

Bewertungsbericht

Nr.: 2018-0084-3

(35221333)

zum Einheitszertifikat

44 797 13 137945

für die
Erzeugungseinheiten der Baureihe 3
der GE Jenbacher GmbH & Co OG

Auftraggeber: GE Jenbacher GmbH & Co OG
Achenseestraße 1 – 3
6200 Jenbach
Österreich

Auftrag vom: 15.03.2018

Verfasser:
B.Eng. Konstantin Jakob
TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG
Am TÜV 1
30519 Hannover
Telefon: 0511 / 998-61890
Fax: 0511 / 998-61848

Dieser Bericht umfasst 73 Seiten

Der Bericht darf nur ungekürzt vervielfältigt werden. Eine Veröffentlichung
– auch auszugsweise – bedarf der schriftlichen Genehmigung der Verfasser.

Rev.	Datum	Ersteller	Änderungen
00	11.12.2018	Jakob	Erste Ausgabe

Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort	4
2	Allgemeines.....	4
2.1	Beschreibung der Erzeugungseinheit.....	4
2.2	Gültigkeit des Prüfberichtes	12
3	Nachweisführung.....	13
3.1	Allgemeines.....	13
3.2	Funktion der Wirkleistungseinspeisung	14
3.2.1	Maximale Wirkleistungseinspeisung	14
3.2.2	Reduktion der Wirkleistungseinspeisung nach Sollwertvorgabe	14
3.2.3	Wirkleistungsregelung bei Überfrequenz	17
3.3	Funktion der Blindleistungseinspeisung.....	19
3.3.1	Blindleistungswerte.....	19
3.3.2	Blindleistung nach Sollwertvorgabe	22
3.3.3	Blindleistungsübergangsfunktion	25
3.4	Netzurückwirkungen.....	26
3.5	Zuschaltbedingungen.....	27
3.5.1	Grenzwerte für Wiederschaltung.....	27
3.5.2	Verhalten bei Wiederschaltung - Wirkleistungsgradient	28
3.6	Verhalten der Erzeugungseinheit bei Fehlern im Netz.....	29
3.6.1	Dynamische Netzstützung	29
3.6.2	Erforderliche Hilfsaggregate für den LVRT	31
3.6.3	Beitrag der EZE zum Kurzschlussstrom	32
3.6.4	Leistungssteigerung nach Fehlerklärung	32
3.7	Entkopplungsschutzeinrichtung	32
3.7.1	Schutzkonzept	32
3.7.2	Allgemeine Anforderungen	37
3.7.3	Spannungs- und Frequenzschutz	41
3.7.4	Polschlupfschutz.....	41
4	Übertragbarkeit der Prüfberichte.....	42
4.1	Übertragung der Netzurückwirkungen	43
4.2	Anerkennung neuer Software	43
4.2.1	Spannungsregler UNITROL.....	43
4.2.2	Betriebsführungssoftware DIA.NE 3.5	43

4.2.3	Betriebsführungssoftware DIA.NE 4.0	44
4.2.4	Betriebsführungssoftware DIA.NE 4.1	44
4.2.5	Optimierte Funktion „Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz“	45
4.2.6	Betriebsführungssoftware DIA.NE 4.2	49
4.2.7	Betriebsführungssoftware DIA.NE 4.3	49
4.2.8	Betriebsführungssoftware DIA.NE 4.4	50
4.2.9	Änderung der Blindleistungsregelung mit DIA.NE 4.4.....	52
4.2.10	Betriebsführungssoftware DIA.NE 4.5	55
4.2.11	Bewertung der Funktion zur Blindleistungseinspeisung mit DIA.NE 4.5	57
4.2.12	Bewertung zur Funktion Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz mit DIA.NE 4.5	60
4.2.13	Betriebsführungssoftware DIA.NE 4.6	61
4.3	Einschränkung des Blindleistungsbereichs.....	62
4.4	Anerkennung neuer Schutzgeräte.....	63
5	Anmerkungen für die Anlagenzertifizierung.....	63
6	Auflage für vereinfachten Nachweisprozess bei EZA.....	64
7	Zusammenfassung	65
8	Literatur und Referenzen.....	66

1 Vorwort

Die GE Jenbacher GmbH & Co OG (GE Jenbacher) hat mit ihrem Schreiben vom 15.03.20188 /U1/ die TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG (TN EnSys) beauftragt zu prüfen, ob eine Verlängerung des bestehenden Zertifikates /U2/ für ihre Erzeugungseinheiten (EZE) mit Verbrennungskraftmaschinen (VKM) der Baureihe 3 zulässig ist. Das Zertifikat wurde auf Basis von Teil 8, Rev. 6 der technischen Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen (TR8) der Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien (FGW) in Verbindung mit der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie (MSR) /R1/ erstellt. Für die Bewertung einer möglichen Verlängerung des Zertifikats wird Rev. 8 der TR8 herangezogen. Zudem hatte GE Jenbacher die TN EnSys am 04.07.2018 /U3/ beauftragt, die Aufnahme der Softwareversionen DIA.NE 4.5 und DIA.NE 4.6 in die bestehenden Zertifikate zu prüfen. Bei positiver Bewertung dient die Prüfung als Basis für das Ausstellen des Einheitenzertifikats durch die TÜV NORD CERT GmbH (TN CERT).

2 Allgemeines

Bei der durchzuführenden Zertifikatsverlängerung wird entsprechend TR8, Rev. 8, Kapitel 2.1.13 die Einhaltung der zur Zertifikatsausstellung gültigen und angewendeten Regeln, Normen und Netzanschlussrichtlinien überprüft. Dabei können vorhandene und neue Typprüfnachweise genauso wie Prüfstandtests und Herstellererklärungen herangezogen werden. Bei dem EZE-Zertifikat der Baureihe 3 handelt es sich um eine Familienzertifizierung gemäß TR8 /R2/. Dabei erfolgt zunächst die Konformitätsprüfung der vermessenen EZE der Baureihe. Im Anschluss daran wird die Übertragbarkeit der Prüfberichte (Messberichte) auf die weiteren EZE der Familie beurteilt (siehe Kapitel 4). In einem separaten Bericht gehen wir auf die Validierung des EZE-Modells ein.

2.1 Beschreibung der Erzeugungseinheit

Prüfgegenstand sind die elektrischen Eigenschaften der EZE der Baureihe 3 der Firma GE Jenbacher. Bei den EZE handelt es sich jeweils um eine Verbrennungskraftmaschine mit direkt gekoppelter Synchronmaschine (50 Hz, 1500 min⁻¹) mit Nennleistungen von 329 kW_{mech} bis 1156 kW_{mech} bei einer Nennspannung von 400 V, 415 V, 690 V, 3300 V, 6000 V, 6300 V, 10000 V, 10500 V und 11000 V. Die Baureihe 3 beinhaltet die in der Tabelle 2.1 aufgelisteten 305 Varianten, welche aus verschiedenen Generatortypen zweier Hersteller sowie den Jenbacher-Motoren J 312, J 316 und J 320 in unterschiedlichen Leistungsstufen gebildet werden. Den aufgeführten Genset-Varianten ist je eine baureihenübergreifende, laufende Nummer zugewiesen. Anhand dieser Nummer können Parametereinstellungen für das Basismodell der EZE der Matching-List zum entsprechenden Einheitenzertifikat entnommen werden. Bei Nummern mit einer Stelle nach dem Punkt

(z. B. xxx.1) handelt es sich um Gensets mit entsprechend dem Generator-Redesign angepasster maximaler Generatorscheinleistung und daraus resultierendem PQ-Diagramm. Die relative Größe (p. u.) in den PQ-Diagrammen bezieht sich immer auf die Generatorscheinleistung ($S_{\text{Generator}}$ bzw. in der Matching-List als „Type load at "F"“ bezeichnet) und nicht auf die Genset-Scheinleistung (S_{Genset}).

