Einheitenzertifikat

Hersteller **Zucchetti Centro Sistemi SpA**
Via Lungarno 305 52028 Terranuova Bracciolini (AR), Italien

Typ Erzeugungseinheit	**Photovoltaik Wechselrichter**		
Name der EZE	**AZZURRO 3PH 350KTL-HV Z0**	**AZZURRO 3PH 330KTL-HV Z0**	**AZZURRO 3PH 250KTL-HV Z0**
Wirkleistung (Nennleistung bei Nennbedingungen) [kW]	**352**	**330**	**250**
Bemessungsspannung	**800Vac, 3/PE**	**800Vac, 3/PE**	**800Vac, 3/PE**
Firmware Version	**ab V1.1.1**		

Netzanschlussregel

TOR Stromerzeugungsanlagen: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B (Maximalkapazität ≥250 kW und <35 MW und Nennspannung <110 kV); Version 1.4

TOR Stromerzeugungsanlagen: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs C (Maximalkapazität ≥35 MW und <50 MW und Nennspannung <110 kV); Version 1.4

Mitgeltende Normen / Richtlinien:

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(n) Erzeugungseinheit(en) wurde(n) 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.
Die Grundsätze der RKS-AT in Bezug auf das Betriebsmittel Wechselrichter sind erfüllt. Auch die Mehrzahl von Wechselrichtern in einer Anlage verhält sich gleichwertig. Mögliche Einflüsse anderer Betriebsmittel (z.B. Anlagenregler) sind für die Gesamtanlage zu beurteilen.

Das Zertifikat beinhaltet folgende Angaben:

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

Projektnummer: **202601182**
Zertifikatsnummer: **U26-1007**

Zertifizierungsprogramm: **NSOP-0032-DEU-ZE-ES-V11**
Ausstellungsdatum: **2026-11-16**

Zertifizierungsstelle

Georg LORITZ
Lab Supervisor Energy Systems

Akkreditierung

EUROPEAN RECOGNITION
DAkkS Deutsche Akkreditierungsstelle D-ZE-12024-01-00

Akkreditierte Zertifizierungsstelle durch die Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH (DAkkS) nach ISO/IEC 17065. Die Akkreditierung gilt nur für den im Anhang der Akkreditierungsurkunde D-ZE-12024-01-00 aufgeführten Geltungsbereich. Die Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH (DAkkS) ist Unterzeichner der multilateralen Vereinbarungen von EA, ILAC und IAF zur gegenseitigen Anerkennung.

Ohne die schriftliche Zustimmung von Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH dürfen Auszüge aus dieser Unbedenklichkeitsbescheinigung nicht vervielfältigt werden.

Anhänge zum Zertifikat U26-1007

Inhaltsverzeichnis

Anhang 1 – Referenzen **3**

Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten **5**

Beschreibung der Schnittstellen zur Regelung von Wirk- und Blindleistung *10*

Anhang 3 – Zusammenfassung der Prüfberichte Technische Richtlinien: FGW TR3 Rev. 25, FGW TR4 Rev. 9 ..... **22**

Anhang 5 – Bewertung der Konformität der Erzeugungseinheiten **23**

Anhang 1 – Referenzen

Dieses Zertifikat beruht auf folgenden Dokumenten

Referenz	Richtlinien
R.1	TOR Stromerzeugunsanlagen: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B (Maximalkapazität ≥250 kW und <35 MW und Nennspannung <110 kV) Version 1.4, 2026-06-01
R.2	TOR Stromerzeugunsanlagen: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs C (Maximalkapazität ≥35 MW und <50 MW und Nennspannung <110 kV); Version 1.4, 2026-06-01
R.3	TOR Verteilernetzanschluss für die Niederspannung (Netzebenen 6 und 7) Version 1.3, 2025-08-15
R.4	TOR Verteilernetzanschluss für die Mittelspannung (Netzebenen 4 und 5) Version 1.3, 2025-08-15
R.5	RKS-AT: Typ B (Maximalkapazität ≥ 250 kW und < 35 MW und Nennspannung < 110 kV) Version 1.1, 2024-08-01 Anmerkung: Bewertung auf Einheitenebene.
R.6	RKS-AT: Typ C (Maximalkapazität ≥ 35 MW und < 50 MW und Nennspannung < 110 kV) Version 1.1, 2024-08-01 Anmerkung: Bewertung auf Einheitenebene.
R.7	Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung), VDE-AR-N 4110:2023-09
R.8	Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung), VDE-AR-N 4120:2018-11
R.9	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 2018-09-01
R.10	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 2019-02-01

Anhang 1 – Referenzen

Referenz	Zertifikate
Z.1	Einheitenzertifikat VDE-AR-N 4110:2018-11, VDE AR-N 4120:2018-11, ausgestellt von SGS Belgium NV – Division SGS CEBEC Zertifikat: N0. 230039RECO21-M1/E2-CER

Referenz	Prüfberichte
P.1	TR3 Prüfbericht gemäß FGW TR3 Rev.25, ausgestellt von SGS Tecnos, S.A. (Electrical Testing Laboratory) Prüfberichte: 230039RECO21-E2, 30039RECO21-AM1, 230039RECO21– Attachment I Rev.0, 230039RECO21-AM1-Attachment I Rev.0
P.2	TR4 Prüfbericht gemäß FGW TG4 Rev.09, ausgestellt von SGS Tecnos, S.A. (Electrical Testing Laboratory) Prüfberichte: 230039RECO21-TG4, 230039RECO21-1-TG4, 230039RECO21-AM1-TG4

Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten			
Beschreibung der Erzeugungseinheit			
Hersteller / Antragsteller	Zucchetti Centro Sistemi SpA Via Lungarno 305 52028 Terranuova Bracciolini (AR), Italien		
Typ Erzeugungseinheit	Photovoltaik (PV) Wechselrichter		
Name der Erzeugungseinheit	AZZURRO 3PH 350KTL-HV Z0	AZZURRO 3PH 330KTL-HV Z0	AZZURRO 3PH 250KTL-HV Z0
Eingang DC (Photovoltaik)			
MPP-Spannungsbereich [V]	500 – 1500	500 – 1500	500 – 1500
Max. Eingangsspannung [V]	1500	1500	1500
Max. Eingangsstrom pro MPPT [A]	8 x 60	8 x 60	8 x 60
Ausgang AC			
Bemessungsspannung [V]	800Vac, 3/PE	800Vac, 3/PE	800Vac, 3/PE
Maximaler Ausgangsstrom [A]	254,1	238,2	180,5
Nennwirkleistung [kW]	352	330	250
Maximale Scheinleistung [kVA]	352	330	250

Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten	
Software	
Firmware Version	ab V1.1.1
Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz)	
Freischaltstelle	Integrierter Netz- und Anlagenschutz
Kuppelschalter	Typ Schalteinrichtung 1: Relais (Model HF167F-270/12-HPTFL) Typ Schalteinrichtung 2: Relais (Model HF167F-270/12-HPTFL)
	Anmerkung: Der Ausgang wird einfehlersicher durch die Wechselrichterbrücke und zwei Relais in Reihe in jeder Phase abgeschaltet.

Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten

3PH 250KTL-HV Z0/3PH 350KTL-HV Z0

Three-phase string inverter



- Maximum yield 99%
- Protection class IP66
- Updates and diagnostics via USB
- Forced convection with cooling at controlled speed
- Overvoltage protection devices II (AC and DC)
- 5 year ZCS warranty
- Wide operating range from 500V to 1500V for increased flexibility in setup
- Up to 8 independent MPPT channels, for a total of 32 outputs



Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten

TECHNICAL DATA	AZZURRO 3PH 250KTL-HV Z0	AZZURRO 3PH 330KTL-HV Z0	AZZURRO 3PH 350KTL-HV Z0
DC Input data			
Typical DC power*	300000W	390000W	420000W
Maximum DC power for each MPPT	72000W (860-1300V)		
Number of independent MPPTs/Number of strings per MPPT	6/4	8/4	
Maximum DC input voltage	1500V		
Start-up voltage	550V		
Rated DC input voltage	1160V		
MPPT DC voltage range	500V-1500V		
DC voltage range at full load	860-1300V		
Maximum input current for each MPPT	60A		
Maximum absolute current for each MPPT	100A		
AC Output data			
Rated AC power	250kW	330kW	350kW
Maximum AC power	250kVA	330kVA	350kVA
Maximum AC current per phase	180.5A	238.2A	256.6A
Connection type/Rated grid voltage	Three-phase 3PH/PE 800V (PH-PH)		
Grid voltage range	640V~920V (PH-PH) (according to the local grid standards)		
Rated grid frequency	50Hz/60Hz		
Grid frequency range	45Hz~55Hz / 54Hz~66Hz (according to the local grid standards)		
Total harmonic distortion	<3%		
Power factor	1 (Programmable +/-0.8)		
Active power adjustable range	0~100%		
Grid feed-in limit**	Feed-in adjustable from zero to nominal power value		
Efficiency			
Maximum efficiency	99.05%		
Weighted efficiency (EURO)	98.80%		
MPPT efficiency	>99.9%		
Consumption at night	<10W		
Protections			
Internal interface protection	No		
Safety protections	Anti islanding, RCMU, Ground Fault Monitoring		
Enabled safety protections	PID Recovery		
Reverse polarity protection DC	Yes		
Monitoring of string faults	Yes		
DC circuit breaker	Integrated		
Overheating protection	Yes		
Overvoltage category/Protection class	Overvoltage category III / Protection class I		
Integrated dischargers	AC/DC: Tipo 2 standard		
Standard			
EMC	EN 61000		
Safety standard	EN/IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, IEC 61683, IEC 60068-2-1/2/14/30, EN 50530, IEC 62910		
Grid connection standard	Connection certificates and standards available on www.zcsazzurro.com		
Communication			
Communication interface (optional)	Wi-Fi/Ethernet (optional), RS485 (proprietary protocol), USB, Bluetooth		
General data			
Allowable ambient temperature range	-30°C...+60°C (power limit above 45°C)		
Topology	Transformerless		
Environmental protection class	IP66		
Allowable relative humidity range	0%.....100%		
Maximum operating altitude	4000m		
Noise level	< 60dB @ 1mt		
Weight	113 kg		
Cooling	Forced fan convection		
Dimensions (H x L x D)	828mm*1159mm*366mm		
Data monitoring	LED indicators + APP		
Warranty	5 years (NB: the extended warranty can be obtained by registering on the EXTENDED WARRANTY section of the zcsazzurro.com website)		

