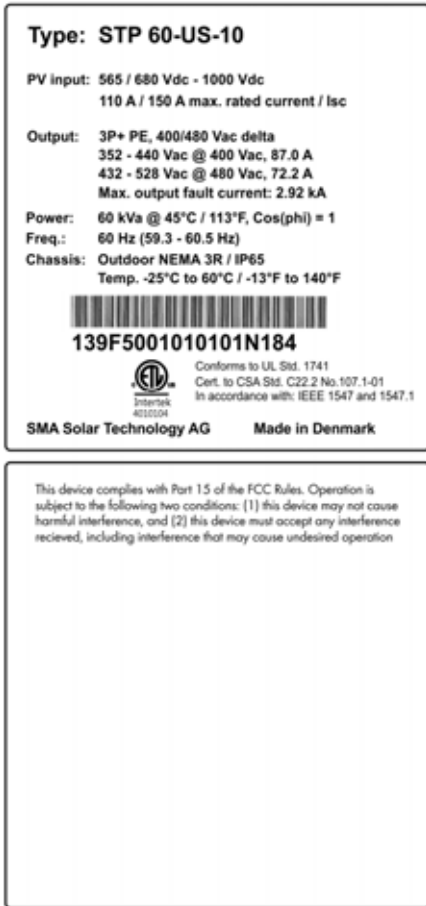


Figura 1.4 targhetta Sunny Tripower 60-US

La targhetta di identificazione su un lato dell'inverter mostra:

- Tipo di apparecchio
- Dati tecnici importanti
- Numero di serie per l'identificazione dell'inverter (situato sotto il codice a barre)

1.5 Ordine d'installazione

1. Prestare particolare attenzione alle importanti avvertenze di sicurezza all'inizio delle istruzioni
2. Montare l'inverter secondocap. 2.1, pag. 197, cap. 2.2, pag. 198 cap. 2.3, pag. 199.
3. Aprire l'inverter secondo le istruzioni cap. 2.5, pag. 200.
4. Installare CA secondocap. 2.6, pag. 201.
5. Installare Ethernet secondo cap. 5.8, pag. 228.
6. Installare i moduli FV con la cassetta di collegamento generatore secondo cap. 2.9, pag. 203.
7. Chiudere l'inverter secondo le istruzioni cap. 2.5, pag. 200.
8. Accendere l'alimentazione
9. Finalizzare la messa in servizio tramite LCS. Il tool LCS è disponibile dall'area download in www.SMA-Solar.com. I requisiti hardware per il tool LCS sono:
 - PC con Windows™ 7 e successivi
 - 1 GB HDD
 - 2 GB RAM
 Il tool LCS deve essere installato su un drive PC locale. Il PC deve essere collegato alla rete dell'impianto dell'Inverter Manager. Per le impostazioni tramite il tool LCS, v. cap. 3.3, pag. 207.
10. Inserire il sistema FV tramite il sezionatore di carico.
11. Verifica dell'installazione tramite:
 - Display dell'inverter: LED "On" rimane acceso in verde
 - LCS-Tool: Nello stato di visualizzazione dell'inverter appare "In rete".
12. L'inverter è in servizio.

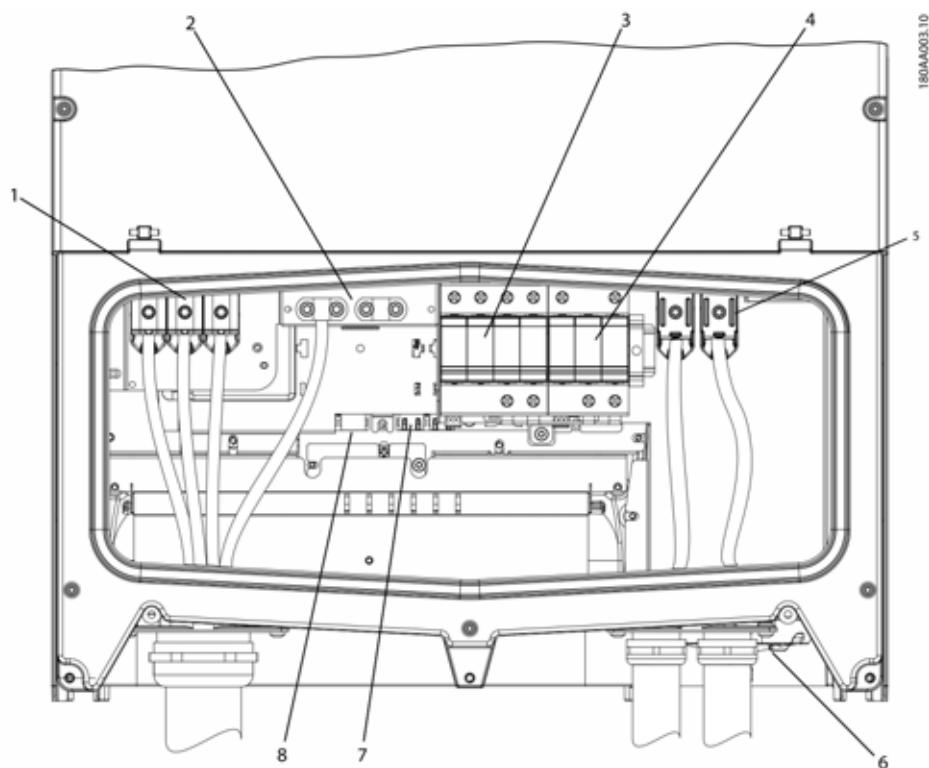


Figura 1.5 Panoramica sull'area di installazione.

PELV (sicuro contro contatto)

2	Messa a terra dell'apparecchio
---	--------------------------------

7	Interfaccia ethernet x 2
---	--------------------------

8	Interfaccia RS-485 (non utilizzata)
---	-------------------------------------

Componenti sotto tensione

1	Morsetti CA
---	-------------

5	Morsetti FV
---	-------------

Altro

3	Protezione da sovratensioni CA (SPD)
---	--------------------------------------

4	Protezione da sovratensioni CC (SPD)
---	--------------------------------------

6	Sezionatore di carico CC
---	--------------------------

Tabella 1.2 Panoramica sull'area di installazione

2 Installazione

2.1 Ambiente e distanze



Figura 2.1 Evitare un flusso d'acqua continuo



Figura 2.2 Evitare l'esposizione diretta ai raggi solari



Figura 2.3 Assicurare una ventilazione adeguata

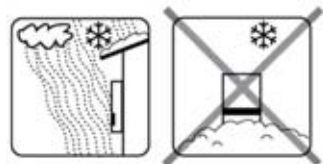


Figura 2.4 Assicurare una ventilazione adeguata

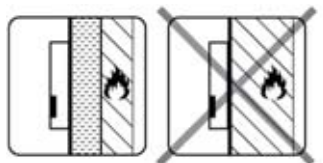


Figura 2.5 Montare su una superficie non infiammabile

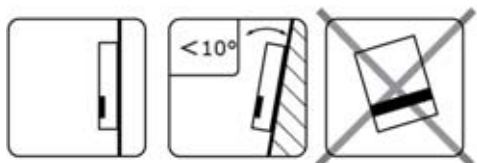


Figura 2.6 Montare in posizione eretta su una superficie verticale. È consentita un'inclinazione all'indietro fino a 10 gradi.



Figura 2.7 Prevenire la polvere e i gas di ammoniaca



NOTA

Quando si progetta un sito d'installazione, assicurarsi che le etichette del prodotto e di avvertenza dell'inverter rimangano visibili. Per ulteriori informazioni vedere il capitolo cap. 5, pag. 221.

2.2 Montaggio del supporto da parete

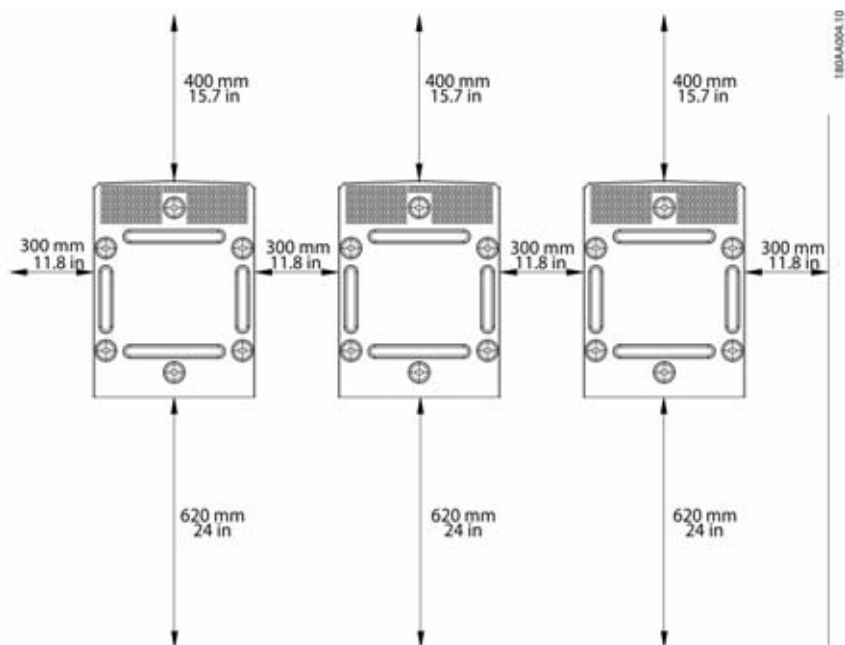


Figura 2.8 Distanze di sicurezza



NOTA

Assicurarsi di lasciare 620 mm/24 pollici di spazio libero alla base per far circolare adeguatamente l'aria

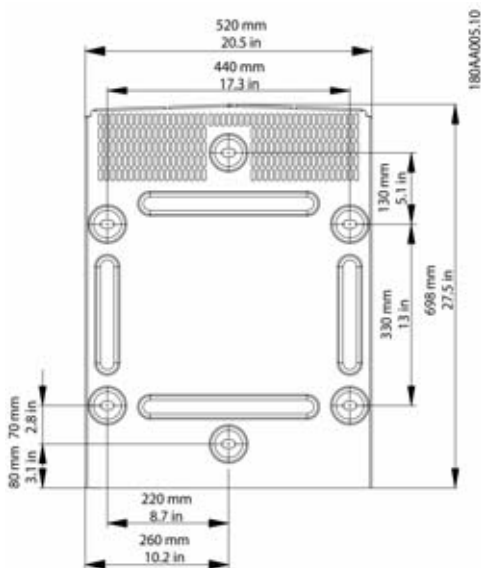


Figura 2.9 Piastra di montaggio

i NOTA

L'utilizzo del supporto da parete fornito insieme all'inverter è obbligatorio. Se l'inverter viene montato senza il supporto da parete, la garanzia diventa nulla. Si raccomanda vivamente di usare tutti i 6 fori di montaggio.