Tabelle 2.1: Übersicht der zu begutachtenden Varianten der EZE Baureihe 3 /U29/

lfd. Nr.	Generator-hersteller	U	Motortyp	$P_{\text{mech.}}$	S_{Genset}	$S_{\text{Generator}}$	Generatortyp	H_{Genset}
		[V]		[kW _m]	[kVA]	[kVA]		[kW _s /kVA]
10.0	LS	400	J 312	412	493	785	LSAC 49.1 L9	0,51
11.0	LS	400	J 312	420	498	498	LSAC 47.2 L9	0,43
12.0	LS	415	J 312	420	499	505	LSAC 47.2 L9	0,43
13.0	LS	400	J 312	420	499	785	LSAC 49.1 L9	0,50
14.0	LS	415	J 312	420	499	785	LSAC 49.1 L9	0,50
15.0	LS	400	J 312	435	521	785	LSAC 49.1 L9	0,48
16.0	LS	400	J 312	464	555	785	LSAC 49.1 L9	0,45
17.0	LS	400	J 312	541	648	785	LSAC 49.1 L9	0,39
18.0	LS	400	J 312	544	651	785	LSAC 49.1 L9	0,39
19.0	LS	415	J 312	544	651	785	LSAC 49.1 L9	0,39
20.0	LS	400	J 312	547	654	785	LSAC 49.1 L9	0,39
21.0	LS	415	J 312	547	654	785	LSAC 49.1 L9	0,39
22.0	LS	690	J 312	569	677	1050	LSAC 50.2 M6	0,44
22.1	LS	690	J 312	569	677	959	LSAC 50.2 M6	0,44
23.0	LS	400	J 312	567	678	785	LSAC 49.1 L9	0,37
24.0	LS	400	J 312	568	679	785	LSAC 49.1 L9	0,37
25.0	LS	400	J 312	569	681	785	LSAC 49.1 L9	0,37
26.0	LS	415	J 312	569	681	785	LSAC 49.1 L9	0,37
27.0	LS	400	J 312	591	681	785	LSAC 49.1 L9	0,37
28.0	LS	400	J 312	596	712	785	LSAC 49.1 L9	0,35
29.0	LS	400	J 312	602	719	785	LSAC 49.1 L9	0,35
30.0	LS	400	J 312	606	724	785	LSAC 49.1 L9	0,35
31.0	LS	690	J 312	646	771	1050	LSAC 50.2 M6	0,39
31.1	LS	690	J 312	646	771	959	LSAC 50.2 M6	0,39
32.0	LS	400	J 312	646	772	785	LSAC 49.1 L9	0,33
33.0	LS	415	J 312	646	772	785	LSAC 49.1 L9	0,33
34.0	LS	400	J 312	655	783	785	LSAC 49.1 L9	0,32
35.0	LS	690	J 312	657	784	1050	LSAC 50.2 M6	0,38
35.1	LS	690	J 312	657	784	959	LSAC 50.2 M6	0,38
36.0	LS	415	J 312	657	785	785	LSAC 49.1 L9	0,32
37.0	LS	400	J 312	657	785	785	LSAC 49.1 L9	0,31
38.0	LS	400	J 312	657	787	1195	LSAC 50.2 L8	0,51
39.0	LS	690	J 316	725	865	1040	LSAC 50.2 L7	0,45
40.0	LS	690	J 316	725	867	995	LSAC 50.2 L7	0,45
40.1	LS	690	J 316	725	867	1040	LSAC 50.2 L7	0,45
41.0	LS	400	J 316	725	867	1150	LSAC 50.2 L7	0,45
42.0	LS	415	J 316	725	867	1150	LSAC 50.2 L7	0,45
43.0	LS	400	J 316	725	871	1315	LSAC 50.2 VL10	0,51
44.0	LS	415	J 316	725	871	1315	LSAC 50.2 VL10	0,51
45.0	LS	690	J 316	730	871	1040	LSAC 50.2 L7	0,45
46.0	LS	690	J 316	730	873	995	LSAC 50.2 L7	0,45
46.1	LS	690	J 316	730	873	1040	LSAC 50.2 L7	0,45

lfd. Nr.	Generator-hersteller	<i>U</i>	Motortyp	<i>P</i> _{mech.}	<i>S</i> _{Genset}	<i>S</i> _{Generator}	Generatortyp	<i>H</i> _{Genset}
		[V]		[kW _m]	[kVA]	[kVA]		[kW _s /kVA]
47.0	LS	400	J 316	730	873	1150	LSAC 50.2 L7	0,45
48.0	LS	415	J 316	730	873	1150	LSAC 50.2 L7	0,45
49.0	LS	400	J 316	730	877	1315	LSAC 50.2 VL10	0,51
50.0	LS	415	J 316	730	877	1315	LSAC 50.2 VL10	0,51
51.0	LS	690	J 316	759	906	1040	LSAC 50.2 L7	0,43
52.0	LS	400	J 316	759	907	1150	LSAC 50.2 L7	0,43
53.0	LS	415	J 316	759	907	1150	LSAC 50.2 L7	0,43
54.0	LS	690	J 316	759	911	1050	LSAC 50.2 L8	0,46
54.1	LS	690	J 316	759	911	1168	LSAC 50.2 L8	0,46
55.0	LS	415	J 316	759	912	1315	LSAC 50.2 VL10	0,49
56.0	LS	400	J 316	759	913	1315	LSAC 50.2 VL10	0,49
57.0	LS	415	J 316	759	913	1315	LSAC 50.2 VL10	0,49
58.0	LS	400	J 316	827	988	1150	LSAC 50.2 L7	0,40
59.0	LS	415	J 316	827	988	1150	LSAC 50.2 L7	0,40
60.0	LS	690	J 316	827	988	1168	LSAC 50.2 L8	0,42
61.0	LS	690	J 316	827	992	1050	LSAC 50.2 L8	0,42
61.1	LS	690	J 316	827	992	1168	LSAC 50.2 L8	0,42
62.0	LS	400	J 316	827	994	1315	LSAC 50.2 VL10	0,45
63.0	LS	415	J 316	827	994	1315	LSAC 50.2 VL10	0,45
64.0	LS	400	J 316	861	1028	1150	LSAC 50.2 L7	0,38
65.0	LS	415	J 316	861	1028	1150	LSAC 50.2 L7	0,38
66.0	LS	690	J 316	861	1029	1168	LSAC 50.2 L8	0,41
67.0	LS	690	J 316	861	1035	1232	LSAC 50.2 VL10	0,43
67.1	LS	690	J 316	861	1035	1307	LSAC 50.2 VL10	0,43
68.0	LS	400	J 316	861	1035	1315	LSAC 50.2 VL10	0,43
69.0	LS	415	J 316	861	1035	1315	LSAC 50.2 VL10	0,43
70.0	LS	400	J 316	876	1046	1150	LSAC 50.2 L7	0,37
71.0	LS	415	J 316	876	1046	1150	LSAC 50.2 L7	0,37
72.0	LS	690	J 316	876	1046	1168	LSAC 50.2 L8	0,40
73.0	LS	400	J 316	876	1051	1315	LSAC 50.2 VL10	0,42
74.0	LS	415	J 316	876	1051	1315	LSAC 50.2 VL10	0,42
75.0	LS	690	J 316	876	1054	1232	LSAC 50.2 VL10	0,42
75.1	LS	690	J 316	876	1054	1307	LSAC 50.2 VL10	0,42
76.0	LS	10500	J 320	949	1130	1250	LSA 52.2 ZL60	0,63
76.1	LS	10500	J 320	949	1130	1150	LSA 52.2 ZL60	0,63
77.0	LS	11000	J 320	949	1130	1250	LSA 52.2 ZL60	0,63
77.1	LS	11000	J 320	949	1130	1150	LSA 52.2 ZL60	0,63
78.0	LS	3300	J 320	949	1135	1600	LSA 52.2 XL65	0,68
78.1	LS	3300	J 320	949	1135	1482	LSA 52.2 XL65	0,68
79.0	LS	690	J 320	949	1141	1232	LSAC 50.2 VL10	0,40
79.1	LS	690	J 320	949	1141	1307	LSAC 50.2 VL10	0,40
80.0	LS	400	J 320	949	1141	1315	LSAC 50.2 VL10	0,40
81.0	LS	415	J 320	949	1141	1315	LSAC 50.2 VL10	0,40
82.0	LS	400	J 320	1029	1236	1315	LSAC 50.2 VL10	0,37
83.0	LS	10500	J 320	1095	1306	1500	LSA 52.2 ZL70	0,61
83.1	LS	10500	J 320	1095	1306	1381	LSA 52.2 ZL70	0,61
84.0	LS	11000	J 320	1095	1306	1500	LSA 52.2 ZL70	0,61
84.1	LS	11000	J 320	1095	1306	1381	LSA 52.2 ZL70	0,61
85.0	LS	3300	J 320	1095	1310	1600	LSA 52.2 XL65	0,59
85.1	LS	3300	J 320	1095	1310	1482	LSA 52.2 XL65	0,59
86.0	LS	6300	J 320	1095	1311	1600	LSA 52.2 XL65	0,59
86.1	LS	6300	J 320	1095	1311	1482	LSA 52.2 XL65	0,59

lfd. Nr.	Generator-hersteller	<i>U</i>	Motortyp	<i>P</i> _{mech.}	<i>S</i> _{Genset}	<i>S</i> _{Generator}	Generatortyp	<i>H</i> _{Genset}
		[V]		[kW _m]	[kVA]	[kVA]		[kW _s /kVA]
87.0	LS	690	J 320	1095	1314	1733	LSA 52.2 M60	0,55
87.1	LS	690	J 320	1095	1314	1594	LSA 52.2 M60	0,55
88.0	LS	400	J 320	1095	1315	1315	LSAC 50.2 VL10	0,35
89.0	LS	415	J 320	1095	1315	1315	LSAC 50.2 VL10	0,35
90.0	LS	400	J 320	1095	1318	1720	LSA 52.2 M60	0,54
91.0	LS	415	J 320	1095	1318	1720	LSA 52.2 M60	0,54
290.0	CGT	10500	J 312	544	643	750	DIG 110 h/4	0,60
290.1	CGT	10500	J 312	544	643	900	DIG 110 h/4	0,60
291.0	CGT	11000	J 312	520	643	900	DIG 110 h/4	0,60
292.0	CGT	400	J 312	544	651	860	CG 634 H	0,54
292.1	CGT	400	J 312	544	651	731	CG 634 H	0,54
293.0	CGT	415	J 312	544	651	830	CG 634 H	0,54
293.1	CGT	415	J 312	544	651	706	CG 634 H	0,54
294.0	CGT	690	J 312	544	652	900	CG 634 J	0,60
294.1	CGT	690	J 312	544	652	765	CG 634 J	0,60
295.0	CGT	400	J 312	547	654	860	CG 634 H	0,54
295.1	CGT	400	J 312	547	654	731	CG 634 H	0,54
296.0	CGT	415	J 312	547	654	830	CG 634 H	0,54
296.1	CGT	415	J 312	547	654	706	CG 634 H	0,54
297.0	CGT	690	J 312	547	655	900	CG 634 J	0,59
297.1	CGT	690	J 312	547	655	765	CG 634 J	0,59
298.0	CGT	400	J 312	569	680	860	CG 634 H	0,52
298.1	CGT	400	J 312	569	680	731	CG 634 H	0,52
299.0	CGT	415	J 312	569	681	830	CG 634 H	0,52
299.1	CGT	415	J 312	569	681	706	CG 634 H	0,52
300.0	CGT	690	J 312	569	681	900	CG 634 J	0,57
300.1	CGT	690	J 312	569	681	765	CG 634 J	0,57
301.0	CGT	415	J 312	646	772	830	CG 634 H	0,46
302.0	CGT	415	J 312	646	772	788	CG 634 J	0,50
303.0	CGT	400	J 312	646	773	927	CG 634 J	0,50
303.1	CGT	400	J 312	646	773	788	CG 634 J	0,50
304.0	CGT	690	J 312	646	776	945	CG 634 K	0,56
304.1	CGT	690	J 312	646	776	803	CG 634 K	0,56
305.0	CGT	415	J 312	657	785	830	CG 634 H	0,45
306.0	CGT	415	J 312	657	785	788	CG 634 J	0,50
307.0	CGT	400	J 312	657	786	927	CG 634 J	0,50
307.1	CGT	400	J 312	657	786	788	CG 634 J	0,50
308.0	CGT	690	J 312	657	789	945	CG 634 K	0,55
308.1	CGT	690	J 312	657	789	803	CG 634 K	0,55
309.0	CGT	10500	J 312	668	789	900	DIG 110 h/4	0,49
310.0	CGT	11000	J 312	668	789	900	DIG 110 h/4	0,49
311.0	CGT	690	J 316	725	867	1175	PE 734 B	0,60
311.1	CGT	690	J 316	725	867	1116	PE 734 B	0,60
312.0	CGT	400	J 316	725	869	1018	CG 634 K	0,52
313.0	CGT	400	J 316	725	869	1140	PE 734 B	0,60
314.0	CGT	415	J 316	725	870	1000	CG 634 K	0,52
315.0	CGT	415	J 316	725	870	1154	PE 734 B	0,60
315.1	CGT	415	J 316	725	870	1178	PE 734 B	0,60
316.0	CGT	690	J 316	730	873	1175	PE 734 B	0,60
316.1	CGT	690	J 316	730	873	1116	PE 734 B	0,60
317.0	CGT	400	J 316	730	875	1018	CG 634 K	0,51
318.0	CGT	400	J 316	730	875	1140	PE 734 B	0,59