* The typical DC power does not represent a maximum applicable power limit. The online configurator available at www.zcsazzurro.com will provide any applicable configurations.
** Possible by using a specific meter

Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten				
Wirk- / Scheinleistungsbereich (ermittelte Messwerte bei Nennspannung)				
Name der EZE:	AZZURRO 3PH 350KTL-HV Z0	--	--	--
P_{Emax} [kW] bei cos φ = 1	350,7	--	--	--
S_{Emax} [kVA] bei cos φ = 1	350,7	--	--	--
P_{Emax} [kW] bei cos φ $_{untererregt}$ = 0,8	282,4	--	--	--
S_{Emax} [kVA] bei cos φ $_{untererregt}$ = 0,8	351,2	--	--	--
P_{Emax} [kW] bei cos φ $_{übererregt}$ = 0,8	281,0	--	--	--
S_{Emax} [kVA] bei cos φ $_{übererregt}$ = 0,8	350,4	--	--	--
Anmerkung: Bei cos φ = 1 entspricht die Wirkleistung der Bemessungsscheinleistung. Für die Umsetzung einer Blindleistungssollwertvorgabe wird bei Bedarf die Wirkleistung reduziert.				

Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten

Beschreibung zur Regelung der Blindleistung

COM-Multi function communication port

The table below presents recommend com cable size.

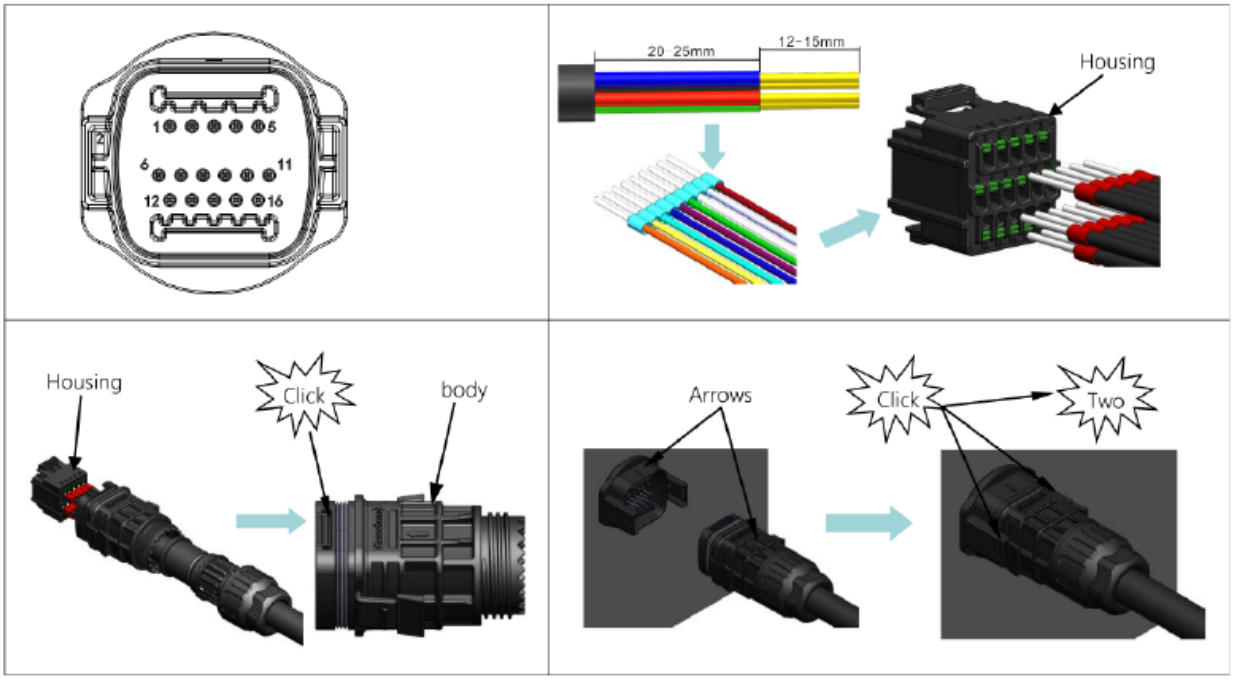
Name	Type	Outer diameter (mm)	Area (mm^2)
RS485 Communication Wire	Outdoor shielded twisted pair meets local standards	3 core: 4~8	0.25~1

Port Description :

PIN	Define	Function	Note
1	RS485A	RS485 signal+	Wire connection monitoring or multiple inverter monitoring
2	RS485A	RS485 signal+	
3	RS485B	RS485 signal-	
4	RS485B	RS485 signal-	
5	Electric meter RS485A	Electric meter RS485 signal+	Wire connection Electric Meter
6	Electric meter RS485B	Electric meter RS485 signal-	
7	GND.S	RS485 signal ground	
8	DRM0	Remote shunt down	DRMS port
9	DRM1/5		
10	DRM2/6		
11	DRM3/7		
12	DRM4/8		
13	GND.S	Communication Ground	
14-16	Blank PIN	N/A	N/A

Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten

Procedure:



Procedure： (Corresponding to the second communication terminal)

Communications Port Description

Logic interface

Logic interface for AS/NZS 4777.2:2020, also known as inverter demand response modes (DRMs).

The inverter will detect and initiate a response to all supported demand response commands within 2 s. The inverter will continue to respond while the mode remains asserted.

Pin NO.	Function
9	DRM1/5
10	DRM2/6
11	DRM3/7
12	DRM4/8
13	GND
8	DRM0

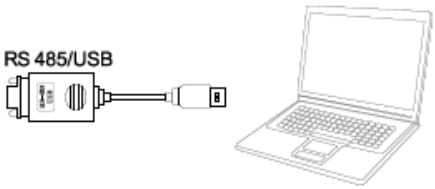
Function description of the DRMs terminal

NOTE: Supported DRM command: DRM0, DRM5, DRM6, DRM7, DRM8.

Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten

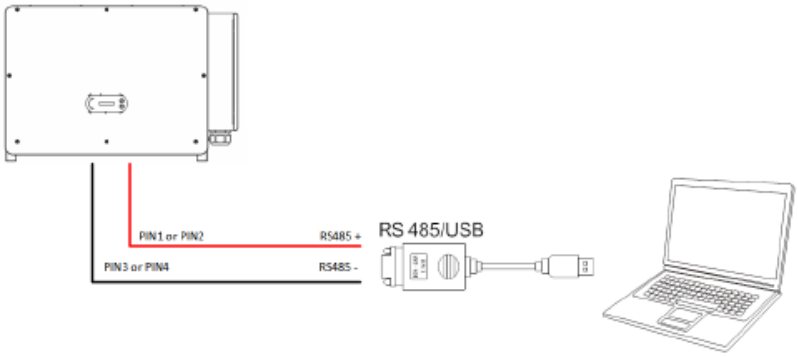
RS485

By RS485 interface, transfer the inverter power output information, alarm information, operation state to the PC terminal or local data acquisition device, then uploaded to the server.



Picture of the RS485/USB converter and PC terminal

If only one ZCS AZZURRO 250/350KTL HV-Z0 is used, use a communication cable, refer to section for COM pin definition, and choose either of the two RS485 ports.



Single ZCS AZZURRO 250/350KTL-HV connecting communications

Note

- The length of the RS485 communication cable should be less than 1000 m.
- The length of the WIFI communication cable should be less than 100 m.

Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten

PBUS Communication（Multi inverter monitoring system）

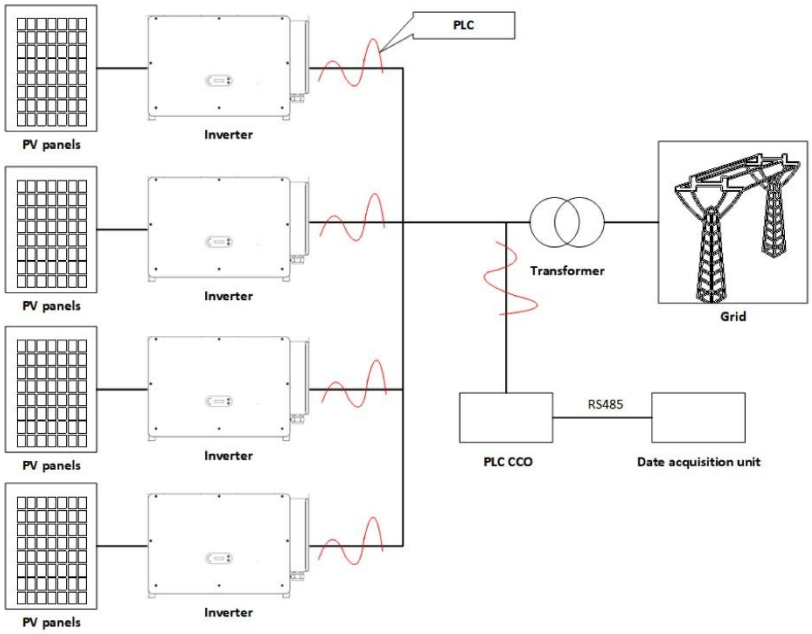


Figure 31 – 16Multi inverter monitoring system

This configuration is under development for more information contact Zucchetti Centro Sistemi (pre-sales).

Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten

PBUS installation and cable routing specifcations:

1. Inverter installation location requirements: inverter installation location can not be close to the place of serious magnetic feld interference, to avoid interference to the PBUS communication signals.

2.Requirements of load side: There should be no big capacitance load be-tween the load phase and phase of the AC output side of the connected inverter, if there is capacitance, the capacitance value is suggested to be less than 600PF.