Montaggio del supporto da parete

- Installare nell'ambiente definito.
- Utilizzare viti e tasselli da muro che possano sopportare il peso dell'inverter in condizioni di assoluta sicurezza.
- Assicurarsi che la piastra di montaggio sia allineata correttamente.
- Rispettare le distanze di sicurezza quando si installano uno o più inverter al fine di assicurare un flusso d'aria adeguato. Gli spazi liberi sono specificati in figura 2.8 e sull'etichetta della piastra di montaggio.
- Si raccomanda di montare inverter multipli in una sola fila. Contattare il fornitore per conoscere le direttive su come montare gli inverter in più di una fila.
- Contattare il fornitore per conoscere le direttive su come montare gli inverter in più di una fila.



Figura 2. 10 Montaggio del supporto da parete

2.3 Montaggio dell'inverter

⚠ ATTENZIONE

Fare riferimento alle disposizioni sanitarie e di sicurezza quando si gestisce l'inverter.

Procedura:

1. Sollevare l'inverter. Localizzare gli slot sul lato della piastra di montaggio. Usare bulloni di sollevamento M12 o 1/2" e dadi compatibili (non nel contenuto della fornitura).

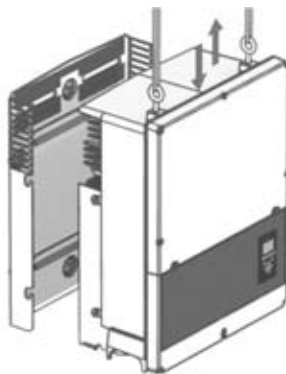


Figura 2. 11 Posizionare l'inverter

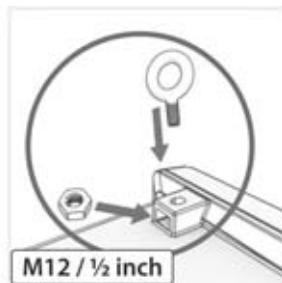


Figura 2. 12 Bulloni di sollevamento

2. Sull'inverter, posizionare le viti laterali contro gli slot della piastra di montaggio.
3. Spingere l'inverter come mostrato in modo che le viti laterali scorrano nei due slot inferiori e nei 2 slot superiori. Vedere figura 2. 13 e figura 2. 14.

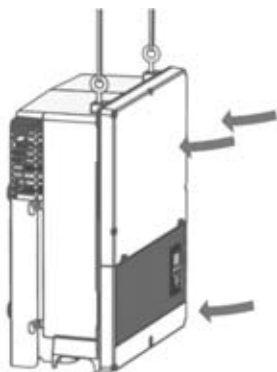


Figura 2. 13 Far scorrere negli slot

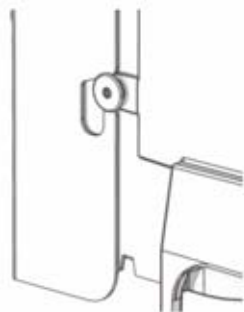


Figura 2. 14 Dettaglio delle viti che scorrono nello slot

4. Controllare che le 4 viti laterali siano fissate saldamente negli slot della piastra di montaggio.
5. Rilasciare l'inverter.

2.4 Rimozione dell'inverter

Procedura:

1. Effettuare la rimozione nell'ordine inverso rispetto al montaggio.
2. Sollevare l'inverter e far scivolare l'inverter fuori dagli slot della piastra di montaggio.
3. Sollevare l'inverter e toglierlo dalla piastra di montaggio.

2.5 Accesso all'area di installazione

⚠ PERICOLO

Prima di iniziare a lavorare sull'inverter, disinserire la rete CA tramite l'interruttore di alimentazione e il sistema FV mediante il sezionatore FV integrato (sezionatore CC). Assicurarsi che il dispositivo non possa essere ricollegato accidentalmente. Usare un voltmetro per assicurarsi che l'unità sia scollegata e priva di tensione. L'inverter può essere ancora caricato con tensioni molto elevate, ossia pericolose, anche quando è scollegato dalla rete CA e dai moduli solari. Dopo aver effettuato lo scollegamento dalla rete di distribuzione e dai pannelli FV, attendere almeno 5 minuti prima di procedere.

⚠ ATTENZIONE

Osservare i regolamenti di sicurezza ESD. Scaricare qualsiasi carica elettrostatica toccando la cassa collegata a massa prima di manipolare qualsiasi componente elettronico.

Procedura:

1. Per aprire il coperchio, allentare le 3 viti anteriori inferiori usando un cacciavite TX 30. Le viti sono viti prigioniere e non possono cadere.
2. Ruotare la copertura di 180 °C. La copertura viene mantenuta in posizione aperta da un magnete.
3. Per chiudere il coperchio, abbassarlo in posizione e fissare le 3 viti anteriori.



Figura 2. 15 Allentare le viti anteriori e sollevare il coperchio

2.6 Collegamento rete CA

⚠ PERICOLO

Le istruzioni per la connessione alla rete CA sono solo per personale qualificato. Per ridurre il rischio di folgorazione, non è consentito effettuare interventi di manutenzione non espressamente descritti nelle presenti istruzioni per l'uso, salvo il manutentore non sia qualificato per l'esecuzione degli stessi.

⚠ ATTENZIONE

Per informazioni su fusibili e RCD, fare riferimento a cap. 5, pag. 221. Le caratteristiche di corrente CA dei fusibili non devono superare la portata dei conduttori usati.

i NOTA

Negli Stati Uniti e in Canada tutti gli impianti elettrici devono essere eseguiti nel rispetto delle norme in vigore a livello locale, così come del *National Electrical Code*® ANSI/NFPA70 o del *Canadian Electrical Code*® CSA C22.1.

- Osservare sempre le normative locali. Tutti gli installatori devono osservare i metodi di cablaggio pertinenti. Il collegamento elettrico deve essere eseguito esclusivamente da tecnici specializzati.
- Accertarsi che il cavo per il collegamento elettrico non sia danneggiato.

Riconoscimento IMI

L'inverter è dotato di un IMI/RCMU secondo UL 1741 (Interruttore di monitoraggio dell'isolamento/Unità di monitoraggio corrente residua) integrato. Agisce al presentarsi di corrente di guasto a terra continua e improvviso cambiamento della corrente di guasto a terra. Questa funzionalità è in esecuzione durante il normale funzionamento.

Rilevamento della resistenza di isolamento

L'inverter dispone un circuito di rilevamento della resistenza di isolamento/ISO, certificato in base alla norma UL 1741 per inverter FV interattivi EPS non isolati. Il rilevatore della resistenza di isolamento effettua una misurazione della resistenza a terra del sistema FV collegato prima che l'inverter si colleghi alla griglia. Se la resistenza è sotto il codice di rete, impostare valore, l'inverter attende, quindi misurare nuovamente la resistenza dopo un breve lasso di

tempo. Quando la resistenza è sopra il valore impostato dal codice di rete, l'inverter effettua un test automatico e si collega alla rete.

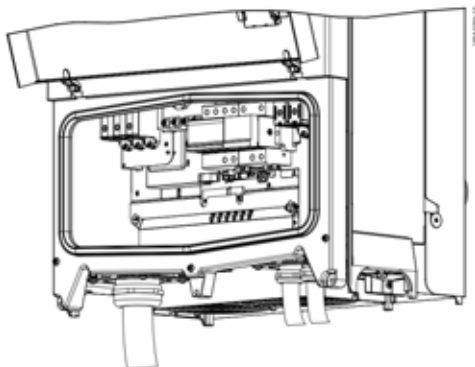


Figura 2. 16 Panoramica sull'area di installazione.

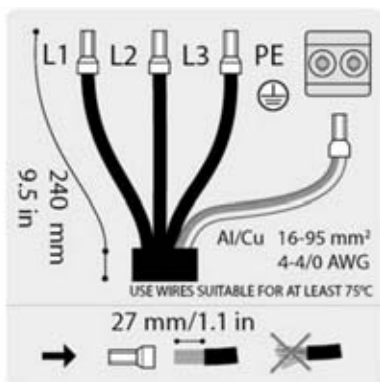


Figura 2. 17 Spezzatura del cavo CA

i NOTA

Per il collegamento CA possono essere utilizzati cavi multifilari e finefilari (vedere figura 2. 18).

Nel caso di impiego di cavi finefilari ed extrafilari devono essere utilizzati puntalini per il collegamento.

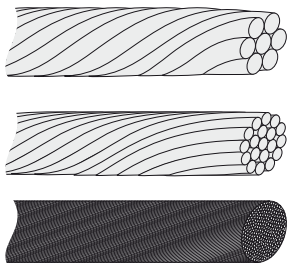


Figura 2. 18 Cavi con conduttori diversi (dall'alto verso il basso): unifilare, multifilare, finofilare e extrafinofilare

L'inverter STP 60 deve essere collegato solamente ad una rete trifase.