lfd. Nr.	Generator-hersteller	U	Motortyp	P _{mech.}	S _{Genset}	S _{Generator}	Generatortyp	H _{Genset}
		[V]		[kW _m]	[kVA]	[kVA]		[kW _s /kVA]
319.0	CGT	415	J 316	730	876	1000	CG 634 K	0,51
320.0	CGT	415	J 316	730	876	1154	PE 734 B	0,59
320.1	CGT	415	J 316	730	876	1178	PE 734 B	0,59
321.0	CGT	690	J 316	759	908	1175	PE 734 B	0,57
321.1	CGT	690	J 316	759	908	1116	PE 734 B	0,57
322.0	CGT	400	J 316	759	910	1018	CG 634 K	0,49
323.0	CGT	400	J 316	759	910	1140	PE 734 B	0,57
324.0	CGT	415	J 316	759	910	1000	CG 634 K	0,49
325.0	CGT	415	J 316	759	910	1154	PE 734 B	0,57
325.1	CGT	415	J 316	759	910	1178	PE 734 B	0,57
326.0	CGT	690	J 316	827	989	1175	PE 734 B	0,53
326.1	CGT	690	J 316	827	989	1116	PE 734 B	0,53
327.0	CGT	415	J 316	827	991	1215	PE 734 B	0,52
327.1	CGT	415	J 316	827	991	1154	PE 734 B	0,52
327.2	CGT	415	J 316	827	991	1178	PE 734 B	0,52
328.0	CGT	400	J 316	827	995	1335	PE 734 C	0,58
328.1	CGT	400	J 316	827	995	1268	PE 734 C	0,58
329.0	CGT	10500	J 316	861	1021	1080	DIG 110 i/4	0,44
330.0	CGT	415	J 316	861	1032	1215	PE 734 B	0,50
331.0	CGT	415	J 316	861	1032	1268	PE 734 C	0,56
332.0	CGT	690	J 316	861	1034	1265	PE 734 C	0,56
332.1	CGT	690	J 316	861	1034	1202	PE 734 C	0,56
333.0	CGT	400	J 316	861	1035	1335	PE 734 C	0,56
333.1	CGT	400	J 316	861	1035	1268	PE 734 C	0,56
334.0	CGT	415	J 316	861	1036	1335	PE 734 C	0,56
334.1	CGT	415	J 316	861	1036	1268	PE 734 C	0,56
335.0	CGT	690	J 316	876	1055	1265	PE 734 C	0,55
335.1	CGT	690	J 316	876	1055	1202	PE 734 C	0,55
336.0	CGT	400	J 316	876	1056	1335	PE 734 C	0,55
336.1	CGT	400	J 316	876	1056	1268	PE 734 C	0,55
337.0	CGT	415	J 316	876	1056	1335	PE 734 C	0,55
337.1	CGT	415	J 316	876	1056	1268	PE 734 C	0,55
338.0	CGT	690	J 320	949	1139	1265	PE 734 C	0,52
338.1	CGT	690	J 320	949	1139	1202	PE 734 C	0,52
339.0	CGT	400	J 320	949	1141	1335	PE 734 C	0,51
339.1	CGT	400	J 320	949	1141	1268	PE 734 C	0,51
340.0	CGT	415	J 320	949	1141	1335	PE 734 C	0,51
340.1	CGT	415	J 320	949	1141	1268	PE 734 C	0,51
341.0	CGT	10500	J 320	999	1236	1650	DIG 120 i/4	0,70
342.0	CGT	10500	J 320	1095	1300	1370	DIG 120 h/4	0,56
343.0	CGT	11000	J 320	1095	1300	1370	DIG 120 h/4	0,56
344.0	CGT	6300	J 320	1095	1306	1500	DIG 120 h/4	0,56
345.0	CGT	3300	J 320	1095	1306	1500	DIG 120 h/4	0,56
346.0	CGT	10500	J 320	1095	1307	1650	DIG 120 i/4	0,66
347.0	CGT	3300	J 320	1095	1312	1750	MVWI 734 H	0,58
348.0	CGT	10500	J 320	1095	1315	2167	HVSI 804 R	0,81
348.1	CGT	10500	J 320	1095	1315	1742	HVSI 804 R	0,81
348.2	CGT	10500	J 320	1095	1315	1722	HVSI 804 R	0,81
349.0	CGT	11000	J 320	1095	1315	2270	HVSI 804 R	0,81
349.1	CGT	11000	J 320	1095	1315	1825	HVSI 804 R	0,81
349.2	CGT	11000	J 320	1095	1315	1781	HVSI 804 R	0,81
350.0	CGT	690	J 320	1095	1318	1481	PE 734 E	0,52

lfd. Nr.	Generator-hersteller	U	Motortyp	P _{mech.}	S _{Genset}	S _{Generator}	Generatortyp	H _{Genset}
		[V]		[kW _m]	[kVA]	[kVA]		[kW _s /kVA]
350.1	CGT	690	J 320	1095	1318	1437	PE 734 E	0,52
351.0	CGT	6300	J 320	1095	1318	2148	HVSI 804 R	0,81
351.1	CGT	6300	J 320	1095	1318	1861	HVSI 804 R	0,81
351.2	CGT	6300	J 320	1095	1318	1848	HVSI 804 R	0,81
352.0	CGT	3300	J 320	1095	1320	2400	MVSI 804 R	0,80
352.1	CGT	3300	J 320	1095	1320	2153	MVSI 804 R	0,80
352.2	CGT	3300	J 320	1095	1320	2005	MVSI 804 R	0,80
353.0	CGT	400	J 320	1095	1322	1710	PE 734 E	0,52
353.1	CGT	400	J 320	1095	1322	1625	PE 734 E	0,52
354.0	CGT	415	J 320	1095	1323	1710	PE 734 E	0,52
354.1	CGT	415	J 320	1095	1323	1625	PE 734 E	0,52
631.0	LS	400	J 312	666	826	1315	LSAC 50.2 VL10	0,53
632.0	LS	400	J 312	406	484	785	LSAC 49.1 L9	0,52
633.0	LS	415	J 312	406	484	785	LSAC 49.1 L9	0,52
634.0	LS	690	J 312	406	484	697	LSAC 49.1 L9	0,52
635.0	LS	690	J 316	725	869	1307	LSAC 50.2 VL10	0,52
636.0	LS	690	J 316	730	875	1307	LSAC 50.2 VL10	0,52
637.0	LS	690	J 316	759	910	1307	LSAC 50.2 VL10	0,50
638.0	LS	690	J 316	827	992	1307	LSAC 50.2 VL10	0,46
717.0	CGT	6000	J 312	416	489	714	DIG 110 g/4	0,74
718.0	CGT	6000	J 312	544	640	714	DIG 110 g/4	0,56
724.0	LS	400	J 312	618	739	785	LSAC 49.1 L9	0,34
729.0	LS	400	J 312	515	616	785	LSAC 49.1 L9	0,41
730.0	LS	400	J 312	693	829	830	LSAC 49.1 L11	0,33
731.0	LS	415	J 312	693	829	830	LSAC 49.1 L11	0,33
732.0	LS	690	J 312	693	829	959	LSAC 50.2 M6	0,43
733.0	CGT	400	J 312	693	832	865	CG 634 K	0,52
734.0	CGT	415	J 312	693	832	850	CG 634 K	0,52
735.0	CGT	690	J 312	693	832	1116	PE 734 B	0,61
736.0	LS	400	J 316	925	1110	1315	LSAC 50.2 VL10	0,43
737.0	LS	415	J 316	925	1110	1315	LSAC 50.2 VL10	0,43
738.0	LS	690	J 316	925	1109	1307	LSAC 50.2 VL10	0,43
739.0	CGT	400	J 316	925	1116	1268	PE 734 C	0,54
740.0	CGT	415	J 316	925	1116	1268	PE 734 C	0,54
741.0	CGT	690	J 316	925	1116	1202	PE 734 C	0,54
742.0	LS	400	J 320	1156	1391	1720	LSA 52.2 M60	0,52
743.0	LS	415	J 320	1156	1391	1720	LSA 52.2 M60	0,52
744.0	LS	690	J 320	1156	1390	1594	LSA 52.2 M60	0,52
745.0	CGT	400	J 320	1156	1394	1625	PE 734 E	0,49
746.0	CGT	415	J 320	1156	1394	1625	PE 734 E	0,49
747.0	CGT	690	J 320	1156	1394	1437	PE 734 E	0,49
748.0	CGT	10000	J 316	861	871	1028	DIG 110 i/4	0,52
749.0	CGT	400	J 316	657	786	865	CG 634 K	0,55
750.0	CGT	400	J 312	646	773	910	CG I634 H2	0,50
765.0	LS	690	J 320	1026	1233	1350	LSA 52.3 S6	0,53
766.0	LS	400	J 320	1026	1238	1590	LSA 52.3 S6	0,53
767.0	LS	415	J 320	1026	1238	1590	LSA 52.3 S6	0,53
768.0	LS	690	J 320	1095	1316	1350	LSA 52.3 S6	0,50
769.0	LS	400	J 320	1095	1320	1590	LSA 52.3 S6	0,50
770.0	LS	415	J 320	1095	1320	1590	LSA 52.3 S6	0,50
771.0	LS	400	J 320	1156	1393	1590	LSA 52.3 S6	0,47
772.0	LS	415	J 320	1156	1393	1590	LSA 52.3 S6	0,47