3.Cable requirements: generally use multi-core cable. If each phase of a sep-arate cable, the PBUS communication distance should be reduced to less than 800 meters, and the three-phase cable should be wired close to each other; if the three-phase use of multi-core cable, then the PBUS communi-ation distance can reach a maximum of 1000 meters.

4.wiring environmental requirements:
a.Soil buried wiring: if the cable line is wired by burying under the soil, the PBUS communication distance can reach a maximum of 1000 meters.
b.Tin roof plus trunking wiring: if the cable is laid on the tin roof of the plant, it is recommended that the PBUS communication distance is con-trolled below 500 meters.

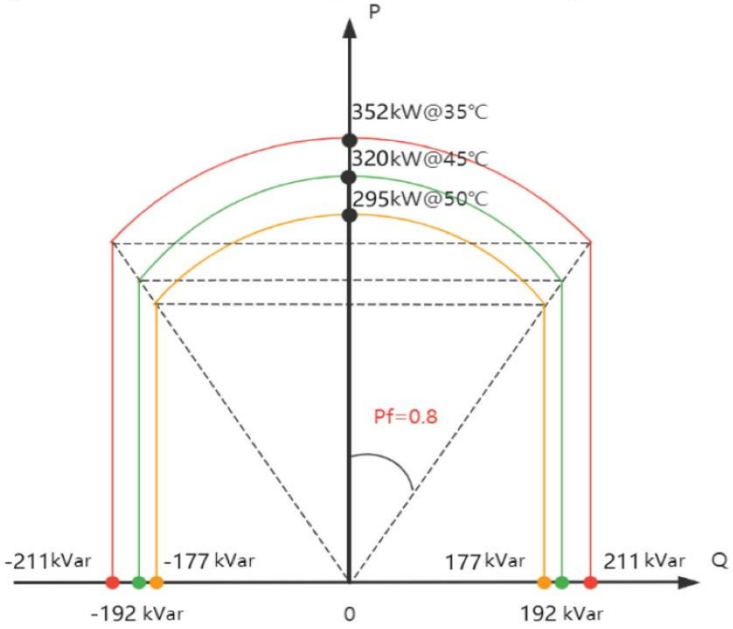
Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten

Reactive Power Regulation

The inverter is capable of generating reactive power, so the amount of reac-tive power input to the grid can be controlled by setting the phase shift factor (power factor). Grid connection management can be realized by a host com-puter via RS485 or PBUS communication control.
The inverter can support the grid by providing reactive power in different ways.

Reactive mode I: reactive power regulation through fixed power factor

The adjustable range of power factor PF is 0.8 to 1, -1 to -0.8. After the fixed power factor is set, the react ive po wer is calculated according to the current active power. The shaded part of the figure below show s the reactive power calculated from the fixed power factor and active power:



Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten

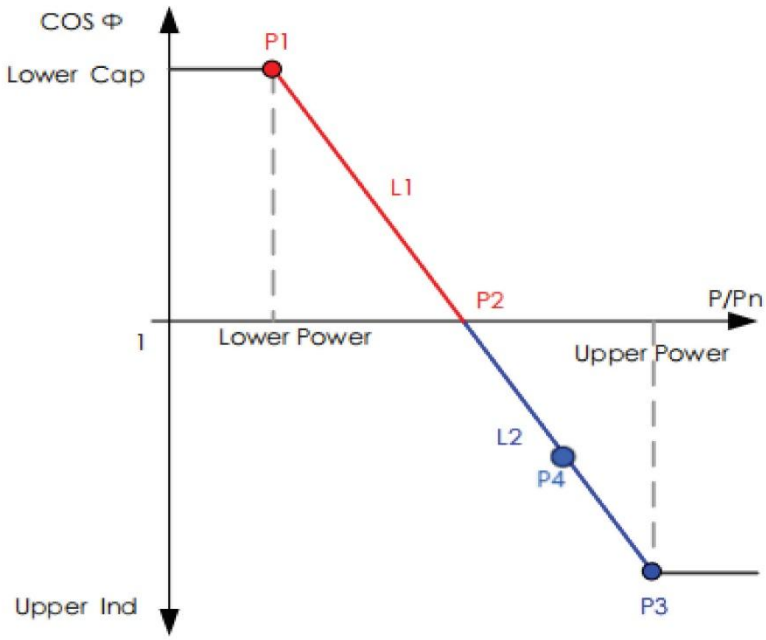
Reactive mode 2: reactive power regulation through fxed reactive power percentage

The adjustable range of reactive power percentage is -60% to 60%. In this mode, set a fxed reactive power percentage, and the system will calculate the power factor angle according to the set reactive power percentage, and then calculate the corresponding reactive power according to the current active power.

For example, the rated active power of 3PH 350KTL-HV- Z0. If the reac- tive power percentage is set to 40%, the reactive power output is 352 * 40%= 140.8kvar.

Reactive mode 3: the reactive power of inverter will follow the change of active power

By setting the four level active power load reduction point, the reactive power is calculated according to the power factor corresponding to the set active power. When the active power changes, the corresponding reactive power also changes. The corresponding relationship between active power and power factor is shown in the fgure:



Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten

Parameter	Explain	Range
P_P1	Cos φ (P) Output active power at point p1 on the mode curve	Optional
P_P2	Cos φ (P) Output active power at point P2 on the mode curve	Optional
P_P3	Cos φ (P) Output active power at point P3 on the mode curve	Optional
P_P4	Cos φ (P) Output active power at point P4 on the mode curve	Optional
Cosφ_P1	Cos φ (P) Power factor angle at point p1 on the mode curve	0.8-1
Cosφ_P2	Cos φ (P) Power factor angle at point p2 on the mode curve	0.8-1
Cosφ_P3	Cos φ (P) Power factor angle at point p3 on the mode curve	-1--0.8
Cosφ_P4	Cos φ (P) Power factor angle at point p4 on the mode curve	-1--0.8
Sgn(Cosφ)_P1	Cos φ (P)Symbol of the power factor angle at point p1 on the mode curve	leading
Sgn(Cosφ)_P2	Cos φ (P)Symbol of the power factor angle at point p2 on the mode curve	leading
Sgn(Cosφ)_P3	Cos φ (P)Symbol of the power factor angle at point p3 on the mode curve	lagging
Sgn(Cosφ)_P4	Cos φ (P)Symbol of the power factor angle at point p4 on the mode curve	lagging

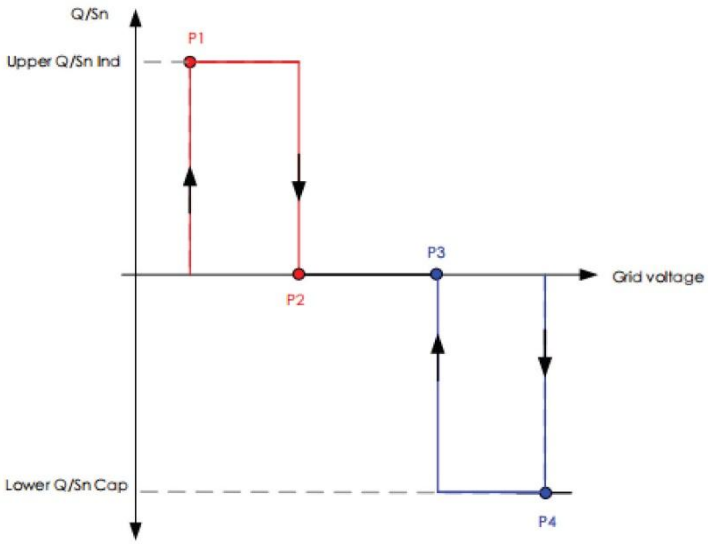
- This mode has a voltage entry enable bit. If it is enabled, it is necessary to set the LockinV voltage percentage and LockoutV voltage percentage. When the grid voltage percentage is greater than the LockinV voltage percentage, this mode is normally enabled; When the grid voltage percentage is less than the LockoutV voltage percentage, the reactive power is 0.

Reactive mode 4: inverter reactive power continuously changes with grid voltage

The reactive power is adjusted by setting the high-voltage starting point, high-voltage ending point, low-voltage starting point and low-voltage ending point of the grid voltage, in which the grid voltage changes continuously. The following figure shows the relationship between reactive power and grid voltage:

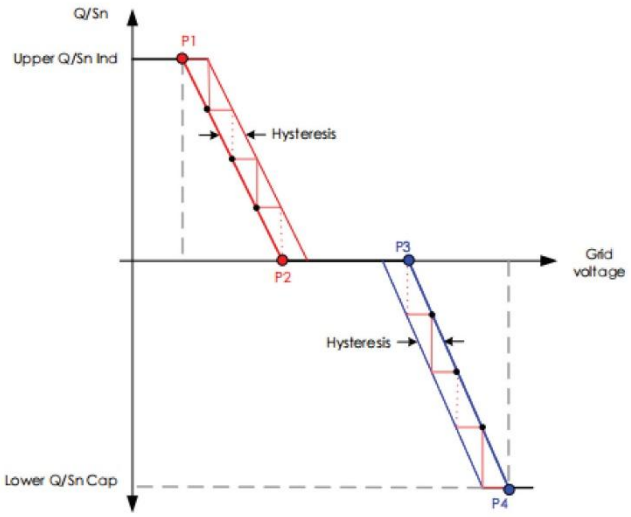
Reactive mode 5: inverter reactive power continuously changes with grid voltage

The reactive power is adjusted by setting the high-voltage starting point, high-voltage ending point, low-voltage starting point and low-voltage ending point of the grid voltage, in which the grid voltage changes step by step. The following figure shows the relationship between reactive power and grid voltage:



Parameter	Explain	Range
P1	P1 on the Q (U) mode curve is the starting voltage point of low voltage	Optional
P2	P2 on the Q (U) mode curve is the ending voltage point of low voltage	Optional
P3	P3 on the Q (U) mode curve is the starting voltage point of high voltage	Optional
P4	P4 on the Q (U) mode curve is the ending voltage point of high voltage	Optional

Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten



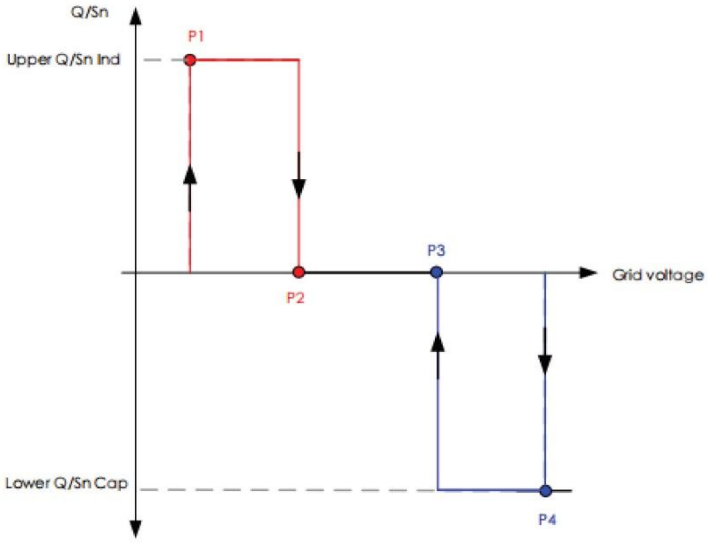
Parameter	Explain	Range
P1	P1 on the Q (U) mode curve is the starting voltage point of low voltage	Optional
P2	P2 on the Q (U) mode curve is the ending voltage point of low voltage	Optional
P3	P3 on the Q (U) mode curve is the starting voltage point of high voltage	Optional
P4	CP4 on the Q (U) mode curve is the ending voltage point of high voltage	Optional

- This mode has a voltage entry enable bit. If it is enabled, it is necessary to set the LockinV voltage percentage and LockoutV voltage percentage. When the grid voltage percentage is greater than the LockinV voltage percentage, this mode is normally enabled; When the grid voltage percentage is less than the LockoutV voltage percentage, the reactive power is 0. (response waiting time during detection can be set)
- Among them, the reactive power at point P1 is the maximum lagging reactive power, the reactive power at point P2 is the reactive power at the low voltage ending voltage point, the reactive power at point P3 is the reactive power at the high voltage starting voltage point, and the reactive power at point P4 is the maximum leading reactive power.

Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten

Reactive mode 5: inverter reactive power continuously changes with grid voltage

The reactive power is adjusted by setting the high-voltage starting point, high-voltage ending point, low-voltage starting point and low-voltage ending point of the grid voltage, in which the grid voltage changes step by step. The following figure shows the relationship between reactive power and grid voltage:



Parameter	Explain	Range
P1	P1 on the Q (U) mode curve is the starting voltage point of low voltage	Optional
P2	P2 on the Q (U) mode curve is the ending voltage point of low voltage	Optional
P3	P3 on the Q (U) mode curve is the starting voltage point of high voltage	Optional
P4	P4 on the Q (U) mode curve is the ending voltage point of high voltage	Optional

Anhang 2 – Technische Eigenschaften der Erzeugungseinheiten

- this mode has a voltage entry enable bit. If it is enabled, it is necessary to set the LockinV voltage percentage and LockoutV voltage percentage. When the grid voltage percentage is greater than the LockinV voltage percentage, this mode is normally enabled; When the grid voltage percentage is less than the LockoutV voltage percentage, the reactive power is 0. (response waiting time during detection can be set).
- Among them, the reactive power corresponding to P1 and P4 points is the maximum reactive power point. (both can be set by self selection)

Reactive mode 6: the inverter calculates the current output reactive power through constant apparent power

That is, when the active power does not reach the rated value, the reactive power is calculated according to the rated apparent power, and the calculation formula is $Q = \sqrt{S^2 - P^2}$; When the active power reaches the rated value, the reactive power is 0.

- phase type can be set: 1 Zero reactive power: reactive power is 0; 2. lagging reactive power: reactive power is negative; 3. leading reactive power: the reactive power is positive.

Other Function Modules

A. **Energy management unit**
Remote control to start/ shunt down inverter through an external control.

B. **Limited the active power fed into grid**
If enable the limited of active power function, inverter can limit the amount of active power fed into the grid to the desired value (expressed as percentage).

C. **Self-power reduction when grid is over frequency**
TIf grid frequency is higher than the limited value, inverter will reduce the output power to ensure the grid stability.

D. **Data transmission**
Inverter or a group of inverters can be monitored remotely through an advanced communication system based on RS485 interface or PBUS communication.

E. **Software update**
USB interface for uploading the firmware, remotely uploading is available.

F. **AFCI (optional function)**
When the DC connector is not assembled in place, it is easy to cause arcing or overheating of the connector. This function can detect whether there is a fault arc at the input end of the inverter. When an arc occurs, the inverter stops grid connection and gives an alarm reminder, to build a safe barrier for the whole system.

Anhang 3 – Zusammenfassung der Prüfberichte Technische Richtlinien: FGW TR3 Rev. 25, FGW TR4 Rev. 9

Das der Netzanschlussregel TOR Stromerzeugungsanlagen

- Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B (Maximalkapazität ≥250 kW und < 35 MW und Nennspannung <110 kV),
- Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs C (Maximalkapazität ≥35 MW und < 50 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 „Österreich“ ist identisch zu den Ländereinstellungen nach VDE AR-N 4110, VDE AR-N 4120:

- für den Anschluss und Parallelbetrieb an Niederspannungs-Verteilernetzen können die Erzeugungseinheiten mit eingeschränkter dynamischen Netzstützung betrieben werden.
- Im Fall eines Anschlusses 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.

Die der Netzanschlussregel TOR Stromerzeugungsanlagen

- Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B (Maximalkapazität ≥250 kW und <35 MW und Nennspannung <110 kV),
- Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs C (Maximalkapazität ≥35 MW und < 50 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, VDE AR-N 4120) nachgewiesen.

1.1. Das der Netzanschlussregel konforme Verhalten des Erzeugungseinheitenmodells wird über den TR4-Validierungsbericht nachgewiesen.

Herstellererklärung:

Bezüglich der Implementierung der FRT-Funktion und der Blindleistungskapazität besteht zwischen der Ländereinstellung für Deutschland (Netzanschlussregel VDE AR-N 4110, VDE AR-N 4120) und Ländereinstellung für Österreich (Netzanschlussregel TOR Stromerzeugungsanlagen

- Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinsterzeugungsanlagen (Maximalkapazität <250 kW und Nennspannung <110 kV),
- Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B (Maximalkapazität ≥250 kW und < 35 MW und Nennspannung <110 kV),
- Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs C (Maximalkapazität ≥35 MW und < 50 MW und Nennspannung <110 kV),

kein Unterschied.

Anhang 4 – Bewertung der Konformität der Erzeugungseinheiten

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

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 2018-09-01

Prüfberichte: 230039RECO21-E2, 30039RECO21-AM1, 230039RECO21– Attachment I Rev.0, 230039RECO21-AM1-Attachment I Rev.0

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 2019-02-01

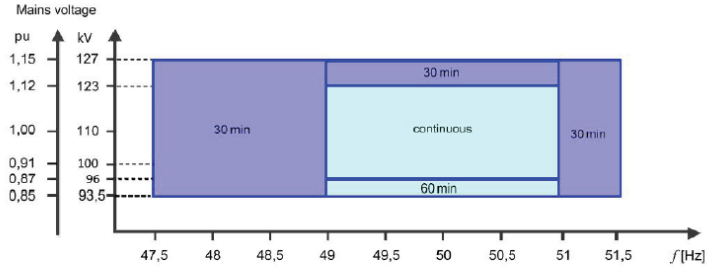
Prüfbericht: 230039RECO21-TG4, 230039RECO21-1-TG4, 230039RECO21-AM1-TG4

(*Herstellererklärung*)

Die Implementierung der Funktionen für die Ländereinstellung „Austria“ ist identisch zu den Ländereinstellungen nach VDE AR-N 4110, VDE AR-N 4120.

Anhang 4 – Bewertung der Konformität der Erzeugungseinheiten

Im Folgenden der Bewertungsumfang:

Anforderung Tor Stromerzeugungsanlagen	Bewertung
5 Verhalten der Stromerzeugungsanlage am Netz	---
5.1 Anforderungen an die Frequenzhaltung	---
5.1.1 Frequenzbereiche	Konform. (*Herstellererklärung*) [TR3]: Die EZE ist in der Lage in einem Spannungsbereich von 85% U_n bis 115% U_n sowie von 47,5 Hz bis 51,5 Hz ohne Unterbrechung zu arbeiten. Der Arbeitsbereich der Spannung und Frequenz kann über die Schutzfunktionen eingestellt werden. Prüfung nach Richtlinie [TR3], *4.7 VERIFICATION OF THE WORKING RANGE WITH REGARD TO VOLTAGE AND FREQUENCY / NACHWEIS DES ARBEITSBEREICHES HINSICHTLICH SPANNUNG UND FREQUENZ* dokumentiert im Prüfbericht [TR3] [TR8]. (*Herstellererklärung*): Die EZE ist in der Lage, innerhalb des Frequenzbereiches zwischen 51,5 Hz und 47,5 Hz die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb ohne Leistungsverringerung aufrechtzuerhalten. **3.1.1 Quasi-steady-state operation** The manufacturer's declaration shall detail that the Power Generating Unit (PGU), including all its associated parts, have been designed for the frequency range of quasi-static operation included below:  **Figure 4 – Minimum requirements for the quasi-static operation of power generating plants** Additionally, it shall also be included a voltage vs time characteristic that details the capability of the PGU (See chapter 3.5.2 of this document). AZZURRO: For both VDE-AR-N 4110 and 4120, in the entire frequency range from 47.5Hz to 51.5Hz and voltages in the range of 85%Un to 115%Un at the SOFAR 350KTLX0 PV inverter AC connection terminal, while voltage gradient <5%Un/min and a frequency gradient of <0.5%fn/min, for quasi-stationary operation, AZZURRO 3PH 350KTL-HV- Z0 PV inverter is able to in parallel operation with grid according to the minimum duration time Figure 4 above. When voltage changes at the inverter AC terminal in the amount of $\Delta U \leq$ 10%Un with voltage gradients of $\geq$ 5%Un/min within the voltage band from 90%Un to 110%Un occur, inverter has no reduction for active and reactive power and keep connected to the grid. The maximum ranges of operation for over/under voltage and over/underfrequency and their relation to connection time, work inside the configuration of the protection settings: All adjustments outside of the recommended settings of both the VDE-AR-N 4110 and 4120 should be approved by the grid provider and also accorded with AZZURRO personnel.
5.1.2 Frequenzgradienten	Konform. (*Herstellererklärung*): Die EZE ist in der Lage, bei Frequenzgradienten mit bis zu 2,5 Hz/s die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb aufrechtzuerhalten.