Sul cavo CA, spelare tutti e 4 fili. Il conduttore di protezione (PE) deve essere più lungo dei conduttori di rete. Vedere figura 2. 17.

1. Verificare che i valori nominali dell'inverter corrispondano alla tensione nominale.
2. Assicurarsi che l'interruttore principale sia rilasciato e adottare le precauzioni necessarie per impedire il collegamento.
3. Aprire il coperchio frontale.
4. Inserire il cavo attraverso il passacavo CA fino alla morsettiera.
5. Collegare i 3 cavi di alimentazione (L1, L2, L3) e il conduttore di terra di protezione (PE) alla morsettiera con i contrassegni rispettivi. Il conduttore di messa a terra di protezione (PE) è contrassegnato con il simbolo indicato in figura 2. 19.
6. Opzionale: Realizzare un collegamento di messa a terra di protezione (PE) in corrispondenza dei punti di messa a terra di protezione secondari usando l'apposito bullone esterno dell'apparecchio in dotazione con l'inverter. Vedere figura 5.2.
7. Tutti i conduttori devono essere fissati correttamente con la giusta coppia. V. cap. 5.5, pag. 226



Figura 2. 19 simbolo per il conduttore di protezione

AVVERTENZA

PERICOLO DI CORRENTE DI DISPERSIONE

Le correnti di dispersione superano i 3,5 mA. La mancata messa a terra corretta dell'inverter può provocare incidenti mortali o gravi:

- Far verificare la correttezza della messa a terra dell'apparecchio da un installatore elettrico certificato.

2.7 Introduzione dei cavi

Opzioni per l'introduzione dei cavi

- Bei STP 60-10: Pressacavi (premontata)
- Con STP 60-10-US: adattatori da 2 pollici (contenuto della fornitura)

Se si cambiano gli adattatori per tubi da 2 pollici, accertarsi di serrare le viti nell'ordine mostrato in Figura 2.19 e Figura 2.20. Prima serrare tutte le viti a 0,75 Nm e poi a 2,5 Nm.

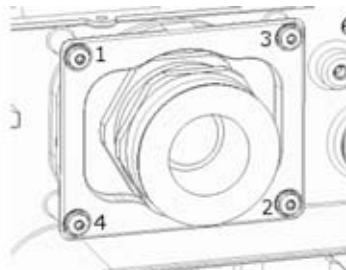


Figura 2. 20 Supporto di montaggio CA

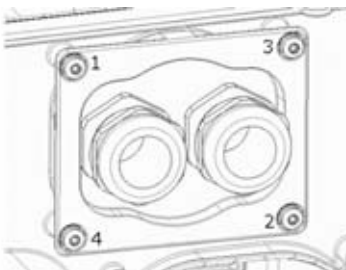


Figura 2. 21 Supporto di montaggio CC

Morsetto	Range ¹⁾	Massima temperatura nominale del conduttore	Materiale del conduttore	Diametro del rivestimento del cavo con passacavo in dotazione
CA+PE	16-95 mm ² 6-4/0 AWG	90 °C	Al/Cu	37-44 mm
FV	16-95 mm ² 6-4/0 AWG	90 °C	Al/Cu	14-21 mm

Tabella 2.1 Sezione conduttori sufficiente

¹⁾ Osservare sempre la capacità corrente dei cavi usati.

2.8 Collegamenti Ethernet

Prima di collegare i cavi in esterno, fare riferimento all'utilizzo di un cavo idoneo. Se il cavo è molto rigido, deve essere usata una morsettieria intermedia per fare sì che ci sia un cavo più flessibile prima dell'accesso all'inverter. Nel caso di alcuni cavi, potrebbe essere sufficiente togliere il rivestimento esterno alla parte del cavo che si trova dentro l'alloggiamento dell'inverter. Questo serve a proteggere i connettori Ethernet RJ-45 montati su circuito stampato da uno stress eccessivo, che potrebbe causare danni o problemi di connessione.

Procedura:

1. Non rimuovere il connettore RJ-45 presente sul cavo Ethernet.
2. Far passare i cavi attraverso la base dell'inverter tramite i passacavi. V. figura 2.22.
3. Tagliare la rondella in gomma. Collocare la rondella nel passacavo per assicurare la tenuta corretta.
4. Inserire nel connettore Ethernet.



Figura 2.22 Far passare i cavi attraverso i passacavi

2.9 Collegamento dell'impianto FV

2.9.1 Quadri di parallelo stringhe esterni

Le stringhe FV devono essere collegate all'ingresso CC attraverso un quadro di parallelo stringhe esterno. Lo scopo del quadro di parallelo stringhe è quello di collegare le stringhe FV provenienti dall'array FV e proteggere le singole stringhe dalla sovracorrente.



NOTA

È essenziale che tutte le stringhe FV collegate al quadro di parallelo CC siano in pari nel numero e nel tipo di moduli e nell'inclinazione e nell'orientamento.



NOTA

Osservare i valori nominali corretti dei fusibili! Consultare i manuali dei produttori del modulo per informazioni sui valori nominali corretti dei fusibili delle stringhe.

Usare un voltmetro adeguato in grado di misurare fino a 1 000 V CC. Verificare la polarità e la tensione massima degli array FV misurando la tensione FV a circuito aperto. L'inverter è dotato di una protezione da polarità inversa e non genererà potenza finché la polarità è corretta.

L'uscita combinata del quadro di parallelo CC deve essere collegata all'ingresso CC dell'inverter STP-60.

ATTENZIONE

L'array FV è flottante, con entrambi i conduttori (+) e (-) collegati agli ingressi FV degli inverter. Nessun conduttore deve essere collegato alla terra.

È necessario un sezionatore CC sul quadro di parallelo CC o sull'inverter per una disconnessione sicura della corrente CC dall'inverter.

ATTENZIONE

FV NON deve essere collegato alla rete!

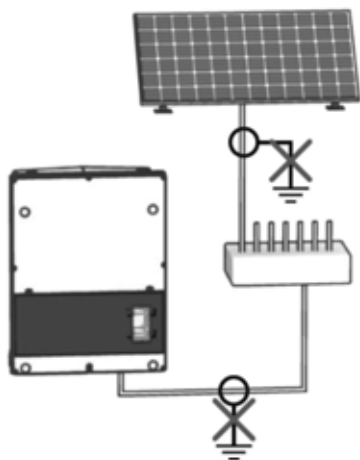


Figura 2. 24 FV NON deve essere collegato alla rete!

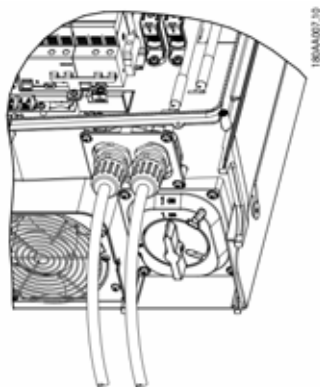


Figura 2. 25 Punti di collegamento CC

**NOTA**

Per il collegamento CA possono essere utilizzati cavi multifilari e finefilari (vedere figura 2. 26).

Nel caso di impiego di cavi finefilari ed extrafilari devono essere utilizzati puntalini per il collegamento.

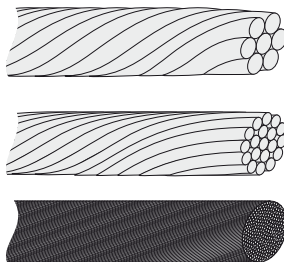


Figura 2. 26 Cavo con diversi conduttori (dall'alto in basso) unifilare, multifilare, finefilare e extrafinefilare

1. Posizionare il sezionatore di carica CC nell'inverter o nella cassetta di collegamento su Spento.
2. Collegare il cavo FV della cassetta di collegamento all'inverter. Assicurarsi della polarità corretta, vedere figura 2. 27.
3. Tutti i conduttori devono essere fissati correttamente con la giusta coppia. V. cap. 5.5, pag. 226

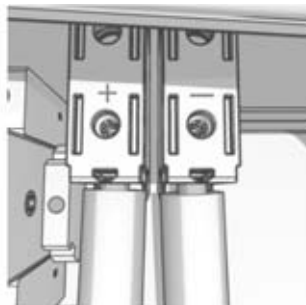


Figura 2. 27 Collegamento all'ingresso FV

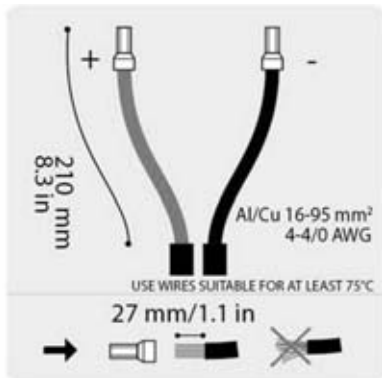


Figura 2. 28 Adesivo FV

Classe di isolamento dei moduli FV

L'inverter deve essere utilizzato esclusivamente con moduli FV che corrispondono alla classe di isolamento II in conformità con la classe di applicazione A della norma IEC 61730.

Collegare solo moduli FV all'inverter. Non sono consentite altre fonti di energia.

AVVERTENZA

I moduli FV generano una tensione quando sono esposti alla luce.

2.10 Chiusura

1. Chiudere il coperchio dell'area di installazione dell'inverter. Fissare le 3 viti anteriori. V. cap. 5.5, pag. 226
2. Accendere l'alimentazione CA.