lfd. Nr.	Generator-hersteller	U	Motortyp	P _{mech.}	S _{Genset}	S _{Generator}	Generatortyp	H _{Genset}
		[V]		[kW _m]	[kVA]	[kVA]		[kW _s /kVA]
781.0	LS	690	J 320	1156	1389	1510	LSA 52.3 S7	0,48
789.0	LS	400	J 312	544	658	792	LSAC 49.1L9	0,39
790.0	LS	600	J 316	876	1054	1307	LSAC 50.2 VL10	0,43
796.0	CGT	400	J 320	1026	1239	1625	PE 734 E	0,56
797.0	CGT	415	J 320	1026	1239	1625	PE 734 E	0,56
798.0	CGT	690	J 320	1026	1235	1437	PE 734 E	0,56
800.0	CGT	10000	J 312	544	642	900	DIG 110 h/4	0,60
801.0	CGT	3300	J 320	1026	1224	1500	DIG 120 h/4	0,60
802.0	CGT	6300	J 320	1026	1224	1500	DIG 120 h/4	0,60
803.0	CGT	10500	J 320	1026	1218	1370	DIG 120 h/4	0,60
804.0	CGT	11000	J 320	1026	1218	1370	DIG 120 h/4	0,60
807.0	CGT	6300	J 320	1026	1235	1881	HVSI 804 R	0,86
808.0	CGT	10500	J 320	1026	1233	1722	HVSI 804 R	0,86
809.0	CGT	11000	J 320	1026	1233	1781	HVSI 804 R	0,86
810.0	LS	10500	J 320	1026	1227	1540	LSA 52.2 SL80	0,71
811.0	LS	11000	J 320	1026	1227	1540	LSA 52.2 SL80	0,71
813.0	LS	3300	J 320	1026	1228	1482	LSA 52.2 XL65	0,63
814.0	LS	6300	J 320	1026	1228	1482	LSA 52.2 XL65	0,63
825.0	CGT	3300	J 320	1026	1237	2005	MVSI 804 R	0,86
830.0	CGT	10000	J 320	1026	1219	1304	DIG 120 h/4	0,60
840.0	CGT	10000	J 312	657	776	857	DIG 110 h/4	0,55
844.0	LS	400	J 312	518	619	785	LSAC 49.1 L9	0,41
845.0	LS	415	J 312	518	619	785	LSAC 49.1 L9	0,41
846.0	LS	690	J 312	518	618	697	LSAC 49.1 L9	0,41
847.0	CGT	400	J 312	518	620	731	CG 634 H	0,57
848.0	CGT	415	J 312	518	620	706	CG 634 H	0,57
849.0	CGT	690	J 312	518	620	765	CG 634 J	0,63
850.0	CGT	400	J 312	567	678	731	CG 634 H	0,52
851.0	CGT	415	J 312	567	678	706	CG 634 H	0,52
852.0	CGT	690	J 312	567	679	765	CG 634 J	0,57
853.0	LS	400	J 312	567	677	785	LSAC 49.1 L9	0,37
854.0	LS	415	J 312	567	677	785	LSAC 49.1 L9	0,37
855.0	LS	690	J 312	567	676	959	LSAC 50.2 M6	0,53
856.0	CGT	400	J 312	406	484	646	CG 634 G	0,69
857.0	CGT	415	J 312	406	484	637	CG 634 G	0,69
858.0	CGT	690	J 312	406	484	637	CG 634 G	0,69
859.0	CGT	400	J 312	420	500	646	CG 634 G	0,67
860.0	CGT	415	J 312	420	500	637	CG 634 G	0,67
861.0	LS	690	J 316	876	1045	1307	LSAC 50.2 VL10	0,43
862.0	CGT	400	J 320	1030	1244	1625	PE 734 E	0,55
863.0	CGT	415	J 320	1030	1244	1625	PE 734 E	0,55
864.0	CGT	690	J 320	1030	1240	1437	PE 734 E	0,56
865.0	CGT	3300	J 320	1030	1223	1300	DIG 120 g/4	0,57
866.0	CGT	6300	J 320	1030	1229	1500	DIG 120 h/4	0,60
867.0	CGT	10500	J 320	1030	1223	1370	DIG 120 h/4	0,60
868.0	CGT	11000	J 320	1030	1223	1370	DIG 120 h/4	0,60
869.0	LS	400	J 320	1030	1236	1315	LSAC 50.2 VL10	0,38
870.0	LS	415	J 320	1030	1236	1315	LSAC 50.2 VL10	0,38
871.0	LS	690	J 320	1030	1235	1307	LSAC 50.2 VL10	0,38
872.0	LS	3300	J 320	1030	1233	1482	LSA 52.2 XL65	0,63
873.0	LS	6300	J 320	1030	1229	1482	LSA 52.2 XL65	0,63
874.0	LS	10500	J 320	1030	1229	1381	LSA 52.2 ZL70	0,65

lfd. Nr.	Generator-hersteller	U	Motortyp	$P_{\text{mech.}}$	S_{Genset}	$S_{\text{Generator}}$	Generatortyp	H_{Genset}
		[V]		[kW _m]	[kVA]	[kVA]		[kW _s /kVA]
875.0	LS	11000	J 320	1030	1229	1381	LSA 52.2 ZL70	0,65
1003.0	CGT	10000	J 312	657	776	857	DIG 110 h/4	0,50
1006.0	LS	400	J 312	329	392	785	LSAC 49.1 L9	0,64

Die Vermessung des Verhaltens bei Netzfehlern wurde mit der EZE-Variante 37.0 gemäß Tabelle 2.1 und die Vermessung der weiteren elektrischen Eigenschaften mit der EZE-Variante 25.0 durchgeführt. In Tabelle 2.2 und Tabelle 2.3 sind die technischen Daten der beiden vermessenen EZE-Varianten zusammengefasst. Bezüglich der Nebenaggregate verweisen wir auf den Anhang A6 des Zertifikates.

Tabelle 2.2: Technische Daten der vermessenen EZE bei Netzfehlern (lfd. Nr. 37.0) /U5/

Allgemeine Daten		Generator	
Nennleistung	628 kW _{el}	Art	Synchronmaschine
Nennscheinleistung	785 kVA	Hersteller	Leroy Somer
Nennspannung	400 V	Typ	LSAC 49.1 L9
Nennstrom	906,4 A	Scheinleistung	785 kVA
Höchste Blindleistung übererregt untererregt	471 kvar 245 kvar	Nennspannung	400 V
		Nennfrequenz	50 Hz
		Drehzahl	1500 min ⁻¹
EZE-Regelung	GE Jenbacher DIA.NE	Verbrennungsmotor	
Version	3.40	Hersteller	GE Jenbacher
Beitrag zum Stoßkurzschlussstrom	28,007 kA	Typ	J312
Spannungsregler		Leistung	657 kW _{mech}
Hersteller / Typ	ABB / Unitrol	Brennstoff	Erdgas/Sondergas
Softwareversion	6.100	Drehzahl	1500 min ⁻¹

Tabelle 2.3: Technische Daten der vermessenen EZE (lfd. Nr. 25.0) /U6/

Allgemeine Daten		Generator	
Nennleistung	545 kW _{el}	Art	Synchronmaschine
Nennscheinleistung	681 kVA	Hersteller	Leroy Somer
Nennspannung	400 V	Typ	LSAC 49.1 L9
Nennstrom	786,6 A	Scheinleistung	785 kVA
Höchste Blindleistung		Nennspannung	400 V
übererregt	408 kvar	Nennfrequenz	50 Hz
untererregt	212 kvar	Drehzahl	1500 min ⁻¹
EZE-Regelung	GE Jenbacher DIA.NE	Verbrennungsmotor	
Version	3.30	Hersteller	GE Jenbacher
Beitrag zum Stoßkurzschlussstrom	28,007 kA	Typ	J312
Spannungsregler		Leistung	569 kW _{mech}
Hersteller / Typ	ABB / Unitrol	Brennstoff	Erdgas/Sondergas
Softwareversion	6.100	Drehzahl	1500 min ⁻¹

2.2 Gültigkeit des Prüfberichtes

Die TN EnSys hat die Überprüfung der EZE-Eigenschaften anhand der eingereichten Unterlagen entsprechend der in Kapitel 8 aufgeführten Richtlinien und Verordnungen durchgeführt und in dem vorliegenden Bericht dokumentiert. Dieser gilt nur für die in Tabelle 2.1 aufgeführten EZE der Baureihe 3 der GE Jenbacher und ist nicht auf andere EZE übertragbar. Konstruktive Veränderungen an den EZE, welche die begutachteten Eigenschaften beeinflussen, sind dem Gutachter unverzüglich schriftlich mitzuteilen und das weitere Vorgehen ist abzustimmen. Bei Unterlassung haftet der Auftraggeber für alle Schäden und Ansprüche, die aus dem weiteren Gebrauch des Berichts und des darauf basierenden Zertifikats entstehen.