Anhang 4 – Bewertung der Konformität der Erzeugungseinheiten

5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)

Konform.

Die Funktion ist auf der EZE-Ebene implementiert. Die entsprechenden Schnittstellen sind im Zertifikat [VDE-AR-N 4110:2018, VDE AR-N 4120] dokumentiert.

Bei Bedarf kann die Funktion im überlagerten EZA-Regler implementiert werden. Die Informationen zu den entsprechenden Schnittstellen sind über den Hersteller zu erfragen.

(*Herstellererklärung*) [TR3]:

- Der Frequenzschwellenwert für den Beginn des LFSM-O-Modus ist einstellbar (siehe unten)
- Die Statik für den LFSM-O-Modus ist einstellbar (siehe unten)
- Die Auflösung der Frequenzmessung ≤10 mHz.
- Die anfängliche Zeitverzögerung ist in der Software auf 0 s eingestellt.
- Die Anforderung an die An- und Einschwingzeit wird erfüllt.
- Istwert der Wirkleistung der Einheit innerhalb des Toleranzbandes des Sollwertes ± 5% ΔP

Table III Active power control parameters

Description	Unit	Setting range		Default value (acc. to parameter set)
Active power ramp in case of grid operator specification	%Pn/min	0	300	30
Active power setpoint specification from the operator	%Pn	0	100	100
Active power gradient (Pm per Hz - normal frequency band)	%Pm/△f	0	100	40
Start frequency P(f) (Start of frequency regulation - power reduction)	Hz	40	70	50.2
End frequency P(f) (End of frequency regulation - power reduction)	Hz	40	70	51.5
Active power gradient with P(f)	%Pn/min	0	100	8
Start frequency P(f) (Start of frequency regulation - power increase)	Hz	40	70	49.8
End frequency P(f) (End of frequency regulation - power increase)	Hz	40	70	48.5
Active power gradient (P per min) related to reference values	%Pn/min	0	300	30
Time until connection	s	0	600	60
Active power gradient after fault (P per min) related to reference values	%Pn/min	0	300	9
Time until reconnection	s	0	600	600

Prüfung nach Richtlinie [VDE-AR-N 4110, VDE AR-N 4120],

4.1.3 ACTIVE POWER FEED-IN AS A FUNCTION OF GRID FREQUENCY / WIRKLEISTUNGSEINSPEISUNG IN ABHÄNGIGKEIT DER NETZFREQUENZ

dokumentiert im Prüfbericht [TR3].

5.1.4 Wirkleistungsabgabe gemäß Sollwert

Konform.

Die Funktion ist auf der EZE-Ebene implementiert. Die entsprechenden Schnittstellen sind im Prüfbericht [TR3] dokumentiert.

Bei Bedarf kann die Funktion im überlagerten EZA-Regler implementiert werden. Die Informationen zu den entsprechenden Schnittstellen sind über den Hersteller zu erfragen.

Prüfungen nach Richtlinie [TR3],

4.1.2 OPERATING POWER LIMITED BY GRID OPERATOR / WIRKLEISTUNG NACH SOLLWERTVORGABE

dokumentiert im Prüfbericht [TR3].

5.1.5 Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz

Konform.

(*Herstellererklärung*):

Die EZE ist in der Lage, innerhalb des Frequenzbereiches zwischen 50,0 Hz und 47,5 Hz die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb ohne Leistungsverringerung aufrechtzuerhalten.

Anhang 4 – Bewertung der Konformität der Erzeugungseinheiten

5.1.6 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U)

Entfällt.

(Keine Anforderung vorgesehen nach Tor Erzeuger Typ B)

Konform.

Anforderungen nach Tor Erzeuger Typ C

Die Funktion ist auf der EZE-Ebene implementiert. Die entsprechenden Schnittstellen sind im Prüfbericht [TR3] dokumentiert.

Bei Bedarf kann die Funktion im überlagerten EZA-Regler implementiert werden. Die Informationen zu den entsprechenden Schnittstellen sind über den Hersteller zu erfragen.

(*Herstellererklärung*) [TR3]:

- Der Frequenzschwellenwert für den Beginn des LFSM-U-Modus ist einstellbar (siehe unten)
- Die Statik für den LFSM-U-Modus ist einstellbar zwischen (siehe unten)
- Die Auflösung der Frequenzmessung <10 mHz.
- Die anfängliche Zeitverzögerung ist in der Software ist auf 0 s eingestellt.
- Die Anforderung an die An- und Einschwingzeit wird erfüllt.

Table III Active power control parameters

Description	Unit	Setting range		Default value (acc. to parameter set)
Active power ramp in case of grid operator specification	%Pn/min	0	300	30
Active power setpoint specification from the operator	%Pn	0	100	100
Active power gradient (Pm per Hz - normal frequency band)	%Pm/△f	0	100	40
Start frequency P(f) (Start of frequency regulation - power reduction)	Hz	40	70	50.2
End frequency P(f) (End of frequency regulation - power reduction)	Hz	40	70	51.5
Active power gradient with P(f)	%Pn/min	0	100	8
Start frequency P(f) (Start of frequency regulation - power increase)	Hz	40	70	49.8
End frequency P(f) (End of frequency regulation - power increase)	Hz	40	70	48.5
Active power gradient (P per min) related to reference values	%Pn/min	0	300	30
Time until connection	s	0	600	60
Active power gradient after fault (P per min) related to reference values	%Pn/min	0	300	9
Time until reconnection	s	0	600	600

Prüfungen nach Richtlinie [TR3],

4.1.3 ACTIVE POWER FEED-IN AS A FUNCTION OF GRID FREQUENCY / WIRKLEISTUNGSEINSPEISUNG IN ABHÄNGIGKEIT DER NETZFREQUENZ

dokumentiert im Prüfbericht [TR3].

5.1.7 Frequenzabhängiger Modus (Frequency Sensitive Mode, FSM)

Entfällt.

(Keine Anforderung vorgesehen nach Tor Erzeuger Typ B)

(Anforderungen nach Tor Erzeuger Typ C nicht zwingend erforderlich)

5.1.8 Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse

Entfällt.

Anforderungen nach Tor Erzeuger Typ B nicht verpflichtend

Anforderungen nach Tor Erzeuger Typ C nicht verpflichtend

5.2 Anforderungen hinsichtlich Robustheit und dynamischer Netzstützung

Konform.

Prüfungen nach Richtlinie [TR3],

Anhang 4 – Bewertung der Konformität der Erzeugungseinheiten	
5.2.1 FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen	*4.6 RESPONSE DURING GRID FAULTS (FRT) / VERHALTEN BEI STÖRUNGEN IM NETZ (FRT)* dokumentiert im Prüfbericht [TR3].
5.2.2 Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern	• Verstärkungsfaktor k ist im Bereich 2 bis 6 einstellbar. • Schrittweite der Einstellbarkeit des Verstärkungsfaktors beträgt 0,5 oder kleiner. • Default-Wert Priorisierung der Blindstromeinspeisung.

5.2.3 Stabilität bei Netzpendelungen

Anmerkung:

Der Nachweis der Stabilität bei Netzpendelungen wurde im Rahmen der dynamischen Netzstützung abgedeckt.

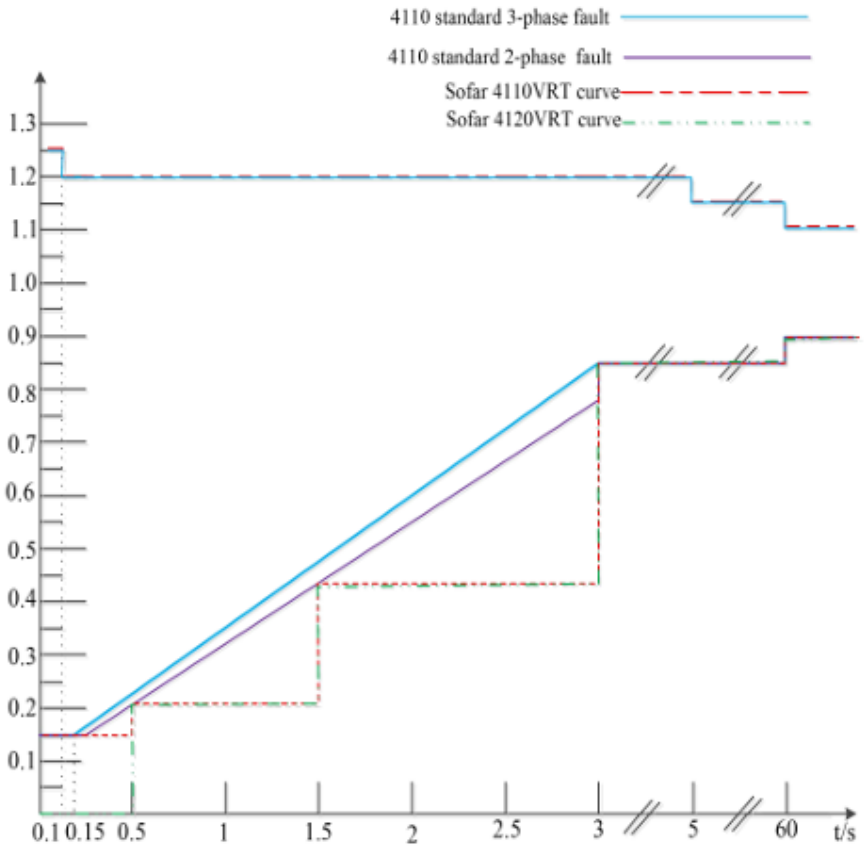


Figure 9 Sofar VRT curve

Table V VRT parameters

Description	Unit	Setting range		Default value (acc. to parameter set)
		Min.	Max.	
Whether LVRT function Enable	Enable/Disable			Enable
LVRT trigger threshold	%Un	0	100	90
k factor		2	6	2
Whether Zero current Enable	Enable/Disable			Disable
Zero current voltage threshold	%Un	0	120	70
LVRT curve node 1 U	%Un	0	120	15 (4110) 0 (4120)
LVRT curve node 1 t	ms	0	65535	500
LVRT curve node 2 U	%Un	0	120	20
LVRT curve node 2 t	ms	0	65535	1500
LVRT curve node 3 U	%Un	0	120	40
LVRT curve node 3 t	ms	0	65535	3000
LVRT curve node 4 U	%Un	0	120	85