3 Setup iniziale e avviamento

3.1 Interfaccia utente

L'interfaccia utente comprende:

- Display locale, per tutte le varianti inverter. Il display locale consente le informazioni dell'inverter in stato di sola lettura. Non è possibile configurare o effettuare il setup dell'inverter STP-60 tramite il display "#" sul display spiega le modalità di funzionamento.
- Messa in servizio e manutenzione locale (tool LCS) Il tool LCS consente la configurazione di 1 o più inverter STP-60.

3.1.1 Modi di funzionamento

L'inverter dispone di 5 modi di funzionamento, indicati dai LED.

Stato	LED	LED
Non connesso alla rete	Verde	-----
	Rosso	-----
Connessione in corso	Verde	■ ■ ■ ■ ■
	Rosso	-----
Connesso alla rete	Verde	■■■■■■■■■■
	Rosso	-----
Evento interno dell'inverter	Verde	■ ■ ■ ■ ■
	Rosso	-----
A prova di guasto	Verde	-----
	Rosso	■ ■ ■ ■ ■

Tabella 3.1 Modi di funzionamento

Non connesso alla rete di distribuzione (**Standby**) (LED spenti)

#0-51

Se la rete CA non viene alimentata per oltre 10 minuti, l'inverter si scollega dalla rete e si spegne. Le interfacce utente e di comunicazione rimangono alimentate per scopi di comunicazione.

Connessione in corso (LED verde lampeggiante)

#52-53

L'inverter si avvia quando la tensione di ingresso FV raggiunge la tensione di alimentazione CC minima. L'inverter effettua una serie di autotest interni, inclusa la misurazione della resistenza tra gli array FV e la terra. Nel frattempo monitora anche i parametri della rete di distribuzione. Quando i parametri della rete di distribuzione rientrano nelle specifiche previste per l'intervallo di tempo predefinito (dipende dal codice di rete), l'inverter inizia ad alimentare la rete.

Connesso alla rete (LED verde acceso)

#60

L'inverter è collegato alla rete pubblica (CA) e la alimenta.
L'inverter si scollega quando:

- rileva condizioni anomale della rete (in funzione del codice di rete) oppure
- si verifica un evento interno oppure
- La potenza FV è insufficiente (la rete di distribuzione non viene alimentata per 10 minuti).

L'inverter in seguito accede alla modalità di collegamento o alla modalità non connessa alla rete.

Evento interno dell'inverter (LED verde lampeggiante).

#54

L'inverter è in attesa di una condizione interna per essere entro i limiti (ad esempio una temperatura eccessiva) prima di essere collegato nuovamente alla rete.

A prova di guasto (LED rosso lampeggiante)

#70

Se l'inverter rileva un errore nei propri circuiti durante l'autotest (in modalità di collegamento) o durante il funzionamento, l'inverter passa alla modalità a prova di guasto scollegandosi dalla rete di distribuzione. L'inverter rimarrà nella modalità "a prova di guasto" finché la potenza FV sarà mancata per almeno 10 minuti o l'inverter sarà stato arrestato completamente (CA+FV).

3.2 Display

i **NOTA**

Prima che si attivi dopo l'accensione, il display potrebbe impiegare fino a 10 secondi.

L'utente ha accesso alle informazioni relative al sistema FV e all'inverter grazie al display integrato nella parte anteriore dell'inverter.

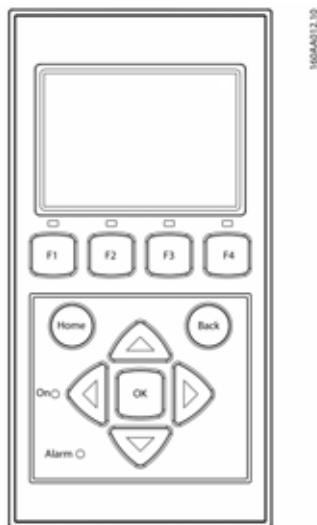


Figura 3.1 Panoramica dei pulsanti del display e relative funzioni

Tasto	Funzione
F1	Regola livello di contrasto del display. Usare il tasto freccia su/giù tenendo premuto il tasto F1.
F2	Senza funzione
F3	
F4	
Home	Torna alla schermata principale
OK	Senza funzione
Freccia in su	Una posizione in su
Freccia in giù	Una posizione in giù
Freccia a destra	Passa alla schermata a destra
Freccia a sinistra	Passa alla schermata a sinistra
Indietro	Torna alla schermata principale
Acceso - LED verde	
Allarme - LED rosso	

Tabella 3.2 Panoramica dei pulsanti del display e relative funzioni

La struttura della schermata è suddivisa in 3 sezioni:

1. Schermata principale. Produzione attuale e giornaliera. Questa sezione contiene:
 - Produzione effettiva di energia (kW)

- Giorno corrente del contatore energia (kWh)
- Contatore dell'energia totale (kWh)
- Data corrente
- Ora corrente
- Modalità di funzionamento (#)

2. Informazioni sull'inverter. Questa sezione contiene:

- Tipo di inverter
- Nome inverter
- Numero di serie
- Indirizzo IP
- Indirizzo MAC dell'Inverter Manager
- Versione firmware inverter

3. Valori effettivi. Questa sezione contiene:

- Tensione e corrente FV
- Tensioni da fase a fase
- Correnti di fase
- Frequenza di rete

3.2.1 Setup iniziale attraverso il tool LCS

Il tool LCS permette di scegliere da un elenco di impostazioni predefinite per diverse reti. Tutti i limiti specifici della rete devono essere configurati usando il tool LCS.

Dopo l'installazione, verificare tutti i cavi e chiudere l'inverter.

Accendere l'alimentazione CA.

AVVERTENZA

La selezione corretta del codice di rete è essenziale per soddisfare gli standard locali e nazionali

3.2.2 Attivazione dell'interruttore del carico FV

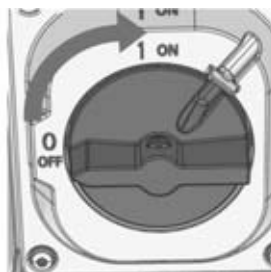


Figura 3.2 Sezionatore di carico FV

Accendere il sezionatore FV attraverso l'inverter o il quadro di parallelo stringhe.

3.2.3 Messa in servizio

L'inverter si avvia automaticamente se è disponibile un'irradiazione solare sufficiente. L'avviamento richiede pochi minuti. Durante questo periodo, l'inverter effettua un autotest.

i NOTA

L'inverter è dotato di una protezione da polarità inversa. L'inverter non genera corrente fino alla correzione dell'eventuale polarità inversa.

3.3 Tool LCS

Gli inverter STP-60 e gli Inverter Manager devono essere messi in funzione tramite il tool di messa in funzione e manutenzione locale (tool LCS). La messa in funzione è necessaria prima che gli inverter STP 60 possano collegarsi alla rete CA e iniziare a convertire l'elettricità.

Il tool LCS è disponibile nell'area di download in www.SMA-Solar.com.

I requisiti hardware per il tool LCS sono:

- PC con Windows™ 7 e successivi
- 1 GB HDD
- 2 GB RAM

Il tool LCS deve essere installato su un drive PC locale. Il PC deve essere collegato alla porta LAN 1 dell'Inverter Manager tramite Ethernet

NOTA

L'Inverter Manager deve avere un indirizzo IP assegnato da un server DHCP sulla porta LAN 1.

È importante che il PC su cui è installato il tool LCS sia collegato alla stessa subnet IP dell'Inverter Manager.

La porta LAN 2 è concepita esclusivamente per inverter STP 60.

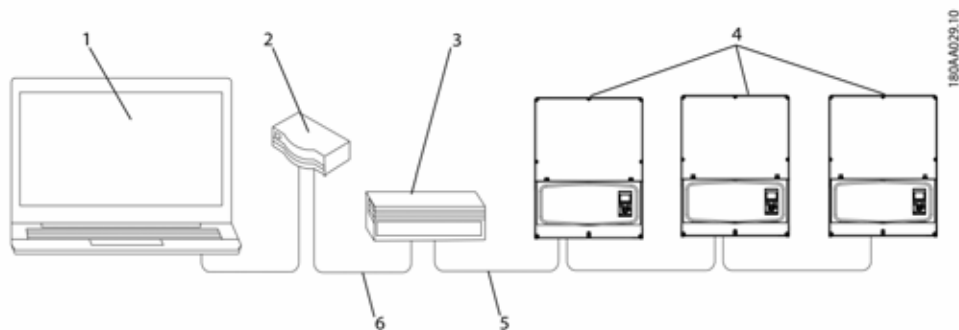


Figura 3.3 Messa in funzione di inverter per mezzo del tool LCS

1	Tool LCS
2	Router/DHCP
3	SMA Inverter Manager
4	Sunny Tripower 60
5	LAN 2
6	LAN 1

3.3.1 Primi passi

1. Avviare il tool LCS. Il tool visualizza un elenco di tutti gli Inverter Manager identificati. Prima che il tool LCS abbia identificato tutti gli Inverter Manager, potrebbero passare alcuni minuti.
2. La schermata a questo punto mostra un elenco di tutti gli Inverter Manager (vedere figura 3.4). Per avviare la procedura guidata, fare clic sull'Inverter Manager da configurare. Facendo clic sull'Inverter Manager, vengono visualizzati gli inverter rilevati dall'Inverter Manager. Gli inverter non avviati (senza codice rete assegnato) sono presentati con una cornice blu insieme alla loro versione software.

