



**BUREAU
VERITAS**

Zertifikat

Unbedenklichkeitsbescheinigung

Hersteller / Antragsteller: **SMA Solar Technology AG**
Sonnenallee 1
34266 Niestetal
Deutschland

Typ Erzeugungseinheit:	Photovoltaikwechselrichter	
Name der EZE:	STP 50-40	STP 50-41
Wirkleistung (Nennleistung bei Nennbedingungen) [kW]:	50,0	50,0
Bemessungsspannung:	400V 3 ~/ N / PE @ 50 / 60 Hz	400V 3 ~/ N / PE @ 50 / 60 Hz
Firmware Version:	ab V03.11.02.R	

Netzanschlussregel: TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B (Maximalkapazität ≥ 250 kW und < 35 MW und Nennspannung < 110 kV); Version 1.1

**Mitgeltende Normen /
Richtlinien:**

OVE-Richtlinie R25:2020-03

Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten (Generatoren) vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb an Niederspannungsverteilnetzen

Technische Richtlinien: FGW TR3 Rev. 25, FGW TR4 Rev. 9

Bestimmung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen, Speichern sowie für deren Komponenten am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz

Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen, Speicher sowie Komponenten

Die im Zertifikat aufgeführte Erzeugungseinheit wurde nach den, in der Netzanschlussregel referenzierten, technischen Richtlinien geprüft und zertifiziert. Die in der Netzanschlussregel geforderten elektrischen Eigenschaften werden erfüllt hinsichtlich:

- Frequenzhaltung
- Robustheit und dynamischer Netzstützung
- statischer Spannungshaltung
- Netzmanagement und Systemschutz (auf Einheitenebene)
- Synchronisierung und Netzwiederaufbau
- Netzrückwirkungen

Anmerkung (Einschränkung und Abweichung): Eine Prüfklemmleiste ist bei Bedarf separat nachzurüsten.

Das Zertifikat beinhaltet folgende Angaben:

- technische Daten der Erzeugungseinheit, der eingesetzten Hilfseinrichtungen und der verwendeten Softwareversion
- schematischen Aufbau der Erzeugungseinheit
- Referenz-Prüfberichte

Projektnummer: **17TH0199-OVE-directive R25_1**
2220 / 0183 - E1 - TG3
2220/0183-TG4

Zertifizierungsprogramm: **NSOP-0032-DEU-ZE-V01**

Zertifikatsnummer: **U21-0477**

Ausstellungsdatum: **2021-05-26**



Zertifizierungsstelle

Thomas Lammel

Zertifizierungsstelle der Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH akkreditiert nach DIN EN ISO/IEC 17065

Eine auszugsweise Darstellung des Zertifikats bedarf der schriftlichen Genehmigung der Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH

Anhänge im Zertifikat U21-0477

Inhaltsverzeichnis

Anhang 1 – Referenzen	3
Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten	4
Beschreibung der Erzeugungseinheiten	4
Beschreibung der Schnittstellen zur Regelung von Wirk- und Blindleistung	9
Anhang 3 – Zusammenfassung des Prüfberichts	15
Anhang 4 – Zusammenfassung der Prüfberichte	16
Anhang 5 – Bewertung der Konformität der Erzeugungseinheiten	17

1. Anhang 1 – Referenzen

Dieses Zertifikat beruht auf folgenden Dokumenten:

Referenz	Richtlinien
[R.1]	TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinstenerzeugungsanlagen (Maximalkapazität < 250 kW und Nennspannung < 110 kV) Version 1.1, 2019-12-12
[R.2]	TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B (Maximalkapazität \geq 250 kW und < 35 MW und Nennspannung < 110 kV) Version 1.1, 2019-12-12
[R.3]	OVE-Richtlinie R 25: 2020-03-01 Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten (Generatoren) vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb an Niederspannungs-Verteilernetzen
[R.4]	Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung), VDE-AR-N 4110:2018-11
[R.6]	Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und –anlagen Teil 3 (TR3), Bestimmung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen, Speicher sowie für deren Komponenten am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz, Revision 25, Stand 01.09.2018
[R.7]	Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und –anlagen Teil 4 (TR4), Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen, Speicher sowie deren Komponenten, Revision 09, Stand 01.02.2019
[R.8]	EN 50549-2:2019 Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen - Teil 2: Anschluss an das Mittelspannungsverteilstromnetz für Erzeugungsanlagen bis einschließlich Typ B

Referenz	Zertifikate
[Z.1]	Unbedenklichkeitsbescheinigung (U21-0206) nach TOR Erzeuger Typ A:2019-12, ausgestellt von Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH am 20.08.2020 U21-0206
[Z.2]	Einheitszertifikat nach VDE-AR-N 4110:2018-11, ausgestellt von SGS Belgium NV – Division SGS CEBEC am 23.03.2021 2620/0183-E1-CER
[Z.3]	Unbedenklichkeitsbescheinigung EN 50549-2:2019 Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen - Teil 2: Anschluss an das Mittelspannungsverteilstromnetz für Erzeugungsanlagen bis einschließlich Typ B U21-0149

Referenz	Prüfberichte
[P.1]	Prüfbericht gemäß OVE-Richtlinie R 25: 2020-03-01, ausgestellt von Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH am 05.03.2021 17TH0199-OVE-directive R25_1
[P.2]	TR3 Prüfbericht gemäß FGW TR3 Rev.25, ausgestellt von SGS Tecnos, S.A. (Electrical Testing Laboratory) am 16.03.2021 2220 / 0183 – E1 -TG3
[P.3]	TR4 Prüfbericht gemäß FGW TG4 Rev.09, ausgestellt von SGS Tecnos, S.A. (Electrical Testing Laboratory) am 18.03.2021 2220/0183-TG4
[P.4]	Prüfbericht zum Nachweis der Konformität mit EN 50549-2:2019, ausgestellt von Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH am 10.02.2021 17TH0199-EN50549-2_1

2. Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten

2.1. Beschreibung der Erzeugungseinheiten

Hersteller / Antragsteller:	SMA Solar Technology AG Sonnenallee 1 34266 Niestetal Deutschland	
Typ Erzeugungseinheit:	Photovoltaikwechselrichter	
Name der EZE:	STP 50-40	STP 50-41
Wirkleistung [kW]:	50,0	50,0
Scheinleistung [kVA]:	50,0	50,0
Bemessungsspannung [V]:	400V 3 ~/ N / PE @ 50 / 60 Hz	400V 3 ~/ N / PE @ 50 / 60 Hz
Bemessungsstrom (AC) I_r [A]:	72,5	72,5
Firmware Version:	ab V03.11.02.R	
Messzeitraum:	2020-02-25 to 2020-06-08; 2020-08-25 to 2020-10-31; 2020-06-10 to 2020-10-29; 2020-02-23 to 2020-03-17	
Wirk- / Scheinleistungsbereich (ermittelte Messwerte bei Nennspannung)		
Name der EZE:	STP 50-40	STP 50-41
P_Emax [kW] bei cos φ = 1	50,36	
S_Emax [kVA] bei cos φ = 1	50,36	
P_Emax [kW] bei cos φ untererregt = 0,9	45,09	
S_Emax [kVA] bei cos φ untererregt = 0,9	50,41	
P_Emax [kW] bei cos φ übererregt = 0,9	45,43	
S_Emax [kVA] bei cos φ übererregt = 0,9	50,33	
Anmerkung: Bei cos φ = 1 entspricht die Wirkleistung der Bemessungsscheinleistung. Für die Umsetzung einer Blindleistungssollwertvorgabe wird bei Bedarf die Wirkleistung reduziert.		

2. Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten

SUNNY TRIPOWER CORE1
STP 50-40



World's first free standing inverter

Up to 60 % faster installation for commercial PV systems

Cost-Effective

- Floor-mounted device easy to install
- No DC fuses required
- Integrated DC disconnect

Highly Integrated

- Integrated Wi-Fi access with any mobile device
- 12 direct string inputs reduce labor and material costs
- AC/DC overvoltage protection (optional)

Fastest Installation

- Fast grid connection due to easy inverter configuration and commissioning
- Completely accessible connection areas

Maximum Yields

- Up to 150% DC:AC ratio
- Six independent MPP trackers guarantee optimal energy production for every use, even in shading

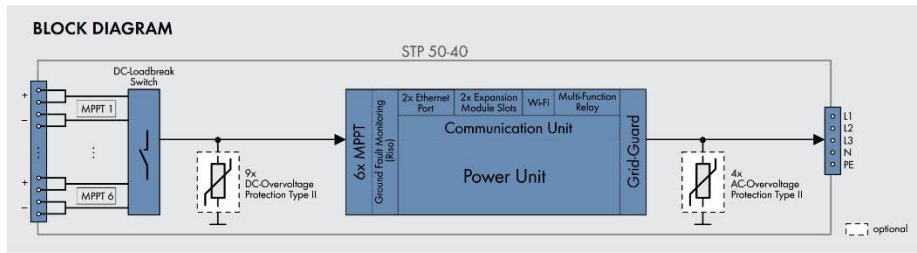
SUNNY TRIPOWER CORE1

Stands on its own

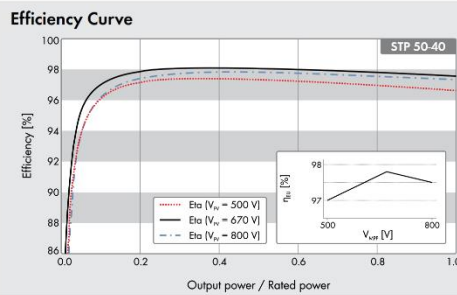
The Sunny Tripower CORE1 is the world's first free-standing string inverter for decentralized rooftop and ground-based PV systems as well as covered parking spaces. The CORE1 is the third generation in the successful Sunny Tripower product family and is revolutionizing the world of commercial inverters with its innovative design. SMA engineers developed an inverter that combines a unique design with an innovative installation method to significantly reduce installation time and provide all target groups with a maximum return on investment.

From delivery and installation to operation, the Sunny Tripower CORE1 generates widespread savings in logistics, labor, materials and services. Commercial PV installations are now quicker and easier to complete than ever before.

2. Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten



Technical Data	Sunny Tripower CORE1	Technical Data	Sunny Tripower CORE1
Input (DC)		Efficiency	
Max. generator power	75000 Wp STC	Max. efficiency / European efficiency	98.1% / 97.8%
Max. input voltage	1000 V	General data	
MPP voltage range / rated input voltage	500 V to 800 V / 670 V	Dimensions (W/H/D)	621 mm / 733 mm / 569 mm (24.4 in / 28.8 in / 22.4 in)
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	Weight	84 kg (185 lb)
Max. operating input current / per MPPT	120 A / 20 A	Operating temperature range	-25°C to +60°C (-13°F to +140°F)
Max. short circuit current per MPPT / per string input	30A / 30A	Noise emission (typical)	< 65 dB(A)
Number of independent MPPT inputs / strings per MPP input	6 / 2	Self-consumption (at night)	4.8 W
Output (AC)		Topology / Cooling concept	Transformerless / OptiCool
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	50000 W	Degree of protection (as per IEC 60529)	IP65
Max. apparent AC power	50000 VA	Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H
AC nominal voltage	220 V / 380 V 230 V / 400 V 240 V / 415 V	Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%
AC voltage range	202 V to 305 V	Features / functions / accessories	
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz	DC connection / AC connection	SUNCLIX / screw terminal
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	Mounting feet	●
Max. output current / Rated output current	72.5 A / 72.5 A	LED indicators (status / fault / communication)	●
Output phases / AC connection	3 / 3-(N)-PE	LC display	○
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor	1 / 0.0 leading to 0.0 lagging	Interface: Ethernet / WLAN / RS485	● / 2 ports / ● / ○
THD	< 3%	Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire, Webconnect	● / ● / ●
Protective devices		Multi-Function relay / Expansion Module Slots	● / ● (2 ports)
Input-side disconnection device	●	OptiTrac Global Peak / Integrated Plant Control / G on Demand 24/7	● / ● / ●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	Off-grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	Guarantee: 5/10/15/20 years	● / ○ / ○ / ○
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●	Certificates and permits (more available on request)	
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11/2012, CEI 016, CEI 021, EN 50438:2013*, GS9/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2016, NBR 16149, NEN-EN 50438, NRS 0972:1, PEA 2016, PRC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7/2013, SI4777, TOR D4, TR 3:2.2, UTE C15712:1, VDE 0126-1, VDE-ARN 4105, VFR 2014, P.O.12.3, NTCO-NTCC5, GC 8.9H, FR20, DEWA	
AC/DC surge arrester (type 2, type 1/2)	○	* Does not apply to all national appendices of EN 50438	
		● Standard features ○ Optional - Not available	
		Data at nominal conditions - status: 01/2019	
		Type designation	STP 50-40



Assessories

- SMA Sensor Module MD.SEN-40
- SMA IO-Module MD.IO-40
- SMA RS485 Module MD.485-40
- Universal Mounting System UMS_KIT-10
- AC Surge Protection Module Kit type 2, type 1/2 AC_SPD_Kit1-10, AC_SPD_KIT2_T1T2
- DC Surge Protection Module Kit type 2, type 1/2 DC_SPD_Kit4-10, DC_SPD_KIT5_T1T2

www.SMA-Solar.com

SMA Solar Technology

© 2019 SMA Solar Technology AG. SMA and Sunny Tripower are registered trademarks of SMA Solar Technology AG. Based on IEC 61727. All products and services described in and on this document are subject to change, even for reasons of safety, legal requirements, or any other reasons without notice. SMA assumes no liability for typographical or other errors. For current information, please visit www.SMA-Solar.com.

2. Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten

SUNNY TRIPOWER CORE1
STP 50-41



World's first free standing inverter

Up to 60 % faster installation for commercial PV systems

Cost-Effective

- Floor-mounted device easy to install
- No DC fuses required
- Integrated DC disconnect

Highly Integrated

- Integrated Wi-Fi access with any mobile device
- 12 direct string inputs reduce labor and material costs
- AC/DC overvoltage protection (optional)
- Arc-fault circuit interrupter (AFCI)

Fastest Installation

- Fast grid connection due to easy inverter configuration and commissioning
- Completely accessible connection areas

Maximum Yields

- Up to 150% DC:AC ratio
- Yield increase without installation effort due to integrated shade management SMA ShadeFix

SUNNY TRIPOWER CORE1

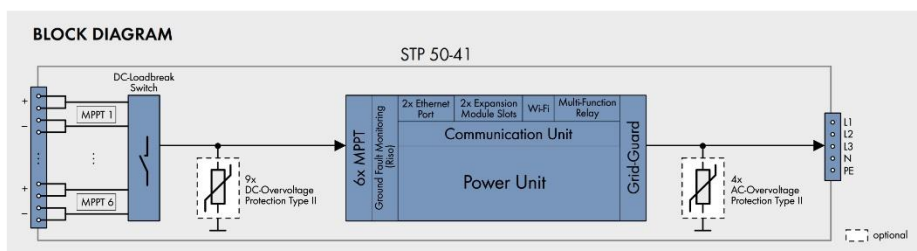
Stands on its own

The Sunny Tripower CORE1 is the world's first free-standing string inverter for decentralized rooftop and ground-based PV systems as well as covered parking spaces. The CORE1 is the third generation in the successful Sunny Tripower product family and is revolutionizing the world of commercial inverters with its innovative design. SMA engineers developed an inverter that combines a unique design with an innovative installation method to significantly reduce installation time and provide all target groups with a maximum return on investment.

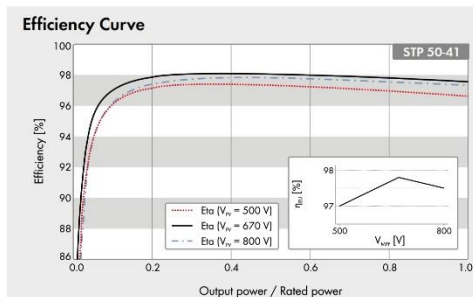
From delivery and installation to operation, the Sunny Tripower CORE1 generates widespread savings in logistics, labor, materials and services. Commercial PV installations are now quicker, more reliable and easier to complete than ever before.

2. Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten

preliminary



Technical Data	Sunny Tripower CORE1	Technical Data	Sunny Tripower CORE1
Input (DC)		Efficiency	
Max. generator power	75000 Wp STC	Max. efficiency / European efficiency	98.1% / 97.8%
Max. input voltage	1000 V	General data	
MPP voltage range / rated input voltage	500 V to 800 V / 670 V	Dimensions (W/H/D) without feet or DC load break switch	569 mm / 733 mm / 621 mm (22.4 in / 28.8 in / 24.4 in)
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	Weight	84 kg (185 lb)
Max. operating input current / per MPPT	120 A / 20 A	Operating temperature range	-25°C to +60°C (-13°F to +140°F)
Max. short circuit current per MPPT / per string input	30A / 30A	Noise emission (typical)	< 65 dB(A)
Number of independent MPPT inputs / strings per MPP input	6 / 2	Self-consumption (at night)	4.8 W
Output (AC)		Topology / Cooling concept	Transformerless / OptiCool
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	50000 W	Degree of protection (as per IEC 60529)	IP65
Max. apparent AC power	50000 VA	Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H
AC nominal voltage	220 V / 380 V 230 V / 400 V 240 V / 415 V	Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%
AC voltage range	202 V to 305 V	Features / functions / accessories	
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz	DC connection / AC connection	SUNCLIX / screw terminal
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	Mounting feet	•
Max. output current / Rated output current	72.5 A / 72.5 A	LED indicators (status / fault / communication)	•
Output phases / AC connection	3 / 3-(N)-PE	IC display	○
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor	1 / 0.0 leading to 0.0 lagging	Interface: Ethernet / WLAN / RS485	• (2 ports) / • / ○
THD	< 3%	Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire, Webconnect	• / • / •
Protective devices		Multi-Function relay / Expansion Module Slots	• / • (2 ports)
Input-side disconnection device	•	Shade management SMA ShadeFix / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	• / • / •
Ground fault monitoring / grid monitoring	• / • / •	Arc-fault circuit interrupter (AFCI) / IV Generator diagnosis	• / •
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	• / • / -	Off-grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	• / •
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	•	Guarantee: 5/10/15/20 years	• / ○ / ○ / ○
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II	Certificates and permits (more available on request)	C10/11-2019; EN 50539-2013
AC/DC surge arrester (type 2, type 1/2)	○	• Standard features ○ Optional – Not available	
		Data at nominal conditions - preliminary data, status: 11/2021	
		Type designation	STP 50-41



Assessories

- SMA Sensor Module MD.SEN-40
- SMA IO-Module MD.IO-40
- SMA RS485 Module MD.485-40
- Universal Mounting System UMS_KIT-10
- AC Surge Protection Module Kit type 2, type 1/2 AC_SPD_Kit1-10, AC_SPD_KIT2_T1T2
- DC Surge Protection Module Kit type 2, type 1/2 DC_SPD_Kit4-10, DC_SPD_KIT5_T1T2

SMA-Solar.com

SMA Solar Technology

Differences of the models in the series:

The STP 50-41 is an upgrade of the STP 50-40 with the AFCI (Arc-Fault Circuit Interruption) function. A new PCB Board was added with the AFCI function, which implied minor modifications of three of the existing boards.

None of the aforementioned changes cause a modification of the performance and behaviour, which was tested and certified for the STP 50-40 in accordance with all grid connection standards.

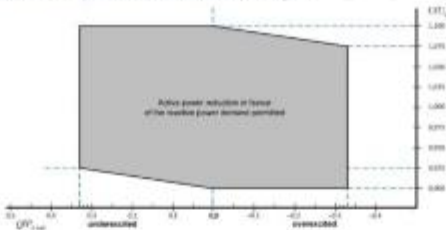
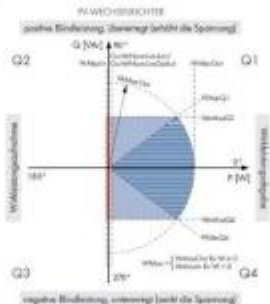
Therefore testing of the PGU STP 50-40 is applicable for the PGU STP 50-41.

2. Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten

2.2. Beschreibung der Schnittstellen zur Regelung von Wirk- und Blindleistung



Annex to certificate: 2620/0183-E1-CER
Page 10 of 77

FGW TG8	Title				Result
A.1.2.4	Reactive power				P
A.1.2.4.1	Reactive power provision				--
A.1.2.4.1.1	VDE 4110 Requirement Cl.	VDE 4110 Verification Cl.	Associated documents	Requirement needed	
	10.2.2.1 to 10.2.2.3	11.2.4	TG3	<input checked="" type="checkbox"/> Manufacturer's declaration <input checked="" type="checkbox"/> Test report	
<p>Evaluated documentation:</p> <ul style="list-style-type: none"> Information provided by the manufacturer: Document [1]. Among others, main points detailed by the manufacturer are: Information of reactive power set-points and interfaces to command them is given according to: General Information Point 2. Description of the remote control in a typical installation and a picture of this typical installation : "Any Ethernet-capable plant controller that uses either Modbus TCP, Modbus Sunspec or SMA Speedwire protocol (e.g. SMA Data Manager M or L) can be used as a plant control interface to the inverters. In order to define P/Q setpoints the plant controller is typically used in combination with a grid data acquisition unit, a ripple control receiver or an overlaid SCADA system." Information about methods for setting of P and Q setpoints, etc. indicating the necessary hard- and software). Point 4: "Via Ethernet using the SMA plant controllers (Data Manager M, Data Manager L, PPM) or even a park controller from another company with Modbus TCP or Modbus Sunspec." TR8 Document: "Every setpoint value specified by the grid operator can be achieved within the required reactive power range."  <p>TR8 Document, point 1: "Active power reduction may be parametrized to the benefit of reactive power feed-in. The Parameter inverter.WMaxOut can be used to reduce the maximum active power output (in favour of the reactive power output) permanently. See the following diagram:</p>  <p>This value will then be the new lower Pn which will not be exceeded during operation of the PGU. A signal for a setpoint of 100%Pn, by the ripple control receiver or other P-parameter setpoint causes the PGU to inject the new lower Pn-value."</p>					

SGS Belgium NV – Division SGS CEBEC
Riverside Business Park
Bld. Internationalelaan, 55 Bld. K
BE-1070 Brussels
Tel. +32 2 556 00 20
Fax +32 2 556 00 36

Annex to certificate: 2620/0183-E1-CER
Page 11 of 77

FGW TG8	Title				Result
A.1.2.4	Reactive power				P
A.1.2.4.1	Reactive power provision				--
A.1.2.4.1.1	VDE 4110 Requirement Cl.	VDE 4110 Verification Cl.	Associated documents	Requirement needed	P
	10.2.2.1 to 10.2.2.3	11.2.4	TG3	<input checked="" type="checkbox"/> Manufacturer's declaration <input checked="" type="checkbox"/> Test report	
	<p>- Information provided by the manufacturer (continuation from the previous page):</p> <p>TR8 Document, point 3: "The reactive power setpoint can be specified manually via the user interface or externally via a higher-level control unit. In case of a manual setpoint, you must set the reactive power specified by the grid operator as a value in VAr or in percent of WMax or VArMax (depending on the setting in VArNomRefMod) via parameters. In case of an external setpoint, the inverter receives the reactive power setpoint through a higher-level control unit. In case of an external setpoint, the dynamic behaviour for the implementation of the setpoint and the specified fallback value for the absent setpoint must be entered. In addition, depending on the specifications of the grid operator, the voltage-limiting function can be activated and set. Further information can be found in the document NSM-GG10-TI-en [3]."</p> <p><u>Document [2]:</u> This document provides the information of PQ voltage dependent curves declared by the manufacturer. These curves are offered in the clause 2.3.2 of this annex to certificate.</p> <p><u>Document [3]:</u> The information of interfaces for the control of reactive power provision is given in the point 2 of this referred document: "After commissioning, the country data set must be set either on the user interface of the inverter via the installation assistant or via the higher-level control unit (e.g. SMA Data Manager or Modbus control). The parameters for setting the functions described in this document can either be set via the user interface of the inverter or via a higher-level control unit. An overview of all parameter settings of the inverter can be exported via the user interface of the inverter or, in the case of systems with SMA Data Manager, via the user interface of the SMA Data Manager. If a Sunny Portal system is present, the parameter settings can also be exported via the Sunny Portal!"</p> <p>The information of types of setpoint value specifications is given in the point 4.2 of this referred document. This includes details of the Q-step response via a step response for the interface/setpoint value combinations. Refer to the document [3] for further information.</p> <p><u>Document [4]:</u> see the full list of configurable parameters for STP 50-40 in the clause 3.3 of this annex to certificate. These are also valid for STP 50-41.</p> <p>- Test Report: Test report no. 2220 / 0183 – E1 – TG3. Dated on March 16th, 2021. Compliance is evidenced by test results provided in points 4.2.1.1, 4.2.1.2 and 4.2.2 of this test report.</p>				

2. Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten

FGW TG8	Title				Result
A.1.2.4	Reactive power				P
A.1.2.4.2	Procedure for reactive power provision				--
A.1.2.4.2.1	VDE 4110 Requirement Cl.	VDE 4110 Verification Cl.	Associated documents	Requirement needed	
	10.2.2.4	--	TG3	<input checked="" type="checkbox"/> Manufacturer's declaration <input checked="" type="checkbox"/> Test report	
<p>Evaluated documentation:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Information provided by the manufacturer: Document [1]. Among others, main points detailed by the manufacturer are: TR8 Document, point 4: "The type of the reactive power control on the lowest system level is based on Q. The STP 50-40 provide the following reactive power settings: <ul style="list-style-type: none"> o Settable $\cos\phi$ value (Range: +/- 0,8) o Settable Q value (Range: 50/- 50 kVar) o Configurable $\cos\phi(P)$-curve (8 supporting points) o Configurable Q(U)-curve (8 supporting points) o Configurable Q(P)-curve (8 supporting points) o Configurable $\cos\phi(U)$-curve (8 supporting points) For details of the functional descriptions see operating manuals and parameter list and document NSM-GG10-TI-en [3]. The requirements must be met at the level of the PGS at the latest. Therefore, the use of park controller is deemed compulsory as the inverter control its reactive power at its output terminal. The requirements must be met at the level of the PGS at the latest. Therefore, the use of park controller (PGP) is deemed compulsory as the inverter control its reactive power at its output terminal" - TR8 Document, point 5: "In case of a loss of communication with the PGS controller, the parameter <code>Inverter.CtlComCfg.VArCtlCom.Ctl-ComMssMod</code> allows to define the fallback behaviour with two choices: <ul style="list-style-type: none"> - <code>UsStp</code>: previous values are maintained (maintain the values received last) - <code>UsFib</code>: they are applied fallback values using the parameter <code>Inverter.CtlComCfg.VArCtlCom.Fib-VArNom</code> The parameter <code>Inverter.CtlComCfg.VArCtlCom.TmsOut</code> defines the time until switching to the set fallback behaviour." - Document [3]: The information of types of setpoint value specifications is given in the point 4.2 of this referred document. This includes details of the Q-step response via a step response for the interface/setpoint value combinations. Refer to this document for further and detailed information of each one of methods above mentioned. Document [4]: see the full list of configurable parameters for STP 50-40 in the clause 3.3 of this annex to certificate. These are also valid for STP 50-41. - Test Report: Test report no. 2220 / 0183 – E1 – TG3. Dated on March 16th, 2021. 					

2. Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten



Annex to certificate: 2620/0183-E1-CER
Page 13 of 77

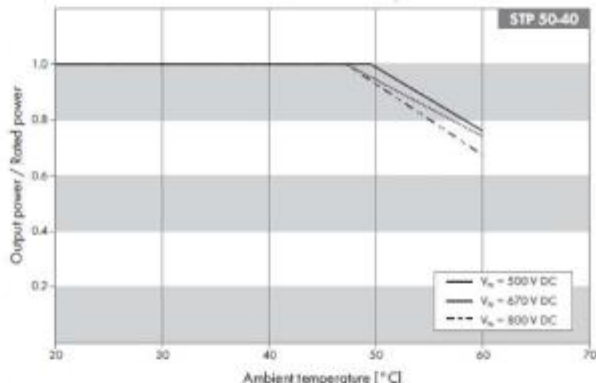
FGW TG8	Title				Result
A.1.2.5	Active power				P
A.1.2.5.1	General information and grid safety management				--
A.1.2.5.1.1	VDE 4110 Requirement Cl.	VDE 4110 Verification Cl.	Associated documents	Requirement needed	
	10.2.4.1 and 10.2.4.2	11.2.7	TG3	<input checked="" type="checkbox"/> Manufacturer's declaration <input checked="" type="checkbox"/> Test report	
	<p>Evaluated documentation:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Information provided by the manufacturer: Document [1]: Among others, main points detailed by the manufacturer are: Information of reactive power set-points and interfaces to command them is given according to: General information Point 2: "Any Ethernet-capable plant controller that uses either Modbus TCP, Modbus Sunspec or SMA Speedwire protocol (e.g. SMA Data Manager M or L) can be used as a plant control interface to the inverters. In order to define P/Q setpoints the plant controller is typically used in combination with a grid data acquisition unit, a ripple control receiver or an overlaid SCADA system." General information Point 4: "Via Ethernet using the SMA plant controllers (Data Manager M, Data Manager L, PPM) or even a park controller from another company with Modbus TCP or Modbus Sunspec." General information Point 5: "The inverter can remain connected down to 0%Pmax without disconnection. During commissioning it can be defined that the inverter disconnects when the power goes down to 0%Pmax. As an alternative, the disconnection of the inverter can be commanded via Modbus using the parameter FastStop." TR8 Document, point 6: "The setpoint for the active power setpoint can be specified manually via the user interface of the inverter or externally (e.g. through telecontrol or a system controller). In case of an external setpoint, the inverter receives the setpoint through a higher-level control unit. Products with a second input for external setpoints can process an additional setpoint from a second external source. This lets you process, for example, specifications of the direct marketer via SMA Spot at setpoint input 1 and, at the same time, the grid operator's specifications can be processed at setpoint input 2 via the SMA I/O module. The Interfaces for specifying active power (grid operator, direct seller) are implemented separately. If lowest active power value is accepted (even if specifications overlap in time). Further information can be found in the document NSM-GG10-TI-en [3]". TR8 Document, point 8: "The active gradient method is implemented in both the power generating unit and the PGP controller." Document [3]: The information of interfaces for the control of active power is given in the point 2 of this referred document: "After commissioning, the country data set must be set either on the user interface of the inverter via the installation assistant or via the higher-level control unit (e.g. SMA Data Manager or Modbus control). The parameters for setting the functions described in this document can either be set via the user interface of the inverter or via a higher-level control unit. An overview of all parameter settings of the inverter can be exported via the user interface of the inverter or, in the case of systems with SMA Data Manager, via the user interface of the SMA Data Manager. If a Sunny Portal system is present, the parameter settings can also be exported via the Sunny Portal" The information of types of setpoint value specifications is given in the point 4.1.1. of this referred document. 				P

SGS Belgium NV – Division SGS CEBEC
Riverside Business Park
Bid. Internationalaalaan, 55 Bldk. K
BE-1070 Brussels
Tel. +32 2 556 00 20
Fax +32 2 556 00 36

2. Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten



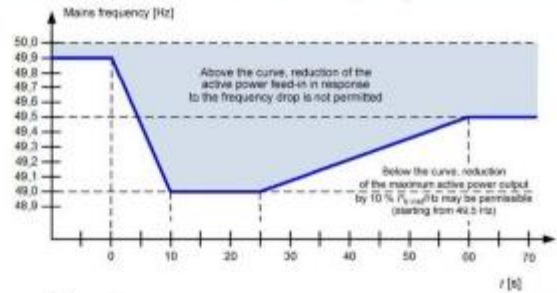
Annex to certificate: 2620/0183-E1-CER
Page 14 of 77

FGW TG8	Title				Result
A.1.2.5	Active power				P
A.1.2.5.1	General information and grid safety management				--
A.1.2.5.1.1	VDE 4110 Requirement Cl.	VDE 4110 Verification Cl.	Associated documents	Requirement needed	P
	10.2.4.1 and 10.2.4.2	11.2.7	TG3	<input checked="" type="checkbox"/> Manufacturer's declaration <input checked="" type="checkbox"/> Test report	
<p>- Information provided by the manufacturer (continuation from the previous page): Which is concerned with the capability of primary control energy supply, this is not mandatory according to the standard VDE-AR-N 4110: 2018-11. Nevertheless, the point 4.1.3 of the document [3] describes how they are handled active power increases in case of change of irradiation. <i>"When there is a change in irradiation, the inverter can limit its active power by means of the increase rate".</i> Refer to document [3] for further information.</p> <p><u>Document [4]</u>: see the full list of configurable parameters for STP 50-40 in the clause 3.3 of this annex to certificate. These are also valid for STP 50-41.</p> <p><u>Document [5]</u>: The clause 5.1.2 of this document provides information of the derating behaviour in function of the temperature. See below:</p> <div style="text-align: center;">  <p>The graph shows the derating behavior of the inverter. The y-axis represents 'Output power / Rated power' ranging from 0.2 to 1.0. The x-axis represents 'Ambient temperature [°C]' ranging from 20 to 70. Three curves are shown for different DC link voltages: V_{dc} = 500V DC (solid line), V_{dc} = 670V DC (dashed line), and V_{dc} = 800V DC (dotted line). All curves start at 1.0 at 20°C and remain constant until approximately 45°C. After 45°C, the curves show a linear decrease. At 60°C, the derating factor is approximately 0.7 for 500V DC, 0.6 for 670V DC, and 0.5 for 800V DC.</p> </div> <p>Note: this derating curve is valid for both the STP 50-40 and the STP 50-41.</p> <p>- Test Report: Test report no. 2220 / 0183 – E1 – TG3. Dated on March 16th, 2021. Compliance is evidenced by test results provided in points 4.1.1 and 4.1.2.1 of this test report.</p>					

2. Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten



Annex to certificate: 2620/0183-E1-CER
Page 15 of 77

FGW TG8	Title				Result
A.1.2.5	Active power				P
A.1.2.5.2	Active power output as a function of grid frequency				--
A.1.2.5.2.1	VDE 4110 Requirement Cl.	VDE 4110 Verification Cl.	Associated documents	Requirement needed	
	10.2.4.3	11.2.8	TG3	<input checked="" type="checkbox"/> Manufacturer's declaration <input checked="" type="checkbox"/> Test report	
<p>Evaluated documentation:</p> <ul style="list-style-type: none"> Information provided by the manufacturer: Document [1]: Among others, main points detailed by the manufacturer are: TR8 Document, point 10: "The active power reduction is possible down to the technical minimum power of the PGU. The initial time delay T_V of the frequency-dependent active power variation is not more than 2 s. The PGU can be operated another 5 s without active power increase above f_{Stop}. Separation from the grid only takes place for reasons of self-protection. An operating capability above 51.5 Hz is possible TR8 Document, point 11: " PGU rides through the following fast frequency changes (ROCOF) without disconnecting from the grid: <ul style="list-style-type: none"> ±2.00 Hz/s in rolling 0.5 s window; ±1,50 Hz/s in rolling 1.0 s window; ±1,25 Hz/s in rolling 2.0 s window" TR8 Document, point 12: "In the range between 50 Hz and the curve in Figure 17 the PGUs do not reduce their active power" 					
 <p>The graph shows the relationship between main frequency (Hz) on the y-axis (ranging from 48.9 to 50.0) and time (s) on the x-axis (ranging from 0 to 70). A solid blue line represents the power reduction curve. It starts at 50.0 Hz, remains constant until approximately 2 seconds, then drops to a minimum of about 49.0 Hz at 10 seconds. It then rises back to 50.0 Hz by 30 seconds and remains constant until 70 seconds. A shaded area above the curve is labeled 'Above the curve, reduction of the active power lead-in in response to the frequency drop is not permitted'. A shaded area below the curve is labeled 'Below the curve, reduction of the maximum active power output by 10 % $P_{max}(f)$ to may be permissible (starting from 49.5 Hz)'. The x-axis is labeled 't [s]' and the y-axis is labeled 'Main frequency [Hz]'.</p>					P
<p>Document [3]: The information of the P(f) Characteristic Curve is given in the point 5.2.2. of this referred document.</p> <p>Document [4]: see the full list of configurable parameters for STP 50-40 in the clause 3.3 of this annex to certificate. These are also valid for STP 50-41.</p> <ul style="list-style-type: none"> Test Report: Test report no. 2220 / 0183 – E1 – TG3. Dated on March 18th, 2021. Compliance is evidenced by test results provided in points 4.1.2 and 4.1.3 of this test report. 					

3. Anhang 3 – Zusammenfassung des Prüfberichts OVE-Richtlinie R 25

Die im Zertifikat aufgeführten Erzeugungseinheiten wurden nach der technischen OVE-Richtlinie R25 geprüft. Die in der Netzanschlussregel TOR Erzeuger „Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinsterzeugungsanlagen (Maximalkapazität < 250 kW und Nennspannung < 110 kV)“ geforderten elektrischen Eigenschaften für Anschluss und Parallelbetrieb an Niederspannungs-Verteilernetzen werden erfüllt:

- 5.1 Prüfung der Netzurückwirkungen
- 5.2 Prüfung des Symmetrieverhaltens von Drehstromumrichtern
- 5.3 Prüfung des Verhaltens der Erzeugungseinheit am Netz
- 5.4 Prüfung der selbsttätig wirkenden Freischaltstelle
- 5.5 Prüfung der Zuschaltbedingungen und Synchronisierung
- 5.6 Nachweis der Robustheit und dynamischen Netzstützung

4. Anhang 4 – Zusammenfassung der Prüfberichte Technische Richtlinien: FGW TR3 Rev. 25, FGW TR4 Rev. 9

Das der Netzanschlussregel TOR Erzeuger „Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B (Maximalkapazität ≥ 250 kW und < 35 MW und Nennspannung < 110 kV)“ konforme Verhalten bezüglich FRT-Fähigkeit mit Anschluss an das Mittelspannungsnetz der Erzeugungseinheiten ist durch die Ergebnisse im TR3-Prüfbericht (nach der technischen Richtlinie TR3, Test 4.6) belegt.

Anmerkung:

Die Implementierung der FRT Funktion für die Ländereinstellung „Austria“ ist identisch zu den Ländereinstellungen nach VDE AR-N 4110:2018:

- für den Anschluss und Parallelbetrieb an Niederspannungs-Verteilernetzen können die Erzeugungseinheiten mit eingeschränkter dynamischen Netzstützung betrieben werden.
- Im Fall eines Anschluss an das Mittelspannungsnetz oder einer höheren Spannungsebene werden die symmetrischen Komponenten der Spannung während des Netzfehlers überwacht und das Mit- und Gegensystem des Stromes geregelt. Bei symmetrischen und unsymmetrischen Spannungseinbrüchen erfolgt eine definierte Blindstromeinspeisung im Mitsystem und Gegensystem entsprechend der K-Faktor-Kennlinie.

- 4.1. Die der Netzanschlussregel TOR Erzeuger „Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B (Maximalkapazität ≥ 250 kW und < 35 MW und Nennspannung < 110 kV)“ konforme Blindleistungskapazität ist durch die Ergebnisse im TR3-Prüfbericht (nach der technischen Richtlinie TR3, Test 4.2.2 und 4.2.3) und die Herstellererklärung (dokumentiert im Prüfbericht und durch das Zertifikat VDE AR-N 4110:2018 nachgewiesen.
- 4.2. Das der Netzanschlussregel konforme Verhalten des Erzeugungseinheitenmodells wird über den TR 4-Validierungsbericht nachgewiesen.