3 Nachweisführung

3.1 Allgemeines

In Kapitel 3.1 der TR8 /R2/ sind die Anforderungen an ein Einheitenzertifikat gemäß den Vorgaben der MSR /R1/ aufgeführt. Dementsprechend werden in dem vorliegenden Prüfbericht die folgenden Aspekte berücksichtigt:

- Funktionen der Wirkleistungsabgabe
 - Maximale Wirkleistungseinspeisung
 - Reduktion der Wirkleistungseinspeisung nach einer Sollwertvorgabe
 - Reduktion der Wirkleistungseinspeisung bei einer Frequenzerhöhung des Energieversorgungsnetzes
- (Wieder-)Zuschaltverhalten der EZE
- Funktionen der Blindleistungsbereitstellung
 - Maximale positive und negative Blindleistungsbereitstellung
 - Veränderung der Blindleistungsbereitstellung nach einer Sollwertvorgabe durch den Netzbetreiber
 - Durchfahren des vereinbarten Blindleistungsbereichs (Q-Übergangsfunktion)
- Netzurückwirkungen
- Verhalten der EZE bei zwei- und dreiphasigen Netzfehlern
- Verhalten der Schutzeinrichtungen der EZE

In den folgenden Kapiteln sind die Anforderungen des Regelwerks und die im Rahmen der Begutachtung durchgeführten Prüfungen dokumentiert. Darauf aufbauend werden die Prüfergebnisse in Bezug auf die Anforderungen des angewendeten Regelwerks bewertet.

Die für die Zertifizierung erforderlichen Messungen wurden durch das akkreditierte Messinstitut GL Garrad Hassan (GL) gemäß den Anforderungen der TR3, Rev. 23 /R3/ am Standort Jenbach durchgeführt (Report GLGH-4280 11 08535 258-A-0001-B /U5/, GLGH-4280 13 10887 258-A-0001-B /U6/). Für die Vermessung des Low-Voltage-Ride-Through (LVRT) und die statischen Messungen kamen EZE unterschiedlicher Leistung (628 kW (Variante 37) und 545 kW (Variante 25)) zum Einsatz. Die bei der LVRT Vermessung eingesetzten EZE stellt hinsichtlich des Durchfahrens von Netzfehler auf Grund ihrer Massenträgheit die ungünstigste Variante aller Familienmitglieder der Baureihe 3 dar /U10/. Zur Übertragbarkeit der Vermessungen auf die weiteren Familienmitglieder der Baureihe 3 gemäß Tabelle 2.1 gehen wir in Kapitel 4 ein.

3.2 Funktion der Wirkleistungseinspeisung

Die Ergebnisse der Vermessung der Variante 25.0 zur Wirkleistungseinspeisung sind dem Report GLGH-4280 13 10887 258-A-0001-B /U6/ des GL zu entnehmen.

3.2.1 Maximale Wirkleistungseinspeisung

Gemäß Kapitel 3.1.2.1 der TR8 /R2/ ist für EZE, bei denen die erzeugte Wirkleistung nicht von einer volatilen Primärenergie abhängt, nur die Angabe der Wirkleistungseinspeisung erforderlich. In Tabelle 3.1 ist die gemäß TR3 /R3/, Anhang D gemessene maximale Wirkleistungseinspeisung der EZE-Variante 25.0 festgehalten.

Tabelle 3.1: Maximale Wirkleistungseinspeisung der Variante 25.0 bei verschiedenen Mittelungszeiträumen /U6/

	Momentanwert (200 ms)	1-min-Mittelwert	10-min-Mittelwert
Max. aufgetretene Wirkleistung in kW	559,30	552,37	551,79
$P_{\text{MAX}} / P_{\text{N}}$	1,03	1,01	1,01

3.2.2 Reduktion der Wirkleistungseinspeisung nach Sollwertvorgabe

Gemäß Kapitel 3.1.2.2 der TR8 /R2/ ist die Wirkleistungsregelung auf Sollwertbasis zwischen 100 % und 0 % der Nennleistung nachzuweisen, wobei sich die VKM-EZE gemäß Kapitel 2.9 der Ergänzung zur MSR vom 1. Januar 2013 /R1/ frühestens ab einer Leistung < 50 % P_{N} und einer Überschreitung der zulässigen Betriebsdauer vom Netz trennen darf.

In Tabelle 3.2 sind die gemessenen Wirkleistungen an der EZE den jeweiligen Sollwertvorgaben gemäß TR3 /R3/ gegenübergestellt. Die maximale Abweichung der Wirkleistungsabgabe vom Sollwert beträgt -1,38 % P_{N} . Dies liegt unterhalb der von der TR8 /R2/ erlaubten maximalen Abweichung von 5 % P_{N} . Die Anforderung ist somit erfüllt.

Tabelle 3.2: Vergleich der Soll- und Istwerte der Wirkleistung anhand der 1-Minuten-Mittelwerte /U6/

Wirkleistung [% der Nennleistung]	Sollwert [kW]	Istwert [kW]	Abweichung [% der Nennleistung]
100	543,97	551,49	-1,38
90	491,37	497,20	-1,07
80	436,77	441,68	-0,90
70	382,15	386,37	-0,78
60	327,40	332,54	-0,94
50	273,03	276,89	-0,71

Die EZE wurde entsprechend TR3 /R3/, Kapitel 4.2.2 bis 50 % P_N geprüft ohne sich vom Netz zu trennen. Damit ist gemäß TR8 /R2/, Kapitel 3.1.2.2 der Nachweis erbracht, dass sich die EZE bei einer Leistung ≥ 50 % P_N nicht vom Netz trennt.

Gemäß TR8 /R2/ ist für VKM-EZE mit einer Leistung < 2 MW ein Sollwertsprung von 100 % P_N auf 50 % P_N mit einer Einstelldynamik von maximal 45 s bei einem Toleranzkorridor von ± 5 % P_N nachzuweisen. In Abbildung 3.1 ist die Wirkleistungsabgabe bei einem Sollwertsprung von 100 % P_N auf 50 % P_N dargestellt. Die Einschwingzeit beträgt 35,21 s und erfüllt damit die Anforderungen.

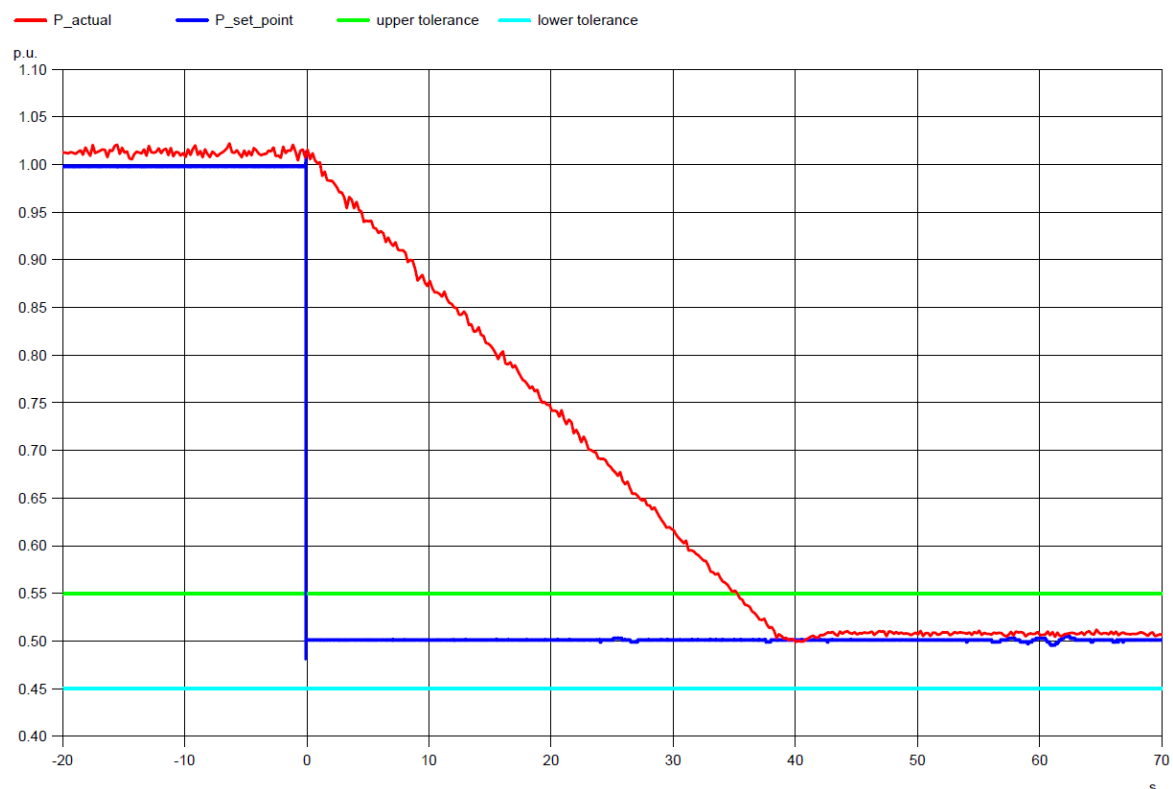


Abbildung 3.1: Wirkleistung (200-ms-Mittelwerte, Soll- und Istwert), Sollwertsprung von 100 % auf 50 % P_N /U6/

Gemäß der Herstellererklärung von GE Jenbacher zur Wirk- und Blindleistungsabgabe /U9/ wird kein Leistungssollwert $< 50 \% P_N$ akzeptiert. Bei einer Leistungssollwertvorgabe von $< 50 \% P_N$ verbleibt die EZE mit einer Leistung von $50 \% P_N$ am Netz. Erst bei einer Abforderung des Motors wird die EZE abgeschaltet /U9/. Ab der DIA.NE Basisversion 4.0 erfolgt ebenfalls eine Abschaltung der EZE bei einer Leistungsvorgabe unterhalb des projektspezifisch einstellbaren Parameters „Grenzwert Abforderung“ /U31/.