Anhang 4 – Bewertung der Konformität der Erzeugungseinheiten

LVRT curve node 4 t	ms	0	65535	60000
…				
Whether LVRT function Enable	Enable/Disable			Enable
OVRT trigger threshold	%Un	0	150	110
k factor		2	6	2
Whether Zero current Enable	Enable/Disable			Disable
Zero current voltage threshold	%Un	0	120	70
OVRT curve node 1 U	%Un	0	150	125
OVRT curve node 1 t	ms	0	65535	100
OVRT curve node 2 U	%Un	0	150	120
OVRT curve node 2 t	ms	0	65535	5000
OVRT curve node 3 U	%Un	0	150	115
OVRT curve node 3 t	ms	0	65535	60000
OVRT curve node 4 U	%Un	0	150	110
OVRT curve node 4 t	ms	0	65535	60020

Anhang 4 – Bewertung der Konformität der Erzeugungseinheiten	
5.3 Anforderungen hinsichtlich statischer Spannungshaltung	---
5.3.1 Spannungsbereiche	Konform. (*Herstellererklärung*) [TR3] [TR8]: Die EZE ist in der Lage in einem Spannungsbereich von 85% U_n bis 115% U_n sowie von 47,5 Hz bis 51,5 Hz ohne Unterbrechung zu arbeiten. Der Arbeitsbereich der Spannung und Frequenz kann über die Schutzfunktionen eingestellt werden. Prüfung nach Richtlinie [TR3], *4.7 VERIFICATION OF THE WORKING RANGE WITH REGARD TO VOLTAGE AND FREQUENCY / NACHWEIS DES ARBEITSBEREICHES HINSICHTLICH SPANNUNG UND FREQUENZ* dokumentiert im Prüfbericht [TR3] [TR8].
5.3.2 Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz	Konform. Die Anforderung kann durch den Einsatz der EZE-integrierten Schutzfunktion erfüllt werden. Prüfung nach Richtlinie [TR3], *4.4 PGU DISCONNECTION FROM THE GRID / TRENNUNG DER EZE VOM NETZ* dokumentiert im Prüfbericht [TR3].

Table IV Connection parameters

Paramerter name	Setting range	Default values	
Undervoltage connection limit	46.0-461.0V	415.0V	60s
Overvoltage connection limit	461.0-599.0V	507.0V	60s
Underfrequency connection limit	45.0-50.0Hz	47.5Hz	60s
Overfrequency connection limit	50.0-55.0Hz	50.2Hz	60s
Undervoltage reconnection limit	46.0-461.0V	438.0V	600s
Overvoltage reconnection limit	461.0-599.0V	507.0V	600s
Underfrequency reconnection limit	45.0-50.0Hz	49.9Hz	600s
Overfrequency reconnection limit	50.0-55.0Hz	50.1Hz	600s

5.3.3 Blindleistungskapazität	Anmerkung: Standardmäßig ist die AC-Wirkleistung der Einheiten auf max. Scheinleistung begrenzt. In diesem Standard-PQ-Betriebsmodus ist die Blindleistung bei Volllast ($P = P_{max} = S_{max}$) Null (Leistungsfaktor = 1).

AZZURRO:

a) For both VDE-AR-N 4110 and 4120, the max apparent power reactive power capability of AZZURRO 3PH 350KTL-HV- Z0 PV inverter is shown as Figure 5.a below.

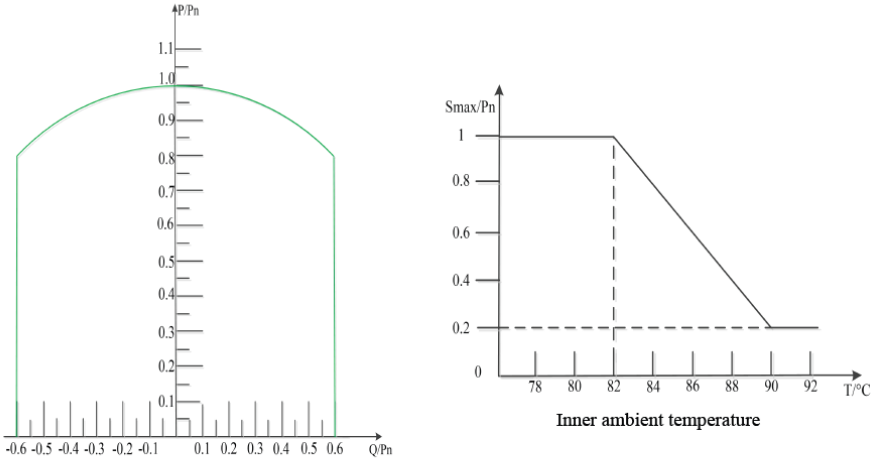


Figure 5.a Maximum Apparent Power(Active power priority)

b) For both VDE-AR-N 4110 and 4120, the fixed reactive power capability of AZZURRO 3PH 350KTL-HV- Z0 PV inverter is shown as Figure 5.b below.

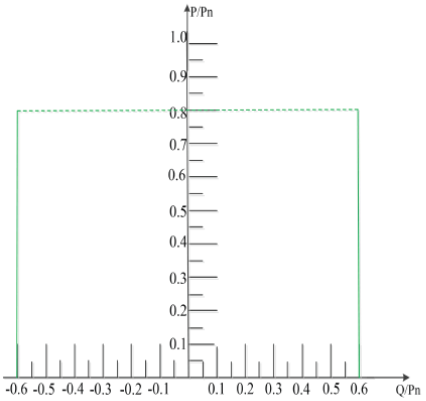


Figure 5.b Fixed Reactive Power(Reactive power priority)

c) For both VDE-AR-N 4110 and 4120, the fixed power factor reactive power capability of AZZURRO 3PH 350KTL-HV- Z0 PV inverter is shown as Figure 5.c below.

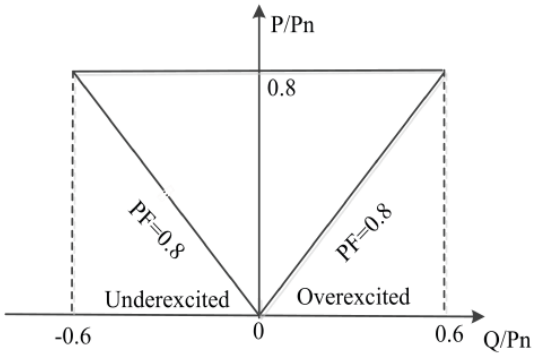
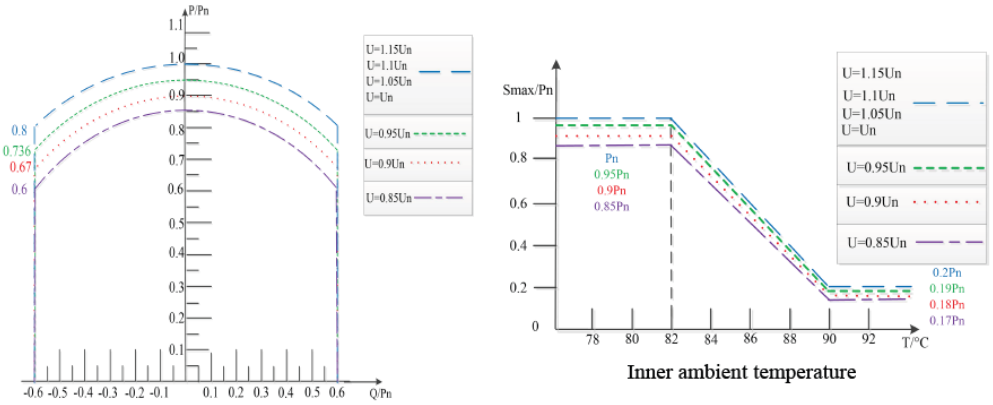


Figure 5.c Fixed Power Factor(Reactive power priority)

d) For both VDE-AR-N 4110 and 4120, the voltage-dependent PQ diagram reactive power capability of AZZURRO 3PH 250KTL-HV- Z0,AZZURRO 3PH 330KTL-HV- Z0,AZZURRO 3PH 350KTL-HV- Z0,AZZURRO 3PH 330KTL-HV- Z1,AZZURRO 3PH 350KTL-HV- Z1
PV inverter is shown as Figure 5.d below.



4.2.1.1 Reactive Power Fixed (Q=0)

Used settings of the measurement device for Normal operating mode (Q=0kVAr).