Herstellererklärung:

Bezüglich der Implementierung der FRT Funktion und der Blindleistungskapazität besteht zwischen der Firmware Version V03.11.02.R (Netzanschlussregel VDE AR-N 4110:2018 konform) und V03.11.02.R (Netzanschlussregel TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinstenerzeugungsanlagen (Maximalkapazität < 250 kW und Nennspannung < 110 kV) und TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B (Maximalkapazität ≥ 250 kW und < 35 MW und Nennspannung < 110 kV) konform) kein Unterschied.

5. Anhang 5 – Bewertung der Konformität der Erzeugungseinheiten

Die im Zertifikat aufgeführten Erzeugungseinheiten wurden nach den technischen Richtlinien geprüft.

OVE-Richtlinie R 25: 2020-03-01

Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten (Generatoren) vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb an Niederspannungs-Verteilernetzen

Test report: 17TH0199-OVE-directive R25_1

Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und –anlagen Teil 3 (TR3), Bestimmung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen, Speicher sowie für deren Komponenten am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz, Revision 25, Stand 01.09.2018

Test report: 2220 / 0183 – E1 – TG3

Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und –anlagen Teil 4 (TR4), Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen, Speicher sowie deren Komponenten, Revision 09, Stand 01.02.2019

Test report: 2220/0183-TG4

EN 50549-2:2019 Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen - Teil 2: Anschluss an das Mittelspannungsverteilstromnetz für Erzeugungsanlagen bis einschließlich Typ B

Test report: 17TH0199-EN50549-2_1

(Herstellereklärung)

Die Implementierung der Funktionen für die Ländereinstellung „Austria“ ist identisch zu den Ländereinstellungen nach VDE AR-N 4110:2018.

5. Anhang 5 – Bewertung der Konformität der Erzeugungseinheiten

Im Folgenden der Bewertungsumfang:

Anforderung	Bewertung
5 Verhalten der Stromerzeugungsanlage am Netz	---
5.1 Anforderungen an die Frequenzhaltung	---
5.1.1 Frequenzbereiche	<p>Konform.</p> <p>Prüfung nach Richtlinie [R.6], <i>4.7 VERIFICATION OF THE WORKING RANGE WITH REGARD TO VOLTAGE AND FREQUENCY</i> dokumentiert im Prüfbericht [P.2].</p> <p>Prüfung nach Richtlinie [R.8], <i>4.4.3 Minimal requirement for active power delivery at underfrequency</i> dokumentiert im Prüfbericht [P.4].</p>
5.1.2 Frequenzgradienten	<p>Konform.</p> <p>Die EZE ist in der Lage, bei Frequenzgradienten bis zu 2 Hz/s die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb aufrechtzuerhalten.</p> <p>Prüfung nach Richtlinie [R.8], <i>4.5.2 Rate of change of frequency (ROCOF) immunity</i> dokumentiert im Prüfbericht [P.4].</p>
5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)	<p>Konform.</p> <p>Funktion auch auf EZE-Ebene implementiert. Die entsprechenden Schnittstellen sind im Zertifikat [Z.2] dokumentiert.</p> <p>Bei Bedarf kann die Funktion im überlagerten EZA-Regler implementiert werden. Information der entsprechenden Schnittstellen sind über den Hersteller zu erfragen.</p> <p>[P.2]:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Der Frequenzschwellenwert für den Beginn des LFSM-O-Modus ist einstellbar zwischen 40,00 und 60,00 Hz. • Die Statik für den LFSM-O-Modus ist einstellbar zwischen 2% und 12%. • Die Auflösung der Frequenzmessung <10 mHz. • Die anfängliche Zeitverzögerung ist im SW auf 0 s eingestellt. • Die Anforderung an die An- und Einschwingzeit kann erfüllt werden. <p>Prüfung nach Richtlinie [R.4], <i>4.1.3 Active power feed-in as a function of grid frequency</i> dokumentiert im Prüfbericht [P.2].</p>

5. Anhang 5 – Bewertung der Konformität der Erzeugungseinheiten

Anforderung	Bewertung
5.1.4 Wirkleistungsabgabe gemäß Sollwert	<p>Konform.</p> <p>Funktion auch auf EZE-Ebene implementiert. Die entsprechenden Schnittstellen sind im Prüfbericht [P.2] dokumentiert.</p> <p>Bei Bedarf kann die Funktion im überlagerten EZA-Regler implementiert werden. Information der entsprechenden Schnittstellen sind über den Hersteller zu erfragen.</p> <p>Prüfungen nach Richtlinie [R.6], <i>4.1.2 Operating power limited by grid operator</i> dokumentiert im Prüfbericht [P.2].</p>
5.1.5 Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz	<p>Konform.</p> <p>Die EZE ist in der Lage, innerhalb des Frequenzbereiches zwischen 50,0 und 47,5 Hz die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb ohne Leistungsverringerung aufrechtzuerhalten.</p> <p>Prüfungen nach Richtlinie [R.8], <i>4.4.3 Minimal requirement for active power delivery at underfrequency</i> dokumentiert im Prüfbericht [P.4].</p>
5.1.6 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U)	<p>Entfällt. (Keine Anforderung vorgesehen)</p> <p>Anmerkung: Funktion auch auf EZE-Ebene implementiert. Die entsprechenden Schnittstellen sind im Zertifikat [Z.2] dokumentiert.</p> <p>Bei Bedarf kann die Funktion im überlagerten EZA-Regler implementiert werden. Information der entsprechenden Schnittstellen sind über den Hersteller zu erfragen.</p> <p>[P.2]:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Der Frequenzschwellenwert für den Beginn des LFSM-U-Modus ist einstellbar zwischen 40,00 und 60,00 Hz. • Die Statik für den LFSM-U-Modus ist einstellbar zwischen 2% und 12%. • Die Auflösung der Frequenzmessung <10 mHz. • Die anfängliche Zeitverzögerung ist im SW auf 0 s eingestellt. • Die Anforderung an die An- und Einschwingzeit kann erfüllt werden. <p>Prüfungen nach Richtlinie [R.6], <i>4.1.3 Active power feed-in as a function of grid frequency</i> dokumentiert im Prüfbericht [P.2].</p>
5.1.7 Frequenzabhängiger Modus (Frequency Sensitive Mode, FSM)	<p>Entfällt. (Keine Anforderung vorgesehen)</p> <p>Anmerkung: Keine separate Funktion vorhanden, kann aber realisiert durch die LFSM-O in Kombination mit LFSM-U.</p> <p>Prüfung nach Richtlinie [R.4], <i>4.1.3 Active power feed-in as a function of grid frequency</i> dokumentiert im Prüfbericht [P.2].</p>
5.1.8 Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse	Entfällt.
5.2 Anforderungen hinsichtlich Robustheit und dynamischer Netzstützung	<p>Konform.</p> <p>Prüfungen nach Richtlinie [R.6], <i>4.6 RESPONSE DURING GRID FAULTS (FRT)</i> dokumentiert im Prüfbericht [P.2].</p>
5.2.1 FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen	
5.2.2 Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern	<p>Anmerkung: Der Nachweis der Stabilität bei Netzpendelungen wurde im Rahmen der dynamischen Netzstützung abgedeckt.</p>
5.2.3 Stabilität bei Netzpendelungen	