Es gibt bezüglich der Sollwertvorgabe für die Lastrampe nur hardcodierte Optionen /U9/, die ausgewählt werden können:

- ≤ 2 MW mindestens $66 \% P_N$ je Minute (entspricht $\geq 1,11 \% P_N$ je Sekunde),
- > 2 MW mindestens $20 \% P_N$ je Minute (entspricht $\geq 0,33 \% P_N$ je Sekunde).

Die Parameter dieser Funktion mit Pfad, Standardeinstellungen und Schrittweiten sind für die DIA.NE bis einschließlich Basisversion 4.4 in der Herstellererklärung „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung“ /U31/ (Anhang A8 zum Zertifikat) ausgewiesen. Ab der DIA.NE Basisversion 4.5 ist die „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung (ab DIA.NE Version 4.5)“ /U62/ (Anhang A9 zum Zertifikat) zu verwenden.

Der Vorgabewert kann via analogem Signal (0 bzw. 4 bis 20 mA) oder Busverbindung (Modbus, Profibus DP) an die Steuerung übermittelt werden. An der EZE wird die Soll- (P_{soll}) mit der Istleistung (P_{ist}) an den Generatorklemmen verglichen. Die so gebildete Regelabweichung wird von einem P-Regler verarbeitet und entsprechende Stellbefehle werden an die Stellglieder ausgegeben. Diese Aktuatoren stellen die gewünschte Leistung des Gensets ein. Eine Illustration des Aufbaus der Wirkleistungsregelung ist in Abbildung 3.2 zu finden.

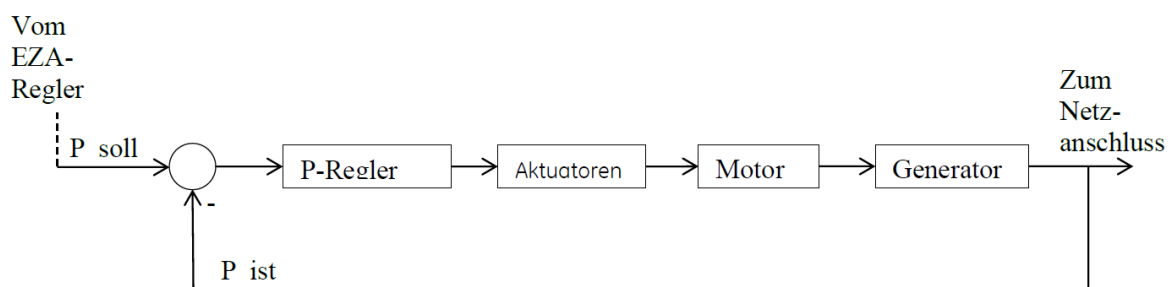


Abbildung 3.2: Schematische Darstellung der Wirkleistungsregelung /U9/

3.2.3 Wirkleistungsregelung bei Überfrequenz

In Abbildung 3.3 ist das Verhalten der EZE bei Überfrequenz gemäß der TR8 /R2/, Kapitel 3.1.2.3 dargestellt.

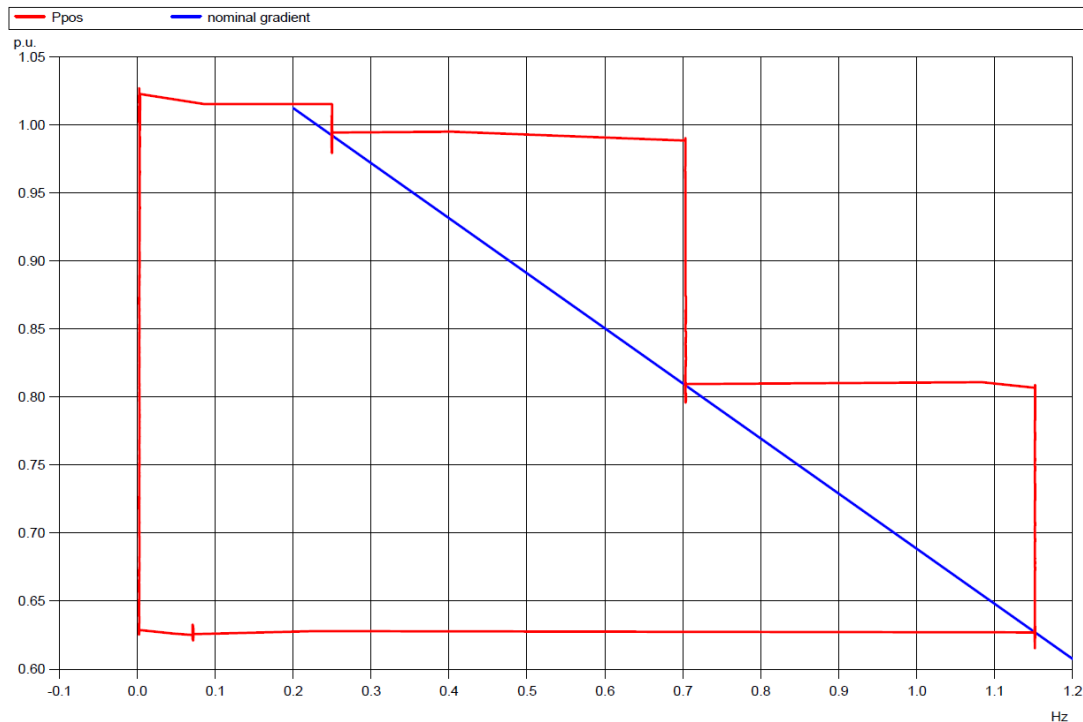


Abbildung 3.3: Wirkleistung (200-ms-Mittelwerte) in Abhängigkeit der Überfrequenz /U6/

Die Messungen wurden auf dem Prüfstand entsprechend der TR3 /R3/ Anhang D durchgeführt. Die TR8 /R2/ fordert die Absenkung der Leistung mit einem Gradienten von 40 % P_N /Hz mit einer Toleranz von ± 10 % P_N . Wie Tabelle 3.3 zu entnehmen ist, wird der geforderte Gradient mit einem mittleren Gradienten von 39,91 % P_N /Hz eingehalten.

Tabelle 3.3: Gradienten der Wirkleistung zum Zeitpunkt der Frequenzüberhöhung – Vollast 545 kW /U6/

Frequency	Δf [Hz]	Gradient [kW/Hz]	Gradient normalized [% P_N /Hz]
50,25 Hz to 50,70 Hz	0,45	-217,63	-39,44
50,70 Hz to 51,15 Hz	0,45	-222,83	-40,38

Steigt die Netzfrequenz über 51,45 Hz (entspricht der Frequenz bei 50 % P_N bei einer negativen Leistungsrampe von 40 % P_N /Hz ab 50,2 Hz), so wird die EZE gemäß /U9/ die abgegebene Leistung nicht weiter reduzieren sondern auf 50 % P_N konstant halten. Bei einer weiteren Erhöhung der Netzfrequenz wird die EZE so lange am Netz bleiben, bis ein parametrierbarer Maximalfrequenzwert erreicht ist. Bei Überschreiten dieses Grenzwertes

wird die EZE vom Netz getrennt. Sinkt die Netzfrequenz bevor der Maximalwert erreicht ist, wird die Leistung weiterhin auf 50 % P_N gehalten (Hysterese) bis der vorgegebene Frequenzrücksprungwert unterschritten wird (siehe Abbildung 3.4).