Measurement device	Date of measurement	Recording	Sampling frequency
PA5000H	2023/06/28	100 ms values	10 kHz

The table below shows measured values for each power step tested:

Reactive Power Fixed: Q = 0 kVAr						
P Desired (%Sn)	**P measured (kW)**	**Q measured (kVAr)**	**Q Deviation (kVAr)**	**Power Factor (cos φ)**	**V_{AC} + (V)**	**Number of records**
0	3.689	+0.091	+0.091	0.840	798.4	>1800
10	35.410	-0.301	-0.301	0.997	798.6	>1800
20	70.540	-0.670	-0.670	0.999	798.9	>1800
30	105.548	-0.634	-0.634	1.000	799.1	>1800
40	140.544	-0.569	-0.569	1.000	799.3	>1800
50	175.610	-0.700	-0.700	1.000	799.6	>1800
60	210.732	-0.981	-0.981	1.000	799.9	>1800
70	245.713	-1.134	-1.134	1.000	800.1	>1800
80	280.746	-1.218	-1.218	1.000	800.3	>1800
90	315.565	-1.358	-1.358	1.000	800.6	>1800
100	350.667	-1.353	-1.353	1.000	800.8	>1800

Semicircular Curve (U = 100% Un) – Inductive							
P Desired (%Pn)	P measured (kW)	Q measured (kVAr)	S measured (kVA)	S deviation (kVA)	Power Factor (cos φ)	V_{AC} + (V)	Number of records
0	3.207	+212.391	212.464	2.464	0.015	800.0	>600
10	35.656	+211.543	214.574	1.677	0.166	800.2	>600
20	71.258	+211.327	223.065	1.706	0.319	800.5	>600
30	106.523	+211.513	236.876	2.088	0.450	800.7	>600
40	141.499	+211.655	254.652	2.263	0.556	800.9	>600
50	176.864	+211.702	275.916	2.557	0.641	801.1	>600
60	212.255	+211.691	299.829	2.844	0.708	801.4	>600
70	246.859	+211.697	325.246	2.562	0.759	801.6	>600
80	281.998	+211.686	352.634	2.634	0.800	801.9	>600
90	318.289	+151.394	352.695	2.695	0.902	801.7	>600
100	352.483	+1.674	352.605	2.605	1.000	800.8	>600

Semicircular Curve (U = 100% Un) – Capacitive							
P Desired (%Pn)	P measured (kW)	Q measured (kVAr)	S measured (kVA)	S deviation (kVA)	Power Factor (cos φ)	V_{AC} + (V)	Number of records
0	2.769	-211.844	211.898	1.898	0.013	797.0	>600
10	35.542	-211.648	214.647	1.750	0.166	797.3	>600
20	70.552	-211.396	222.895	1.535	0.317	797.5	>600
30	105.725	-211.498	236.489	1.702	0.447	797.7	>600
40	140.935	-211.656	254.327	1.939	0.554	798.0	>600
50	176.178	-211.882	275.602	2.243	0.639	798.2	>600
60	211.412	-212.138	299.540	2.555	0.706	798.5	>600
70	246.535	-212.452	325.485	2.801	0.757	798.7	>600
80	281.889	-212.247	352.876	2.876	0.799	799.0	>600
90	317.047	-155.094	353.192	3.192	0.898	799.6	>600
100	352.489	-1.915	352.604	2.604	1.000	800.9	>600

Note: Test performed in active power priority mode. Maximum apparent power that can be reached corresponds to 100%Pn, approximately. Deviations are calculated in relation to this expected semicircular value.

Rectangular Curve (Q=60.0 %S_n) – Inductive							
P Desired (%Pn)	P measured (kW)	Q measured (kVAr)	S measured (kVA)	Q deviation (kVA)	Power Factor (cos φ)	V_{AC} + (L-N) (V)	Number of records
0	4.547	210.176	210.243	0.176	0.022	800.0	>600
10	35.834	209.242	212.308	-0.758	0.169	800.2	>600
20	70.617	209.079	220.699	-0.921	0.320	800.4	>600
30	105.124	209.310	234.243	-0.690	0.449	800.7	>600
40	140.393	209.511	252.219	-0.489	0.557	800.9	>600
50	175.360	209.559	273.267	-0.441	0.642	801.2	>600
60	210.347	209.583	296.947	-0.417	0.708	801.4	>600
70	245.223	209.618	322.606	-0.382	0.760	801.6	>600
80	280.304	209.646	350.010	-0.354	0.801	801.9	>600
90(1)	281.711	209.632	351.134	-0.368	0.802	801.9	>600
100(1)	281.703	209.629	351.122	-0.371	0.802	801.9	>600

Rectangular Curve (Q=60.0 %S_n) – Capacitive							
P Desired (%Pn)	P measured (kW)	Q measured (kVAr)	S measured (kVA)	Q deviation (kVA)	Power Factor (cos φ)	V_{AC} + (L-N) (V)	Number of records
0	4.116	-210.557	210.605	-0.557	0.020	797.0	>600
10	35.642	-210.325	213.329	-0.325	0.167	797.3	>600
20	70.442	-210.014	221.518	-0.014	0.318	797.5	>600
30	105.416	-210.058	235.028	-0.058	0.449	797.7	>600
40	140.429	-210.169	252.766	-0.169	0.556	797.9	>600
50	175.455	-210.361	273.922	-0.361	0.641	798.2	>600
60	210.483	-210.564	297.710	-0.564	0.707	798.4	>600
70	245.401	-210.826	323.494	-0.826	0.759	798.6	>600
80	279.962	-211.114	350.572	-1.114	0.799	798.9	>600
90(1)	279.956	-211.111	350.569	-1.111	0.799	798.9	>600
100(1)	279.947	-211.104	350.562	-1.104	0.799	798.9	>600

(1) In this Fixed Reactive Power operating mode, the inverter is reactive priority. The inverter does not reach the fixed active power value due to the current limitation function.

Triangular Curve (PF=0.80) – Inductive							
P Desired (%Pn)	P measured (kW)	Q measured (kVAr)	S measured (kVA)	Power Factor measured (cos φ)	PF deviation	V_{AC} + (V)	Number of records
0[1]	1.801	3.373	3.403	0.529	-0.271	798.4	>1800
10	35.704	27.048	44.646	0.800	0.000	798.8	>1800
20	70.768	52.541	88.046	0.804	0.004	799.2	>1800
30	105.911	78.246	131.615	0.805	0.005	799.7	>1800
40	141.396	104.267	175.639	0.805	0.005	800.1	>1800
50	176.453	130.419	219.378	0.804	0.004	800.5	>1800
60	211.426	156.366	262.930	0.804	0.004	801.0	>1800
70	246.429	182.283	306.489	0.804	0.004	801.4	>1800
80	281.740	208.226	350.308	0.804	0.004	801.8	>1800
90[2]	282.433	208.729	351.170	0.804	0.004	801.8	>1800
100[2]	282.424	208.718	351.158	0.804	0.004	801.8	>1800

Triangular Curve (PF=0.80) – Capacitive							
P Desired (%Pn)	P measured (kW)	Q measured (kVAr)	S measured (kVA)	Power Factor measured (cos φ)	PF deviation	V_{AC} + (V)	Number of records
0[1]	1.858	-3.477	3.480	0.534	-0.266	798.4	>1800
10	35.478	-27.080	44.444	0.798	-0.002	798.5	>1800
20	70.373	-52.709	87.812	0.801	0.001	798.5	>1800
30	105.308	-78.628	131.346	0.802	0.002	798.6	>1800
40	140.718	-105.485	175.805	0.800	0.000	798.7	>1800
50	175.362	-131.232	218.965	0.801	0.001	798.7	>1800
60	210.333	-156.418	262.069	0.803	0.003	798.8	>1800
70	245.254	-182.619	305.726	0.802	0.002	798.8	>1800
80	280.503	-208.910	349.690	0.802	0.002	798.9	>1800
90[2]	280.994	-209.281	350.309	0.802	0.002	798.9	>1800
100[2]	281.001	-209.305	350.332	0.802	0.002	798.9	>1800

[1] The power factor cannot keep stable due to the active power is almost 0.
[2] In this Fixed Reactive Power operating mode, the inverter is reactive priority. The inverter does not reach the fixed active power value due to the current limitation function.

- Die Einheit ist in der Lage, unterhalb der Maximalkapazität (P < Pmax) in jedem möglichen Betriebspunkt innerhalb des P-Q-Diagramms und mindestens bis zur Mindestleistung stabil zu arbeiten

Table II Reactive power control parameters

Name	Description	Unit	Setting range		Default value (acc. to parameter set)
			Min.	Max.	
Q Mode	Q operation manners	Disable/Fixed Q/Fixed PF/Q(P)/Q(U)			Disable
Fixed Reactive Power	Q specifications	%Pn	0	50	0
Fixed Power Factor	power factor specifications		0.8	1	1
Q(P) Curve	cosφ(P) characteristic Node 1 P	%Pn	0	100	50
	cosφ(P) characteristic Node 1 cosφ		0.9	1	1

Anhang 4 – Bewertung der Konformität der Erzeugungseinheiten

	cosφ(P) characteristic Node 2 P	%Pn	0	100	50
	cosφ(P) characteristic Node 2 cosφ		0.9	1	1
	cosφ(P) characteristic Node 3 P	%Pn	0	100	50
	cosφ(P) characteristic Node 3 cosφ		0.9	1	1
	cosφ(P) characteristic Node 4 P	%Pn	0	100	100
	cosφ(P) characteristic Node 4 cosφ		0.9	1	0.9
Q(U) Curve	Q(U) characteristic node 1 Q	%Pn	0	60	60
	Q(U) characteristic node 1 U	%Un	0	110	90
	Q(U) characteristic node 2 Q	%Pn	0	60	60
	Q(U) characteristic node 2 U	%Un	0	110	96
	Q(U) characteristic node 3 Q	%Pn	-60	0	-60
	Q(U) characteristic node 3 U	%Un	0	110	104
	Q(U) characteristic node 4 Q	%Pn	-60	0	-60
	Q(U) characteristic node 4 U	%Un	0	110	110
Q response time	Setting Q dynamic response time	s	0	60	10(4110) 5(4120)

Die Blindleistungskapazität der EZE ist dokumentiert im Zertifikat [VDE-AR-N 4110, VDE AR-N 4120].