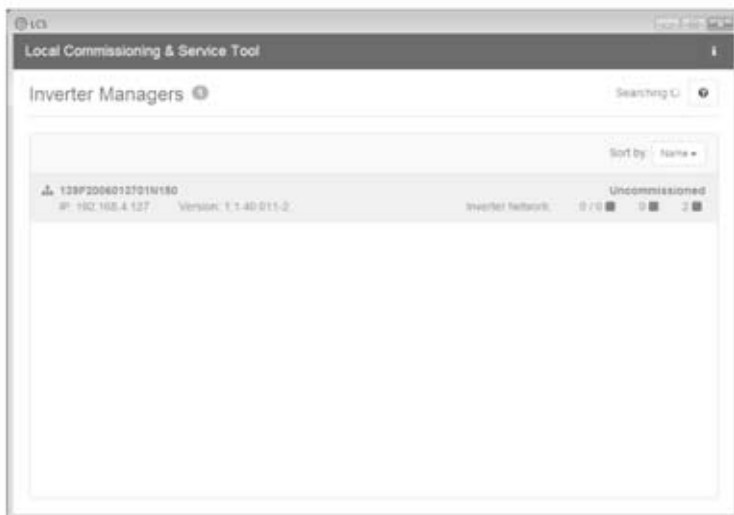


Figura 3.4 Tool LCS - Schermata iniziale

3. Verificare che la data e l'ora siano corrette. In caso contrario, impostare data e ora e continuare. V. figura 3.5.

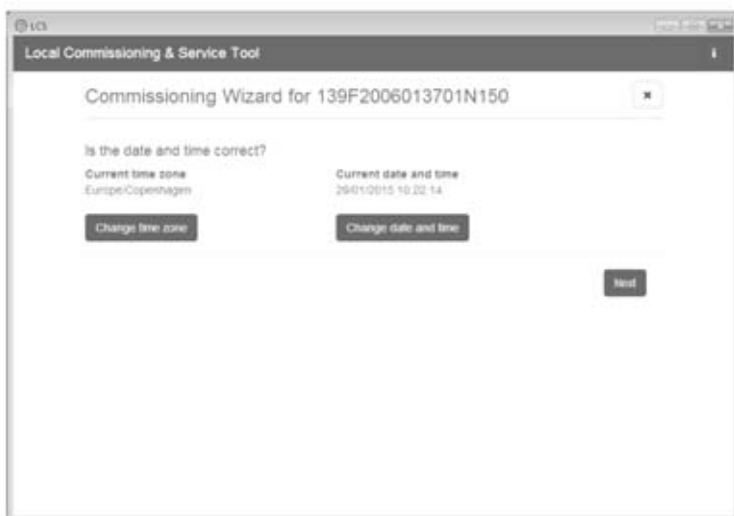


Figura 3.5 Tool LCS - Verificare data e ora

- Viene visualizzato un elenco di inverter identificati dall'Inverter Manager selezionato. V. figura 3.6.

Verificare che l'elenco degli inverter sia completo.

Verificare che tutti gli inverter siano presenti. È possibile continuare la configurazione degli inverter elencati anche se non sono stati rilevati tutti gli inverter. Gli inverter non ancora rilevati possono comunque essere configurati successivamente.

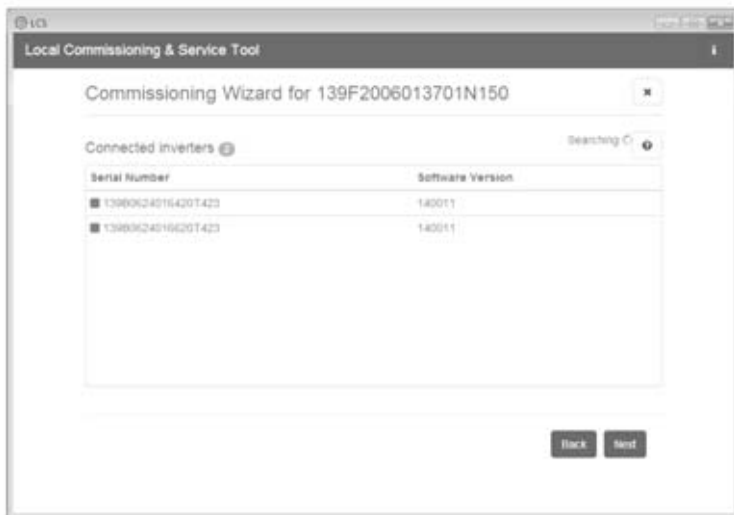


Figura 3.6 Tool LCS - Elenco degli inverter collegati

- Selezionare il paese desiderato dall'elenco delle opzioni disponibili per l'inverter nella rete. V. figura 3.7.
- Selezionare il codice di rete desiderato da un elenco di opzioni disponibile per il paese selezionato. Se necessario, caricare un codice griglia personalizzato facendo clic sul pulsante "Carica". V. figura 3.7. Il pulsante "Crea" è inattivo e non può essere usato.



Figura 3.7 Tool LCS - Selezionare il paese e il codice rete

- Il tool LCS chiede di confermare il paese selezionato e il codice rete. V. figura 3.8. Una configurazione non corretta può essere modificata usando il pulsante "Indietro" e cambiando le impostazioni nella finestra precedente.



Figura 3.8 Tool LCS - Verifica del paese e del codice rete

- Il sistema ora applica il codice di rete selezionato sull'Inverter Manager e sugli inverter che ha rilevato. Ogni inverter aggiunto in una fase successiva eredita automaticamente lo stesso codice di rete. È consentito un solo un codice di rete per Inverter Manager.

i NOTA

È essenziale scegliere il codice di rete corretto. Il codice di rete non può essere modificato successivamente senza contattare SMA.

9. Un quadrato verde identifica gli inverter messi in funzione. Tuttavia, gli inverter non si collegano a una rete prima che sia inviato il comando "Avvio" dalla barra sotto il menu superiore. V. figura 3.9.



Figura 3.9 Tool LCS - Elenco degli inverter collegati a Inverter Manager

10. Se è presente una corrente FV sufficiente e sono state rispettate le condizioni del codice di rete, gli inverter si collegano alla rete.
11. Dopo la messa in funzione, è possibile scaricare un rapporto di messa in funzione dal menu "Rapporti". Il rapporto contiene tutte le informazioni sulle impostazioni dell'inverter, inclusi i valori di disinserimento effettivi per ciascun inverter. Vedere figura 3. 10.

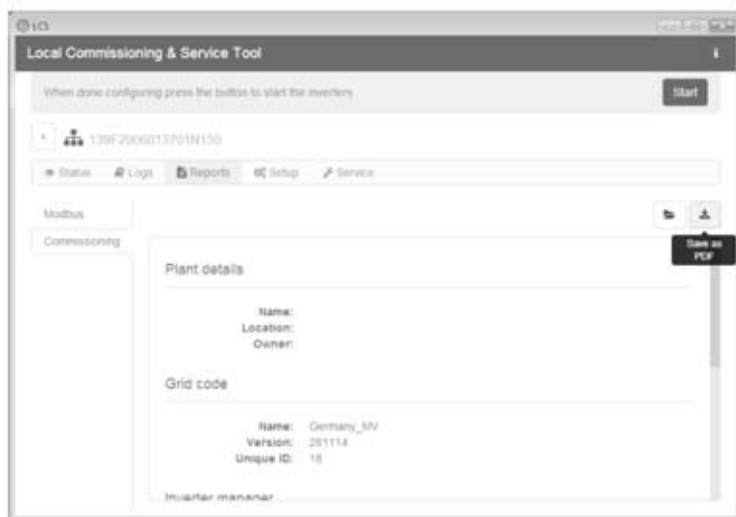


Figura 3. 10 Tool LCS - Rapporto di messa in funzione

i **NOTA**

Se il codice di rete desiderato non è disponibile, oppure se il tool LCS avvisa dell'incompatibilità delle versioni software, il codice di rete e la library del software devono essere aggiornati sul tool LCS.

Archivi del codice di rete con impostazioni idonee possono essere generate. Contattare a questo scopo SMA Solar Technology AG.

4 Servizio di assistenza tecnica

4.1 Ricerca degli errori

Le informazioni sono organizzate in tabelle che mostrano i messaggi visualizzati nel tool LCS, chiamate eventi. Le tabelle contengono descrizioni di eventi nonché spiegazioni di quali azioni intraprendere quando si verifica un evento.

Tipo di evento	Indica se l'evento è relativo alla rete di distribuzione, al sistema FV, a problemi interni o di autoprotezione.
ID	L'ID specifico dell'evento.
Display	Testo visualizzato nel display.
Descrizione	Descrizione dell'evento.
Provvedimento	Descrizione del tipo di azione da intraprendere prima di contattare altre risorse.
VNB	Se l'azione prescritta non ha identificato il malfunzionamento, contattare il gestore della rete pubblica di distribuzione per ricevere assistenza.
Servizio di assistenza tecnica	Se l'azione prescritta non ha identificato il malfunzionamento, contattare il servizio di assistenza tecnica (v. cap. 6 "Contatto", pag. 229).
FV	Se l'azione prescritta non ha identificato il malfunzionamento, contattare il servizio di assistenza tecnica del costruttore dell'inverter per ulteriore assistenza.