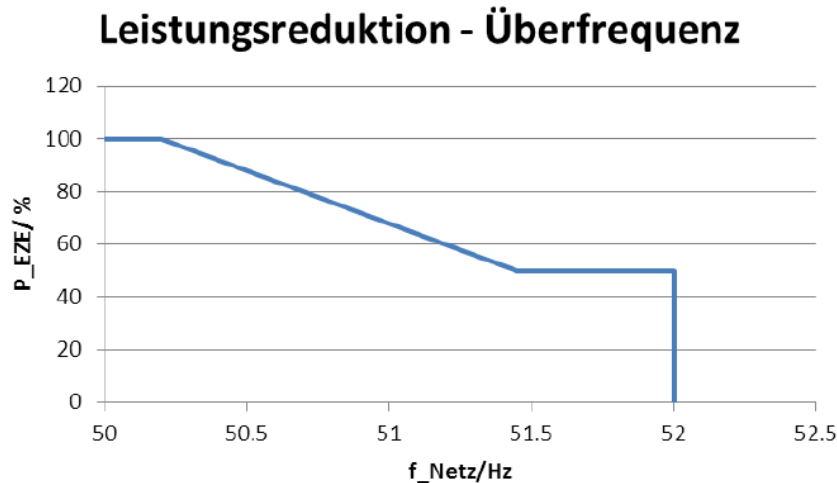


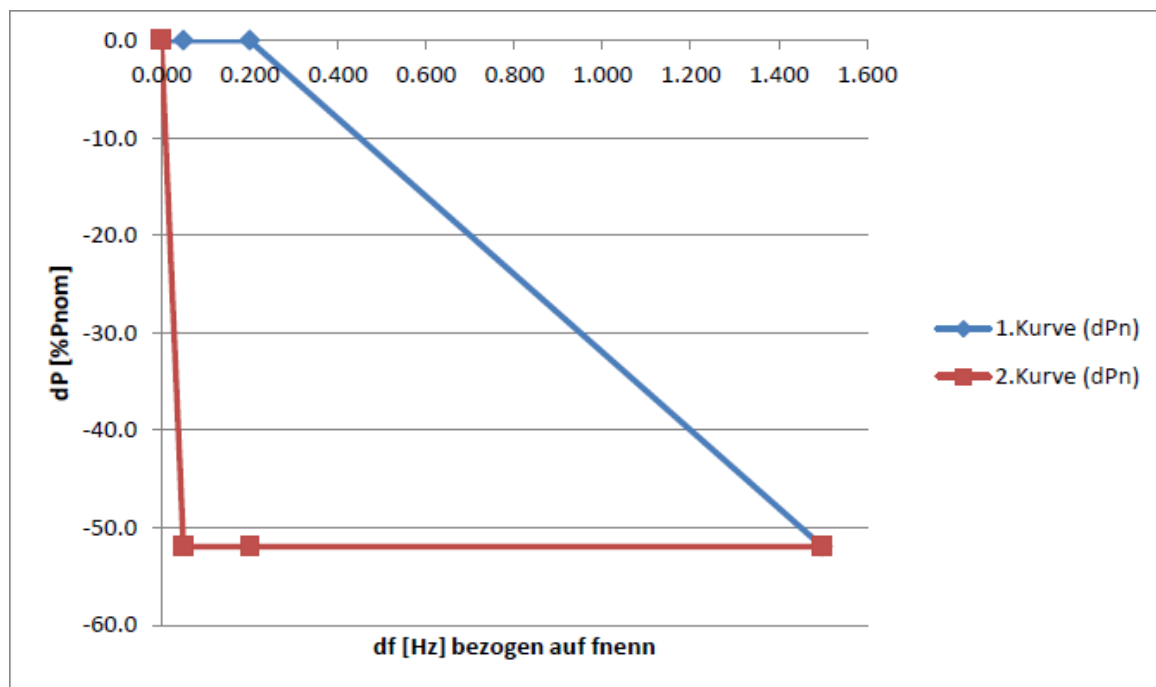
Abbildung 3.4: Wirkleistung in Abhängigkeit der Frequenz /U9/

Die Anzahl der Stützstellen für oben angegebene Kurve ist gemäß /U9/ auf acht limitiert. Für die Rückfallkurve kann eine separate Kurve mit ebenfalls max. acht Stützstellen definiert werden. Die Leistungssollwertvorgabe erfolgt in der Steuerung intern und leitet sich aus der gemessenen Frequenz ab. Die Messgenauigkeit der Frequenz beträgt ± 10 mHz, die Einstellgenauigkeit 0,001 Hz bzw. 0,1 % P_N /U9/.

Die Parameter dieser Funktion mit Pfad, Standardeinstellungen und Schrittweiten sind in der Herstellererklärung „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung“ /U31/ (Anhang A8 zum Zertifikat) ausgewiesen. Eine Änderung der Parameter der PFC/RMC Kennlinie ist nur durch eine Softwareänderung umsetzbar (bis DIA.NE Basisversion 4.4). Die Tabelle 3.4 und Abbildung 3.5 zeigen die standardmäßig eingestellte PFC/RMC Kennlinie mit den zugehörigen Messwerten bis zur DIA.NE Basisversion 4.0. Diese hinterlegte Kennlinie repräsentiert den in der MSR /R1/ geforderten Verlauf der Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz /U20/. Diese Funktion wurde nach der DIA.NE Basisversion 4.0. optimiert, siehe Kapitel 4.2.5. Mit der DIA.NE Basisversion 4.5 wurde eine neue Funktion zur Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O) implementiert, die im Gegensatz zur vorherigen SW-Version über Parameter einstellbar ist, siehe Kapitel 4.2.12. Diese sind in der „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung (ab DIA.NE Version 4.5)“ /U62/ (Anhang A9 zum Zertifikat) aufgeführt.

Tabelle 3.4: Messpunkte zur PFC/RMS-Kennlinie nach MSR /U20/

df	1.Kurve (dPn)	2.Kurve (dPn)
0.000	0.0	0.0
0.050	0.0	-52.0
0.200	0.0	-52.0
1.500	-52.0	-52.0
0.000	0.0	0.0
0.000	0.0	0.0
0.000	0.0	0.0
0.000	0.0	0.0


Abbildung 3.5: PFC/RMS-Kennlinie Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz nach MSR /U20/

3.3 Funktion der Blindleistungseinspeisung

Der Nachweis der Blindleistungsbereitstellung erfolgt auf Basis des Prüfberichts GLGH-4280 13 10887 258-A-0001-B /U6/ der GL Garrad Hassan Deutschland GmbH.

3.3.1 Blindleistungswerte

Die TR8 /R2/ fordert in Kapitel 3.1.5.1 a) für EZE, deren Blindleistungswerte abhängig von der erzeugten Wirkleistung sind, die Angabe der maximalen Blindleistungen für induktiven

(untererregten, under excited) und kapazitiven (übererregten, over excited) Blindleistungsbezug in Abhängigkeit von der Einspeise-Wirkleistung. Um dies im Rahmen einer Anlagenzertifizierung vornehmen zu können, sind gemäß TR3, Anhang D /R3/ die maximalen Blindleistungen für die EZE messtechnisch zu bestimmen und im Prüfbericht anzugeben.

Aus Abbildung 3.6 ist für die Variante 25.0 die Abhängigkeit der Blindleistungsbereitstellung von der gerade abgegebenen Wirkleistung zu entnehmen. Die zugehörigen Werte für die Vorgaben max. induktive und kapazitive Blindleistung sowie keine Blindleistungseinspeisung sind in Tabelle 3.5 aufgeführt. Der Messbericht weist eine Blindleistung zwischen -263 kvar untererregt bis +407 kvar übererregt an den Niederspannungsklemmen für den Frequenzbereich 49,5 Hz bis 50,5 Hz aus /U6/. Auch wenn die Messungen /U6/ auf der Mittelspannungsseite die gleichen Werte lieferten, sind zur weiteren Bewertung im Rahmen des Anlagenzertifikates die auf der Niederspannungsseite garantierten Werte zu verwenden. Die Standardgrenzen der Regelung liegen im untererregten Betrieb bei $\cos \varphi = 0,95$ und im übererregten Betrieb bei $\cos \varphi = 0,8$ /U9/ und /U31/ (Kapitel Parameter Blindleistungsregelung). In Abbildung 3.7 wird für die Variante 25.0 die Abhängigkeit der Blindleistungsbereitstellung von der Spannung angegeben.

Bei der Variante 748.0 wurde die Nennscheinleistung des Gensets projektbedingt mittels Einschränkung der Blindleistungsgrenzen begrenzt. Die Grenzen der $\cos \varphi$ -Regelung liegen bei der Variante 748.0 im unter- und übererregten Betrieb bei $\cos \varphi = 0,95$, siehe Kapitel 4.2.8.