Prüfung nach Richtlinie [TR3],

4.2.2 MEASURING THE MAXIMUM REACTIVE POWER RANGE (PQ DIAGRAM) / VERMESSUNG DES MAXIMALEN BLINDLEISTUNGSSTELLBEREICHS (P-Q-DIAGRAMM)

und

4.2.3 MEASURING SEPARATE OPERATING POINTS IN THE VOLTAGE DEPENDENT PQ DIAGRAM / VERMESSUNG EINZELNER ARBEITSPUNKTE DES SPANNUNGSABHÄNGIGEN P-Q-DIAGRAMMS

dokumentiert im Prüfbericht [TR3].

Unterhalb der Mindestleistung findet keine sprunghafte Änderung des Blindleistungsverhaltens innerhalb des vorgegebenen Blindleistungsbereiches statt.

Anhang 4 – Bewertung der Konformität der Erzeugungseinheiten	
5.3.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	Konform. Die geforderten Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung sind auf EZE-Ebene implementiert (siehe Zertifikat [VDE-AR-N 4110, VDE AR-N 4120] und Prüfbericht [EN 50549-2]). Die entsprechenden Schnittstellen sind im Zertifikat [VDE-AR-N 4110, VDE AR-N 4120] dokumentiert. Bei Bedarf können die Funktionen im überlagerten EZA-Regler implementiert werden. Die Informationen zu den entsprechenden Schnittstellen sind über den Hersteller zu erfragen. Prüfungen nach Richtlinie [TR3], *4.2.4 REACTIVE POWER FOLLOWING SETPOINT / BLINDLEISTUNG NACH SOLLWERTVORGABE;* *4.2.5 Q(U) CONTROL / Q(U)-REGELUNG;* *4.2.6 Q(P) CONTROL / Q(P)-REGELUNG;* *4.2.7 REACTIVE POWER Q WITH VOLTAGE LIMITATION FUNCTION / BLINDLEISTUNG Q MIT SPANNUNGSBEGRENZUNGSFUNKTION.* dokumentiert im Prüfbericht [TR3].
5.3.5 Spannungsregelung synchroner Stromerzeugungsanlagen	Entfällt. (Anforderung ist nur für Synchrone Stromerzeugungsanlagen)
5.3.6 Spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung	Entfällt. (keine Anforderungen vorgesehen) Anmerkung: Bei Bedarf kann die Funktion im überlagerten EZA-Regler implementiert werden. Die Informationen zu den entsprechenden Schnittstellen sind über den Hersteller zu erfragen.

Anhang 4 – Bewertung der Konformität der Erzeugungseinheiten	
5.4 Anforderungen hinsichtlich Netzmanagement und Systemschutz	---
5.4.1 Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber	Konform. Die Funktion ist auf der EZE-Ebene implementiert. Die entsprechenden Schnittstellen sind im Prüfbericht [TR3] dokumentiert. Bei Bedarf kann die Funktion im überlagerten EZA-Regler implementiert werden. Die Informationen zu den entsprechenden Schnittstellen sind über den Hersteller zu erfragen. Prüfungen nach Richtlinie [TR3], *4.1.2 OPERATING POWER LIMITED BY GRID OPERATOR / WIRKLEISTUNG NACH SOLLWERTVORGABE* dokumentiert im Prüfbericht [TR3].

5.4.2 Simulationsmodelle und Simulationsparameter	Konform. Validiertes Simulationsmodell sowie die entsprechenden Parameter vorhanden. (Siehe Zertifikat [VDE-AR-N 4110, VDE AR-N 4120] und Prüfbericht [TR4]). Anmerkung: • Die Funktionen sind implementiert im Modell gemäß Modellhandbuch: Matlab **2.7 SOFTWARE INFORMATION AND COMMENTS** As evidenced in the manufacturer's documentation and this validation report, the dynamic model cou be completely able to represent the dynamic behaviours at the PV inverter terminal, and also be suitab for power grid studies. The dynamic model covered by this validation report is valid for fundamen frequency positive and negative sequence response. The dynamic model is developed with the followi specifications in mind: - The model is to be used primarily for power system stability studies and thus should represent positive and negative sequence dynamics affected and relevant during: • Balanced and unbalanced short-circuits on the transmission grid (including voltage recover • Grid frequency disturbances • Reference value changes - The model is for fundamental frequency positive and negative sequence response. - The model is valid for typical power system frequency deviations. - The model is able to handle numerically the simulation of phase jumps. - The model is valid for steady state voltage deviations within the range from 0.9 p.u. to 1.1 p.u. - The model could work with integration time step range from 0.001s to 0.01s. - The model could be initialized to a steady state from load flow solutions at full or partial nomir power. - Over/under frequency and over/under voltage protections are modelled in the control model order to allow a realistic representation of PV inverter disconnection following grid disturbance This may be separate modules that connect to the main PV inverter model. - The model includes the reactive power capability of the PV inverter. Powerfactory **2.7 SOFTWARE INFORMATION AND COMMENTS** As evidenced in the manufacturer's documentation and this validation report, the dynamic model could be completely able to represent the dynamic behaviours at the PV inverter terminal, and also be suitable for power grid studies. The dynamic model covered by this validation report is valid for fundamental frequency positive and negative sequence response. The dynamic model is developed with the following specifications in mind: • Active power control is used to following active power command from external signal or following active power reference of PV inverter terminal. • Frequency response is used to control active power to response under /over-frequency of PV inverter terminal. • Reactive power control is used to following reactive power command from external signal or following reactive power reference of PV inverter terminal. • Power factor control is used to control reactive power according to active power and fixed power factor of PV inverter terminal. • Voltage control is used to control reactive power to response voltage change of PV inverter terminal. • Active power control is used to control reactive power to response voltage change of PV inverter terminal. • Low voltage ride through (LVRT) control is used to control reactive current to support terminal voltage. • Over voltage ride through (OVRT) control is used to control reactive current to support terminal voltage. • Plausibility tests for LVRT is used to control reactive current to support terminal voltage. • Protection of under-/over-voltage and under-/over-frequency.

Anhang 4 – Bewertung der Konformität der Erzeugungseinheiten	
	• Für den Anwendungsbereich des Modells: **Revision 1. Dated 04th October 2024.** This test report complements test report No. 230039RECO21-TG4. **Information of the test report:** - Validation report number: 230039RECO21-AM1-TG4 - Issuance date: 02/10/2024 - Issued by: SGS Tecnos, S.A. (Electrical Testing Laboratory) - Simulation model name: PGU_350KTL.slx - Dynamic Simulation Model version: V1.0 - MD5 Checksum: BA64C53539DF12C08603FB10DC43059B Note: Simulation results offered in this validation report were obtained with the MATLAB version R2019a and R2021b. The validation report does not guarantee the compliance of upper version of MATLAB version R2019a and R2021b. **Revision 2. Dated 31st October 2025.** **Information of the test report:** - Validation report number: 230039RECO21-1-TG4 - Issuance date: 30/10/2025 - Issued by: SGS Tecnos, S.A. (Electrical Testing Laboratory) - Simulation model name: Sofar_PV350K_VDE_V4.pfd - Dynamic Simulation Model version: V1.0 - MD5 Checksum: 423B9FED51ABE9AFBECECC508E03C706 Note: Simulation results offered in this validation report were obtained with the DIgSILENT PowerFactory 2025 Version 25.0.2.0 (25045) / Rev 118998. This validation report doesn't guarantee the compliance of upper version of DIgSILENT PowerFactory 2025 Version 25.0.2.0 (25045) / Rev 118998. • Der Umfang der Validierungs- und Plausibilitätstests nach Richtlinie [TR4] sind dokumentiert in Prüfbericht [TR4].
5.4.3 Systemschutz	Anmerkung: Hierzu ist eine Betrachtung auf der Anlagenebene notwendig (Siehe Punkt 5.3.4.). Dies ist nicht Teil der Einheitenzulassung.

Anhang 4 – Bewertung der Konformität der Erzeugungseinheiten	
5.5 Anforderungen hinsichtlich Synchronisierung und Netzwiederaufbau	---
5.5.1 Synchronisierungsvorrichtungen	Entfällt. Anmerkung: Hierzu ist eine genaue Betrachtung auf der Anlagenebene notwendig. Dies ist nicht Teil der Einheitenzulassung.
5.5.2 Zuschaltbedingungen	Anmerkung: Hierzu ist eine Betrachtung auf der Anlagenebene notwendig. Dies ist nicht Teil der Einheitenzulassung. Die Funktion ist auf der EZE-Ebene implementiert. Prüfungen nach Richtlinie [TR3], *4.5 VERIFICATION OF CONNECTION CONDITIONS / NACHWEIS DER ZUSCHALTBEDINGUNGEN* dokumentiert im Prüfbericht [TR3].
5.5.3 Schwarzstartfähigkeit	Entfällt. (Keine Anforderung vorgesehen nach Tor Erzeuger Typ B) (Anforderungen nach Tor Erzeuger Typ C nicht zwingend erforderlich)
5.5.4 Inselbetriebsfähigkeit	Entfällt. (Keine Anforderung vorgesehen nach Tor Erzeuger Typ B) (Anforderungen nach Tor Erzeuger Typ C nicht zwingend erforderlich)
5.5.5 Schnelle Neusynchronisierung	Entfällt. (Keine Anforderung vorgesehen nach Tor Erzeuger Typ B) (Anforderungen nach Tor Erzeuger Typ C erforderlich) Anmerkung: Die Funktion ist auf der EZE-Ebene implementiert. Prüfung nach Richtlinie [TR3], *4.5 VERIFICATION OF CONNECTION CONDITIONS / NACHWEIS DER ZUSCHALTBEDINGUNGEN* dokumentiert im Prüfbericht [TR3].
5.6 Anforderungen hinsichtlich Datenaustausch	Entfällt. Anmerkung: Genaue Betrachtung auf Anlagenebene notwendig. Dies ist nicht Teil der Einheitenzulassung.
6 Ausführung der Anlage und Schutz	Entfällt. Anmerkung: Genaue Betrachtung auf Anlagenebene notwendig. Dies ist nicht Teil der Einheitenzulassung.