Eventi di rete

ID	Segnalazione di stato	Descrizione	Provvedimento	VNB	Servizio di assistenza tecnica	FV
1-6		Tensione di rete troppo bassa.	Controllare la tensione e l'installazione CA. Se la tensione è zero, controllare i fusibili.	x	-	-
7-9		Media della tensione di rete troppo elevata per 10 minuti.	Controllare che l'installazione sia corretta in base alla guida all'installazione. In tal caso, richiedere un nuovo file del codice di rete con un limite di tensione maggiore o una potenza reattiva per la soppressione della tensione.	x	-	-
10-15		Tensione di rete troppo elevata.	Controllare la tensione e l'installazione CA.	x	-	-
16-18		L'inverter ha rilevato un picco di tensione sulla rete di distribuzione.	Controllare la tensione e l'installazione CA.	x	-	-
19, 22		Frequenza di rete troppo bassa o troppo elevata.	Controllare la frequenza di rete.	x	-	-

ID	Segnalazione di stato	Descrizione	Provvedimento	VNB	Servizio di assistenza tecnica	FV
31-33		Corrente di rete CC troppo alta.	Per occorrenze giornaliere ripetute, effettuare l'analisi di rete in loco.	-	x	-
34-37		L'unità di monitoraggio a corrente residua (RCMU) ha misurato una corrente eccessiva.	Disinserire sia CC che CA e attendere che si spenga il display. Quindi inserire CC e CA e osservare se l'evento si ripete. Ispezione visiva di tutti i cavi e moduli FV.	-	x	-
40	Rete CA non conforme	La rete CA è stato fuori intervallo per oltre 10 minuti (frequenza e/o tensione).	Controllare la frequenza di rete, la tensione di rete, la versione del software e le impostazioni del codice di rete.	x	-	-
41-43		Fault Ride Through. (Capacità dell'impianto di rimanere connesso alla rete) L'inverter ha rilevato che la tensione di rete era inferiore o superiore a un certo livello.	Se questo evento viene segnalato più volte ogni giorno, effettuare l'analisi di rete in loco.			
48, 51		Frequenza di rete troppo bassa o troppo elevata.	Controllare la frequenza e l'installazione CA.	x	-	-
54-56		Corrente di rete CC troppo elevata (fase 2).	Per occorrenze giornaliere ripetute, effettuare l'analisi di rete in loco.	x	-	-
61		Perdita di rete, fase aperta rilevata.	Se l'evento si ripete varie volte al giorno, contattare il gestore di rete.	x	-	-
62		Blackout	Se l'evento si ripete varie volte al giorno, contattare il gestore di rete.	x	-	-
64-81		Tensione di rete in fase troppo bassa.	Controllare la tensione e l'installazione CA. Se la tensione è zero, controllare i fusibili.	x	-	-

Tabella 4.1 Eventi di rete

Eventi FV

ID	Segnalazione di stato	Descrizione	Provvedimento	VNB	Servizio di assistenza tecnica	FV
103	La corrente FV è troppo alta/in attesa.	Troppi moduli FV collegati in parallelo. Dovrebbe apparire soltanto su impianti appena installati.	Controllare il numero di stringhe in parallelo e i valori nominali della corrente. È stato superato il limite di corrente? Ricollegare le stringhe in parallelo.	-	x	x
115, 260	ISO FV troppo bassa	La resistenza tra la massa e FV è troppo bassa per l'avviamento dell'inverter. In questo caso l'inverter eseguirà una nuova misura dopo 10 minuti.	Effettuare un'ispezione visiva di tutti i cavi FV e dei moduli per un'installazione corretta in base alla guida all'installazione. L'evento potrebbe indicare che manca il collegamento PE.	-	x	x
258	Tensione FV è troppo elevata/in attesa.	La tensione CC è troppo elevata.	Controllare che l'impianto FV e la configurazione corrispondano alle raccomandazioni nei manuali.	-	x	x
278		Avvertenza tensione CC elevata.	Controllare che l'impianto FV e la configurazione corrispondano alle raccomandazioni nei manuali.	-	x	x

Tabella 4.2 Eventi relativi al sistema FV

Eventi interni

ID	Segnalazione di stato	Descrizione	Provvedimento	VNB	Servizio di assistenza tecnica	FV
2000		La temperatura interna dell'inverter è troppo alta.	-	-	-	-
2010, 2011		È stato avviato /concluso l'aggiornamento software del computer principale.	-	-	-	-
2012 - 2018		L'aggiornamento software non è riuscito.	Avviare nuovamente l'aggiornamento software. In caso che si verificano errori durante l'aggiornamento, contattare il servizio di assistenza tecnica SMA.	-	x	-
2030		La trasmissione dati del codice di rete al computer principale non è riuscito.	Se un evento si verifica frequentemente, contattare il servizio di assistenza tecnica.	-	x	-

ID	Segnalazione di stato	Descrizione	Provvedimento	VNB	Servizio di assistenza tecnica	FV
2050, 2051		La connessione WLAN è attiva / non è attiva.	Nessuna contromisura necessaria. L'errore consente di identificare cavi Ethernet guasti.	-	-	-
2052, 2053		La trasmissione del codice di rete dell'Inverter Manager all'STP 60-10 è stato avviato / concluso.	-	-	-	-
2054		La trasmissione del codice di rete dell'Inverter Manager all'STP 60-10 non è riuscito.	Se un evento si verifica frequentemente, contattare il servizio di assistenza tecnica.	-	-	-

Tabella 4.3 Eventi interni

Eventi interni

ID	Segnalazione di stato	Descrizione	Provvedimento	VNB	Servizio di assistenza tecnica	FV
201-208		La temperatura interna dell'inverter è troppo elevata.	Controllare che l'inverter non sia coperto e che il condotto di ventilazione non sia bloccato.	-	x	-
209, 210		La tensione sul bus CC è troppo elevata.	Se l'evento persiste, resettare l'inverter scollegando CC e CA usando i connettori. Se l'evento si ripete, controllare la tensione massima FV tramite il display per verificare se è superiore ai limiti.	-	x	-
211	Numero di giri ventola troppo basso	La velocità della ventola è troppo bassa.	Controllare se la ventola dell'inverter è bloccata.	-	x	-
213-215		Errore interno. La tensione misurata a monte e a valle del relè differisce troppo.	Contattare il Servizio di assistenza tecnica.	-	x	-
216-218		La corrente misurata sul lato CA è troppo elevata.	Contattare il Servizio di assistenza tecnica.	-	x	-
219-221		Errore interno. La tensione misurata a monte e a valle del relè differisce troppo.	Contattare il Servizio di assistenza tecnica.	-	x	-

ID	Segnalazione di stato	Descrizione	Provvedimento	VNB	Servizio di assistenza tecnica	FV
225-240, 275		Guasto nella memoria/EEPROM.	Riavviare l'inverter. Se l'evento persiste, chiamare l'assistenza.	-	x	-
241, 242, 245, 249		Errore di comunicazione interno	Riavviare l'inverter. Se l'evento persiste, chiamare l'assistenza.	-	x	-
248		Errore CPU interno.	Riavviare l'inverter. Se l'evento persiste, chiamare l'assistenza.	-	x	-
252-254		La corrente misurata sul lato CA è troppo elevata.	Se l'evento persiste, chiamare l'assistenza.	-	x	-
243, 263		Errore interno.	Riavviare l'inverter. Se l'evento persiste, chiamare l'assistenza.	-	x	-
279		Errore del sensore di temperatura	Se l'evento persiste, chiamare l'assistenza.	-	x	-
280		Timeout autotest 24 ore. L'autotest deve essere eseguito almeno una volta ogni 24 ore.	Nessuna.	-	-	-
281		Troppi eventi RCMU durante le passate 24 ore. Sono consentiti in 24 ore solo 4 tentativi di riconnessione automatici dopo l'evento 34. L'inverter tenta automaticamente di ricollegarsi dopo un certo periodo di tempo.	Attendere fino a 24 ore. Se si verifica anche l'evento 34, seguire l'azione per l'evento 34.	-	x	-
282		Impostazioni del codice di rete non valide.	Riavviare l'inverter. Se l'evento persiste, chiedere all'Assistenza di generare un nuovo file del codice di rete o riselectzionare un codice di rete standard.	-	x	-
283		Errore comando di gate.	Riavviare l'inverter. Se l'evento persiste, chiamare l'assistenza.	-	x	-
323		Errore ventola interna. La massima potenza di uscita è stata ridotta.	Se l'evento persiste, chiamare l'assistenza.	-	x	-

Tabella 4.4 Eventi interni

Eventi causati dall'autotest

ID	Descrizione	Provvedimento	VNB	Servizio di assistenza tecnica	FV
100	La corrente di ingresso FV è negativa. Errore del sensore.	Controllare la polarità dell'installazione FV. Se è corretta, chiamare il servizio di assistenza tecnica.	-	x	-
264, 266	Test del circuito di misura fallito.	Riavviare l'inverter. Se l'evento persiste, chiamare l'assistenza.	-	x	-
272	Test del circuito di misura fallito. L'inverter continua a funzionare senza protezione da sovratensioni.	Sostituire il dispositivo di protezione da sovratensioni FV. Vedere le istruzioni per la sostituzione dell'SPD per i dettagli.	-	x	-
273	Errore del dispositivo di protezione da sovratensioni di rete CA. L'inverter continua a funzionare senza protezione da sovratensioni.	Sostituire il dispositivo di protezione da sovratensioni FV. Vedere le istruzioni per la sostituzione dell'SPD per i dettagli.	-	x	-
274	Stato del dispositivo di protezione da sovratensioni sconosciuto.	Riavviare l'inverter. Se l'evento persiste, chiamare l'assistenza.	-	x	-
350-352	Autotest dell'unità di monitoraggio correnti di guasto (RCMU) fallito.	Contattare il Servizio di assistenza tecnica.	-	x	-
353	Test sensore di corrente fallito.	Contattare il Servizio di assistenza tecnica.	-	x	-
356-361	Il test del transistor e dei relè è fallito oppure si è guastato il relè dell'inverter (con la premessa che il contatto fosse saldato).	Contattare il Servizio di assistenza tecnica.	-	x	-
366	Autotest dell'unità di monitoraggio correnti di guasto (RCMU) fallito.	Contattare il Servizio di assistenza tecnica.	-	x	-

Tabella 4. 5 Eventi causati dall'autotest

4.2 Manutenzione

Assicurarsi che il dissipatore di calore sul lato posteriore dell'inverter non sia coperto.

Pulire i contatti del sezionatore FV una volta all'anno. Pulire commutando l'interruttore sulle posizioni on e off per 10 volte. Il sezionatore FV è collocato alla base dell'inverter.