5. Anhang 5 – Bewertung der Konformität der Erzeugungseinheiten

Anforderung	Bewertung
5.3 Anforderungen hinsichtlich statischer Spannungshaltung	---
5.3.1 Spannungsbereiche	Konform. Prüfung nach Richtlinie [R.6], <i>4.7 VERIFICATION OF THE WORKING RANGE WITH REGARD TO VOLTAGE AND FREQUENCY</i> dokumentiert im Prüfbericht [P.2].
5.3.2 Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz	Konform. Anforderung kann durch Einsatz der EZE-integrierten Schutzfunktion erfüllt werden. Prüfung nach Richtlinie [R.6], <i>4.4 PGU DISCONNECTION FROM THE GRID</i> dokumentiert im Prüfbericht [P.2].
5.3.3 Blindleistungskapazität	Anmerkung: Standardmäßig ist die AC-Wirkleistung der Einheiten auf max. Scheinleistung begrenzt. In dieser Standard-PQ-Betriebsmodus ist die Blindleistung bei Vollast ($P = P_{max} = S_{max}$) Null (Leistungsfaktor = 1). Die Blindleistungskapazität der EZE dokumentiert im Zertifikat [Z.2]. Prüfung nach Richtlinie [R.6], <i>4.2.2 Measuring the maximum reactive power range (PQ diagram)</i> und <i>4.2.3 Measuring separate operating points in the voltage dependent PQ diagram</i> dokumentiert im Prüfbericht [P.2].

5. Anhang 5 – Bewertung der Konformität der Erzeugungseinheiten

Anforderung	Bewertung
5.3.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	<p>Konform.</p> <p>Die geforderten Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung sind auch auf EZE-Ebene implementiert (siehe Zertifikat [Z.2] und Prüfbericht [P.4]). Die entsprechenden Schnittstellen sind im Zertifikat [Z.2] dokumentiert.</p> <p>Bei Bedarf können die Funktionen im überlagerten EZA-Regler implementiert werden. Information der entsprechenden Schnittstellen sind über den Hersteller zu erfragen.</p> <p>Prüfungen nach Richtlinie [R.6], <i>4.2.4 Reactive power following setpoint;</i> <i>4.2.5 Q(U) control;</i> <i>4.2.6 Q(P) control;</i> <i>4.2.7 Reactive power Q with voltage limitation function.</i> dokumentiert im Prüfbericht [P.2].</p> <p>Prüfungen nach Richtlinie [R.8], <i>4.7.2.3 Control modes</i> dokumentiert im Prüfbericht [P.4]</p>
5.3.5 Spannungsregelung synchroner Stromerzeugungsanlagen	<p>Entfällt. (Anforderung nur für Synchrone Stromerzeugungsanlagen)</p>
5.3.6 Spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung	<p>Entfällt. (keine Anforderungen vorgesehen)</p> <p>Anmerkung: Funktion auch auf EZE-Ebene implementiert.</p> <p>Bei Bedarf kann die Funktion im überlagerten EZA-Regler implementiert werden. Information der entsprechenden Schnittstellen sind über den Hersteller zu erfragen.</p> <p>Prüfungen nach Richtlinie [R.3], <i>5.3.6 Spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung</i> dokumentiert im Prüfbericht [P.1].</p>
5.4 Anforderungen hinsichtlich Netzmanagement und Systemschutz	---
5.4.1 Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber	<p>Konform.</p> <p>Funktion auch auf EZE-Ebene implementiert. Die entsprechenden Schnittstellen sind im Zertifikat [Z.2] dokumentiert.</p> <p>Bei Bedarf kann die Funktion im überlagerten EZA-Regler implementiert werden. Zur Info der entsprechenden Schnittstellen kann an Hersteller wenden.</p> <p>Prüfungen nach Richtlinie [R.6], <i>4.1.2 Operating power limited by grid operator</i> dokumentiert im Prüfbericht [P.2].</p>
Anforderung	Bewertung
5.4.2 Simulationsmodelle und Simulationsparameter	<p>Konform.</p> <p>Validiertes Simulationsmodell sowie die entsprechenden Parameter vorhanden. (Siehe Zertifikat [Z.2] und Prüfbericht [P.3].)</p> <p>Anmerkung:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Funktionen implementiert im Modell gemäß Modellhandbuch (siehe Zertifikat [Z.2]): • Anwendungsbereich des Modells (siehe Zertifikat [Z.2]): • Umfang der Validierungs- und Plausibilitätstests nach Richtlinie [R.7] dokumentiert in Prüfbericht [P.3] (siehe Zertifikat [Z.2]):

5. Anhang 5 – Bewertung der Konformität der Erzeugungseinheiten

Anforderung	Bewertung
5.4.3 Systemschutz	Anmerkung: Genaue Betrachtung auf Anlagenebene notwendig. Siehe Punkt 5.3.4.
5.5 Anforderungen hinsichtlich Synchronisierung und Netzwiederaufbau	---
5.5.1 Synchronisierungsvorrichtungen	Entfällt.
5.5.2 Zuschaltbedingungen	Anmerkung: Genaue Betrachtung auf Anlagenebene notwendig. Funktion auch auf EZE-Ebene implementiert. Prüfungen nach Richtlinie [R.6], <i>4.5 VERIFICATION OF CONNECTION CONDITIONS</i> dokumentiert im Prüfbericht [P.2].
5.5.3 Schwarzstartfähigkeit	Entfällt. (keine Anforderungen vorgesehen)
5.5.4 Inselbetriebsfähigkeit	Entfällt. (keine Anforderungen vorgesehen)
5.5.5 Schnelle Neusynchronisierung	Entfällt. (keine Anforderungen vorgesehen) Anmerkung: Funktion auch auf EZE-Ebene implementiert. Prüfung nach Richtlinie [R.6], <i>4.5 VERIFICATION OF CONNECTION CONDITIONS</i> dokumentiert im Prüfbericht [P.2].
5.6 Anforderungen hinsichtlich Datenaustausch	Entfällt. Anmerkung: Genaue Betrachtung auf Anlagenebene notwendig.
6 Ausführung der Anlage und Schutz	Entfällt. Anmerkung: Genaue Betrachtung auf Anlagenebene notwendig.