Per un funzionamento corretto e una lunga durata in servizio, assicurare una libera circolazione dell'aria:

- intorno al dissipatore di calore sul lato superiore
- verso la ventola alla base dell'inverter.

Per togliere le ostruzioni, pulire usando aria compressa, un panno morbido oppure una spazzola.

AVVERTENZA

La temperatura del dissipatore di calore può superare i 70 °C.

5 Dati tecnici

5.1 Specifiche

Parametro	STP 60-10
CA	
Potenza apparente nominale ¹⁾	60 kVA
Potenza attiva nominale ²⁾	60 kW
Intervallo potenza reattiva ¹⁾	0-60 kVAr
Tensione di rete nominale (intervallo di tensione)	3P + PE (WYE) / 400-480 V (+/- 10 %)
Schemi di messa a terra supportati	TT, TN
Corrente CA nominale	3 x 87 A
Corrente max. CA	3 x 87 A (3 x 72 A @ 480 V)
Distorsione di corrente CA (THD alla potenza di uscita nominale)	< 1%
Corrente di inserzione	9,2 A/5 ms
Corrente di guasto massima	Valore effettivo 49,8 A su 3 periodi
Corrente di guasto in uscita massima	> 0,99 a potenza nominale
Regolazione del fattore di potenza	0,8 sovraeccitato, 0,8 sottoeccitato
Consumo di corrente in standby (solo comm.)	3 W
Frequenza di rete (range)	50/60 Hz (+/- 10 %)
CC	
Range di tensione d'ingresso	565-1000 V con 400 V ca 680-1000 V con 480 V ca
Tensione nominale CC	630 V con 400 V ca 710 V con 480 V ca
Intervallo di tensione MPPT - potenza nominale	570-800 V con 400 V ca 685-800 V con 480 V ca
Tensione max CC	1000 V
Potenza minima in connessione alla rete di distribuzione	100 W
Massima corrente MPP CC4)	110 A
Massima corrente CC4)	150 A
Inseguitori MPP/Ingresso per MPPT	1 / 1 (combinazione di stringhe esterne)
Categorie di sovratensione	CA: Categoria di sovratensione III (OVC III), FV: Categoria di sovratensione II (OVC II)
Grado di rendimento	
Grado di rendimento max. europeo EU/CEC	98,8%
Grado di rendimento EU a 630 V _{cc}	98,3%

Parametro	STP 60-10
Grado di rendimento max. a 400/480 V _{ca}	98,0%/98,5%
Grado di rendimento inseguimento MPP, statico	99,9 %
Involucro	
Dimensioni (A x L x P)	740 × 570 × 300 mm (29 × 22,5 × 12")
Peso	75 kg (165 lbs) ³⁾
Livello di rumorosità	58 dB(A) (tipica)

Tabella 5.1 Specifiche

¹⁾ Alla tensione di rete nominale.

²⁾ Alla tensione di rete nominale, Cos(phi)=1.

³⁾ In funzione delle opzioni installate.

⁴⁾ In tutte le condizioni.

Parametro	Serie STP 60
Classe di isolamento	I
Elettrico	
Sicurezza elettrica	<ul style="list-style-type: none"> • IEC 62109-1/IEC 62109-2 (classe I, messo a terra - parte di comunicazione classe II, PELV) • UL 1741 con inverter FV interattivi EPS non isolati • IEEE 1547
Funzionale	
Sicurezza di funzione	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoraggio della tensione e della frequenza • Monitoraggio contenuto di corrente continua nella corrente alternata • Monitoraggio della resistenza di isolamento • Monitoraggio della corrente residua • UL1998
Rilevamento islanding - blackout	<ul style="list-style-type: none"> • Commutazione attiva della frequenza • Scollegamento • Monitoraggio trifase • ROCOF/SFS
Compatibilità RCD ¹⁾	Tipo B, 600 mA

Tabella 5.1 Specifiche di sicurezza

¹⁾ Rispettare sempre le normative locali.

5.2 Impostazioni di scollegamento

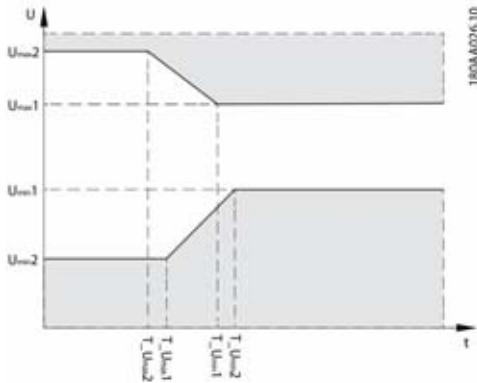


Figura 5.1 Interruzione per sovratensione e sottotensione

Potenza nominale rete		Umin2 [V]	T_Umin2 [s]	Umin1 [V]	T_Umin1 [s]	Umax1 [V]	T_Umax1 [s]	Umax2 [V]	T_Umax2 [s]
Tensione nominale: 400 V	Standard	200,00	0,16	352,00	2,00	440,00	1,00	480,00	0,16
	Range	160-240	0.1-3.0	300-380	0.5-3.0	420-480	0.5-3.0	440-520	0.1-3.0
Tensione nominale: 480 V	Standard	240,00	0,16	423,00	2,00	528,00	1,00	576,00	0,16
	Range	192-288	0.1-3.0	360-456	0.5-3.0	504-576	0.5-3.0	528-624	0.1-3.0

Tabelle 5.3 Livelli di scatto della tensione e tempi di scatto predefiniti

	Fmin2 [Hz]	T_Fmin2 [s]	Fmin1 [Hz]	T_Fmin1 [s]	Fmax1 [Hz]	T_Fmax1 [s]	Fmax2 [Hz]	T_Fmax2 [s]
Standard	57,00	0,16	59,30	10,00	60,50	0,16	-	-
Range	56.5-57.5	0.1-3.0	57.0-59.8	0.16-300	60.1-60.9	0.16-3.0	60.1-61.0	0.1-3.0

Tabelle 5.4 Livelli di scatto di frequenza e tempi di scatto predefiniti

NOTA

I valori si applicano solo a IEEE 1547.

5.3 Conformità

Norme internazionali	Serie STP 60
Grado di rendimento	Grado di rendimento EU, norma: EN 50530 Efficienza CEC, norma: direttiva CEC Procedura di prova: Protocollo del test di prestazione per valutare gli inverter usati nei sistemi fotovoltaici collegati alla rete (bozza): 1 marzo 2005
Direttiva sulla bassa tensione	2006/095/CE
Direttiva EMC (compatibilità elettromagnetica)	2004/108/EC
Sicurezza	IEC 62109-1/IEC 62109-2 UL 1741 UL 508i
Sicurezza di funzione	IEC 62109-2 UL 1741/IEEE 1547
EMC, immunità alle interferenze	EN 61000-6-1 EN 61000-6-2
EMC, interferenza elettromagnetica	EN 61000-6-3 EN 61000-6-4 CISPR 11 classe B FCC parte 15
Correnti armoniche consentite	EN 61000-3-12
CE	Sì
Caratteristiche di rete di approvvigionamento	IEC 61727 EN 50160 IEEE 1547 UI

Tabella 5.5 Conformità alle norme internazionali

Approvazioni e certificati sono disponibili nell'area download del sito www.SMA-Solar.com

5.4 Condizioni di installazione

Parametro	Specifica
Range di temperature di funzionamento	-25 °C ... 60 °C (possibile riduzione di potenza sopra 45 °C) (-13 °F ... 140 °F) (possibile riduzione di potenza sopra 113 °F)
Temperatura di stoccaggio	-40 °C ... 60 °C
Umidità relativa	95%, (non condensante)
Grado di inquinamento	PD2
Categoria ambientale IEC62109-1	Esterni, bagnato(vedere dettagli cap. 2, pag. 197)
Classe ambientale secondo IEC 60721-3-4	4K4H/4Z4/4B2/4S3/4M2/4C2
Sistema di raffreddamento	Forzato
Qualità dell'aria - generale	ISA S71.04-1985 Livello G3 (con 75% rF)
Qualità dell'aria - zone costiere, fortemente industrializzate e agricole	Deve essere misurato e classificato sec. ISA S71.04-1985: G3 (con 75% rF)
Vibrazioni	< 1G
Grado di protezione IP della cassa	IP65
Tipo di cassa UL 50E	NEMA 3R
Max. altitudine di funzionamento (sul livello del mare)	2000 m (6500 ft) sul livello del mare (a partire di un'altitudine di 1000 m è possibile una riduzione di potenza).*
Installazione	Evitare flussi d'acqua costanti. Evitare la luce solare diretta. Assicurare una ventilazione adeguata. Montare su una superficie non infiammabile. Montare in posizione eretta su una superficie verticale. Prevenire la formazione di polvere e di gas di ammoniaca.

* Installazione in altitudine > 2000 m sono possibili su richiesta, contattare SMA Solar Technology AG.

Tabella 5.6 Condizioni per l'installazione

5.5 Specifiche di coppia

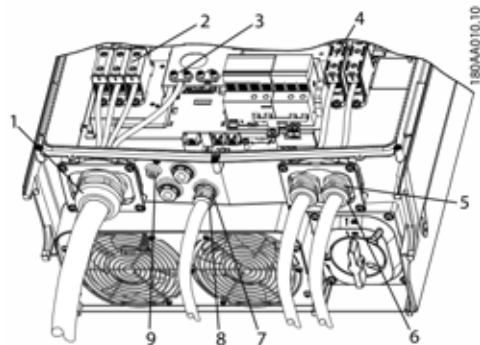


Figura 5.2 Panoramica dell'inverter con indicazioni di coppia

Parametro	Utensile	Coppia
1 Pressacavo M63	Chiave per dadi 65/68 mm	6 Nm (53 in-lbf)
2 Morsetto al collegamento CA	TX 30	14 Nm (124 in-lbf)
3 Conduttore di protezione primario (conduttore di protezione secondario a destra)	TX 30	3,9 Nm (35 in-lbf)
4 Morsetto al collegamento CC	TX 30	14 Nm (124 in-lbf)
5 Pressacavo M32	Chiave per dadi 36 mm	6 Nm (53 in-lbf)
6 Dado a risvolto sul pressacavo M32	Chiave per dadi 36 mm	1,8 Nm (16 in-lbf)
7 Pressacavo M25	Chiave per dadi 33 mm	10 Nm (89 in-lbf)
8 Dado a risvolto sul pressacavo M25	Chiave per dadi 33 mm	1,8 Nm (16 in-lbf)
9 M6 messa a terra apparecchi (morsetto di collegamento equipotenziale)	TX 20	3,9 Nm (35 in-lbf)
Viti anteriori (non raffigurato)	TX 30	1,5 Nm (13 in-lbf)

Tabella 5.7 Specifiche della coppia di serraggio

⚠ ATTENZIONE

Se i tappi ciechi vengono rimossi (vedere (7) in Figura 5.2), usare raccordi con classe: 3, 3S, 4, 4X, 6, 6P.

5.6 Specifiche interfaccia ausiliaria

Parametro	Specifica
Corrente dell'inverter max., I_{cmax}	87 A
Tipo di fusibile consigliato tipo gL/gG (IEC 60269-1)	100-125 A
Fusibile consigliato classe T (UL/USA)	125 A
MCB raccomandato di tipo B o C	125 A
Grandezza massima del fusibile	125 A

Tabella 5.8 Specifiche della rete di alimentazione

i NOTA

Osservare le normative locali.

5.7 Dati tecnici delle interfacce di comunicazione

Interfaccia	Parametro	Dettagli di parametro	Specifica
Ethernet	Cavi	Diametro del rivestimento cavo (\varnothing)	2 x 5-7 mm
		Tipo di cavo	Cavo STP (Shielded Twisted Pair, CAT 5e oder SFTP CAT 5e) ¹⁾
		Impedenza caratteristica del cavo	100 Ω - 120 Ω
	2 Connettori RJ-45 2 x RJ-45 per Ethernet	Sezione conduttore	24-26 AWG (in funzione della spina di accoppiamento RJ-45)
		Terminazione schermatura cavo	Mediante spina RJ-45
	Isolamento galvanico dell'interfaccia		Ja, 500 Veff
	Protezione da contatto diretto	Isolamento doppio/rinforzato	Sì
	Protezione contro i cortocircuiti		Sì
	Comunicazione	Topologia della rete	A stella e a cascata
	Cavi	La lunghezza del cavo max tra 2 inverter non deve superare i	100 m (328 ft)
Numero di inverter max	Pro SMA Inverter Manager	42	

Tabella 5.9 Dati tecnici delle interfacce di comunicazione

¹⁾ Prima di collegare i cavi in esterno, fare riferimento all'utilizzo di un cavo idoneo. Se il cavo è molto rigido, deve essere usata una morsettieria intermedia per fare sì che ci sia un cavo più flessibile prima dell'accesso all'inverter. Nel caso di alcuni cavi, potrebbe essere sufficiente togliere il rivestimento esterno alla parte del cavo che si trova dentro l'alloggiamento dell'inverter. Questo serve a proteggere i connettori Ethernet RJ-45 montati su circuito stampato da uno stress eccessivo, che potrebbe causare danni o problemi di connessione.



Figura 5.3 Interfacce ausiliarie (interruzione del circuito stampato di comunicazione con i connettori Ethernet RJ-45)

5.8 Collegamenti Ethernet

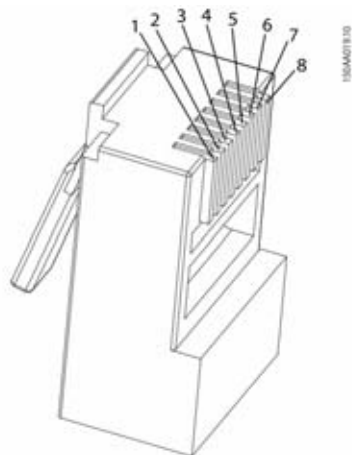


Figura 5.4 Dettaglio pedinatura RJ-45 per Ethernet

Pedinatura a Ethernet	Colore standard	
	Cat. 5 T-568A	Cat. 5 T-568B
1. RX+	Verde/bianco	Arancione/bianco
2. RX	Verde	Arancione
3. TX+	Arancione/bianco	Verde/bianco
4.	Blu	Blu
5.	Blu/bianco	Blu/bianco
6. TX-	Arancione6,	Verde
7.	Marrone/bianco	Marrone/bianco
8.	Marrone	Marrone

5.8.1 Topologia della rete

L'inverter possiede due connettori Ethernet RJ-45 che consentono la connessione di vari inverter in una topologia in linea, alternativa alla tipica topologia a stella.

NOTA

La topologia ad anello (C in Figura 5.5) è solo consentita se è realizzata con un interruttore Ethernet che supporta l'albero ricoprente.

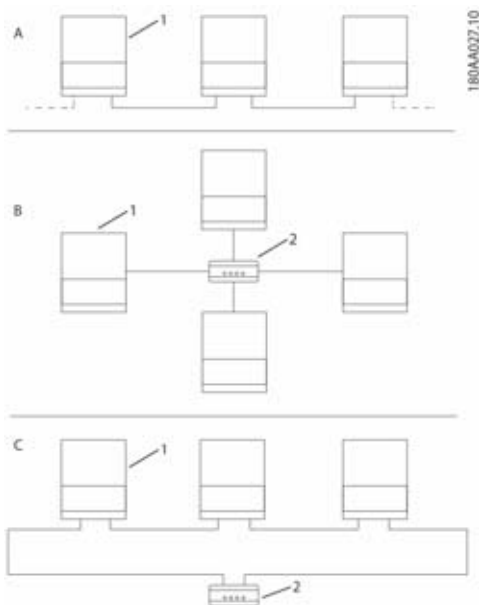


Figura 5.5 Topologia della rete

A	Catena lineare
B	Topologia a stella
C	Topologia ad anello (solo se viene usato l'albero ricoprente)
1	Sunny Tripower 60
2	Switch Ethernet

Lo stato dei LED accanto alla porta Ethernet è spiegato in Tabella 5. 12. Sono presenti 2 LED per porta.

Stato	LED giallo	LED verde
Off	Velocità di connessione 10 MBit	Nessun link
On	Velocità di connessione 100 MBit	Link
Lampette	-	Attività

Tabella 5. 12 Stato del LED

6 Contatto

In caso di problemi tecnici con i nostri prodotti si prega di rivolgersi al Servizio di assistenza tecnica SMA. Per poter essere d'aiuto, necessitiamo dei seguenti dati:

- Tipo di inverter
- Numero di serie dell'inverter
- Versione firmware dell'inverter
- Eventuali impostazioni nazionali specifiche dell'inverter
- Tipo e numero dei moduli FV collegati
- Luogo e altitudine di montaggio dell'inverter
- Messaggio sul display

Australia	SMA Australia Pty Ltd. Sydney Toll free for Australia: 1800 SMA AUS (1800 762 287) International: +61 2 9491 4200	Belgien Belgique België Luxemburg Luxembourg Nederland	SMA Benelux BVBA/SPRL Mechelen +32 15 286 730
Argentina	SMA South America SPA	Česko	SMA Central & Eastern
Brasil	Santiago	Magyarország	Europe s.r.o.
Chile	+562 2820 2101	Polska	Praha
Perú		România	+420 235 010 417
		Slovensko	
Danmark	SMA Solar Technology AG	France	SMA France S.A.S.
Deutschland	Niestetal		Lyon
Österreich	SMA Online Service Center:		Sunny Boy, Sunny Mini Central,
Schweiz	www.SMA.de/Service Sunny Boy, Sunny Mini Central, Sunny Tripower: +49 561 9522-1499 Monitoring Systems (Kommunikationsprodukte): +49 561 9522-2499 Fuel Save Controller (PV-Diesel Hybridsysteme): +49 561 9522-3199 Sunny Island, Sunny Backup, Hydro Boy: +49 561 9522-399 Sunny Central: +49 561 9522-299		Sunny Tripower : +33 472 09 04 40 Monitoring Systems : +33 472 09 04 41 Sunny Island : +33 472 09 04 42 Sunny Central : +33 472 09 04 43
España	SMA Ibérica Tecnología Solar,	India	SMA Solar India Pvt. Ltd.
Portugal	S.L.U. Barcelona +34 935 63 50 99		Mumbai +91 22 6171 3888
South Africa	SMA Solar Technology South Africa Pty Ltd. Centurion (Pretoria) 08600 SUNNY (08600 78669) International: +27 (12) 622 3000	Ελλάδα Κύπρος Κίβρις България	SMA Hellas AE Αθήνα 801 222 9 222 International: +30 212 222 9 222

Italia	SMA Italia S.r.l. Milano +39 02 8934-7299	United Kingdom	SMA Solar UK Ltd. Milton Keynes +44 1908 304899
ไทย	SMA Solar (Thailand) Co., Ltd. กรุงเทพฯ +66 2 670 6999	대한민국	SMA Technology Korea Co., Ltd. 서울 +82-2-520-2666
الإمارات العربية المتحدة	SMA Middle East LLC أبو ظبي +971 2 234-6177	Other countries	International SMA Service Line Niestetal Toll free worldwide: 00800 SMA SERVICE (+800 762 7378423)

SMA Solar Technology

www.SMA-Solar.com



139R0102