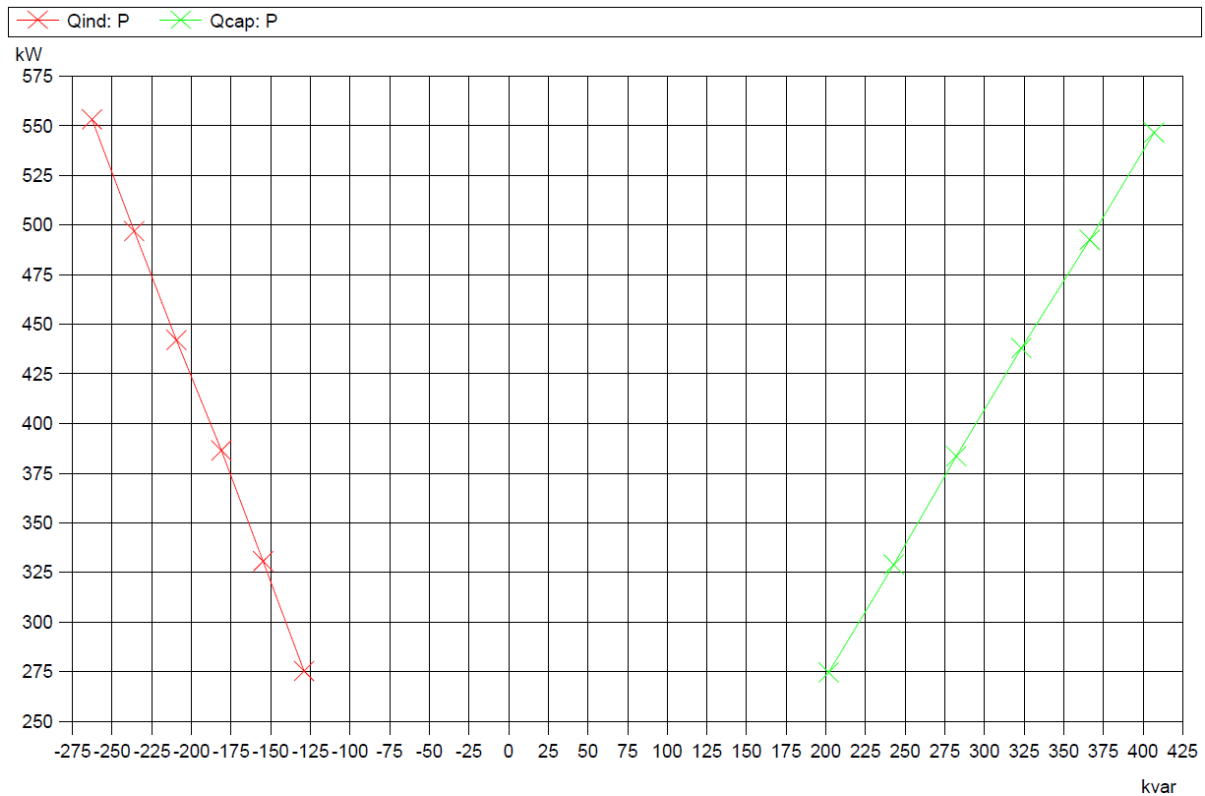
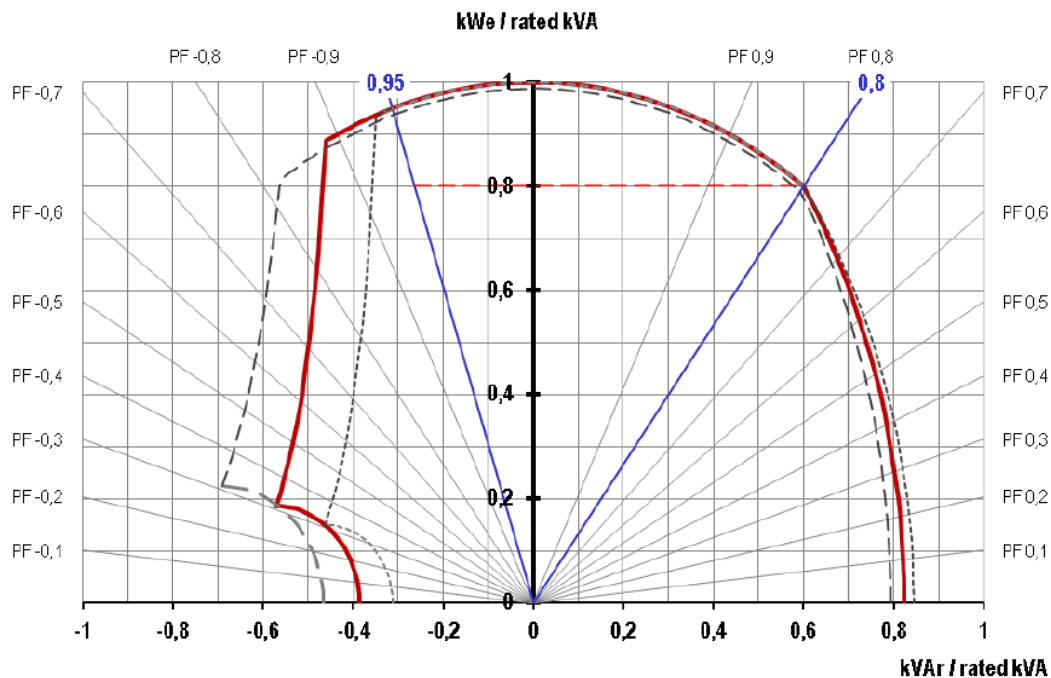


Abbildung 3.6: Wirkleistungsabgabe über Blindleistungsabgabe der Variante 25.0 /U6/

Tabelle 3.5: Vergleich der Soll- und Istwerte der Blindleistungsbereitstellung /U6/

Active power bin [% of rated]		50	60	70	80	90	100
Q setting = zero	Number of data sets	10	10	10	10	18	22
	Average value reactive power [kvar]	-0.77	-1.26	-1.53	-0.99	-0.94	-2.23
	Displacement factor	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Q setting = max. capacitive	Number of data sets	1	1	1	1	1	1
	Average value reactive power [kvar]	201.76	242.95	282.34	323.46	366.43	407.10
	Displacement factor	0.806	0.804	0.805	0.804	0.802	0.802
Q setting = max. inductive	Number of data sets	1	1	1	1	1	1
	Average value reactive power [kvar]	-129.18	-154.99	-181.37	-209.63	-236.40	-262.84
	Displacement factor	0.905	0.905	0.905	0.904	0.903	0.903



Angabe Generator-Hersteller für U_N (rot), 110 % U_N (gestrichelt), 90 % U_N (gepunktet)

Vorgabe Genset-Hertseller (blau) , Bezugsgrößen: 628 kWe, 785 kVA

Abbildung 3.7: Wirkleistungsabgabe über Blindleistungsabgabe der Variante 25.0 bei verschiedenen Spannungen

Ab der DIA.NE Basisversion 4.4 erfolgt eine Umstellung zur wirkleistungsunabhängigen Blindleistungsbereitstellung. Die Beschreibung und Auswertung erfolgt in Kapitel 4.2.9 und 4.2.11.

Eine Bewertung der Einstellgenauigkeit der Blindleistungsvorgabe findet gemäß TR8, Kapitel 3.1.5.1 a) /R2/ nicht statt. Somit sind die Anforderungen hinsichtlich der Blindleistungsangabe erfüllt.

3.3.2 Blindleistung nach Sollwertvorgabe

In Kapitel 3.1.5.1 b) der TR8 /R2/ wird die Vermessung der Blindleistungsabgabe der EZE bei entsprechender Sollwertvorgabe gefordert. Die Blindleistungsregelung erfolgt bei der Baureihe 3 über die EZE-Regelung DIA.NE. Dabei wird der EZE eine Spannung ΔU_R vorgegeben, die zu einem entsprechenden Leistungsfaktor führt. (bis DIA.NE Basisversion 4.3). Ab der DIA.NE Basisversion 4.4 erfolgt eine Umstellung zur wirkleistungsunabhängigen Blindleistungsbereitstellung bei der ΔU_R zu einem Blindleistungswert führt. Die Beschreibung und Auswertung dieser Funktion erfolgt in Kapitel 4.2.9 und 4.2.11.

In Tabelle 3.5, Abbildung 3.8 und Abbildung 3.9 sind die Ergebnisse der Vermessung dargestellt. Der Sollwert wird bei der Vermessung als analoges Spannungssignal vorgegeben. 2,5 V entsprechen einem $\cos \varphi$ von 0,8 kapazitiv und 9,0 V einen $\cos \varphi$ von 0,9 induktiv. Die Abweichung von der Sollwertvorgabe beträgt bei Nennleistung demnach maximal 0,003 und ist somit stets kleiner als der in der TR8 /R2/ geforderte Wert von 0,005.

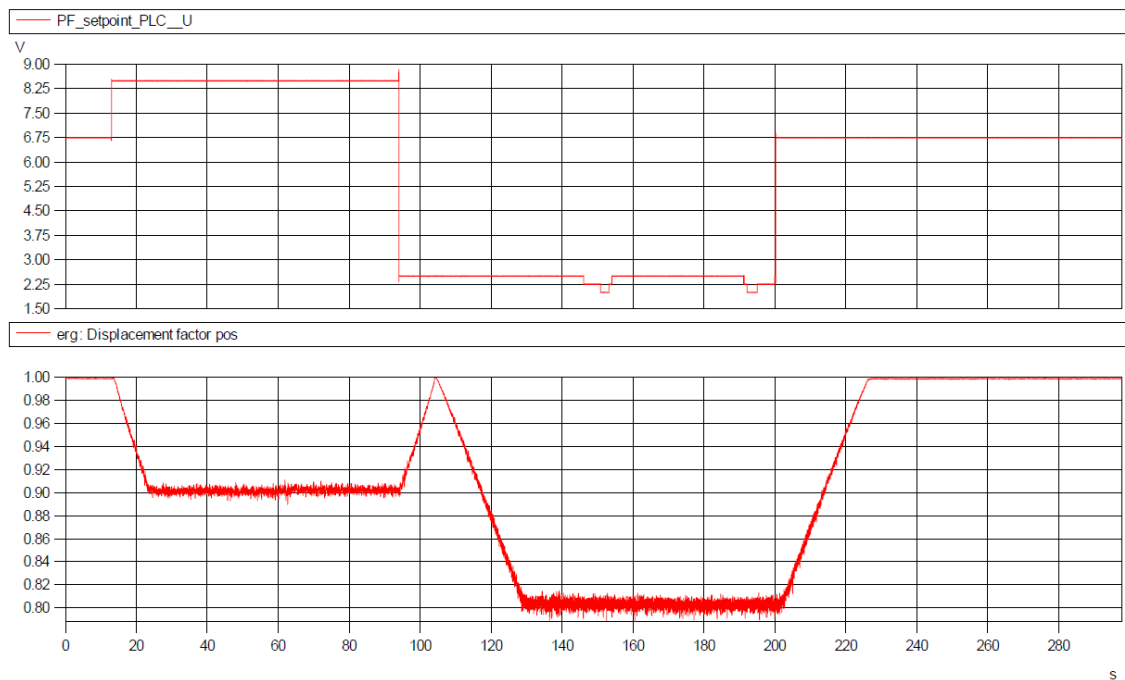


Abbildung 3.8: Blindleistungsabgabe der EZE über der Zeit bei Sollwertvorgabe, „fast-ramp-mode“ und bei P_N / U_6

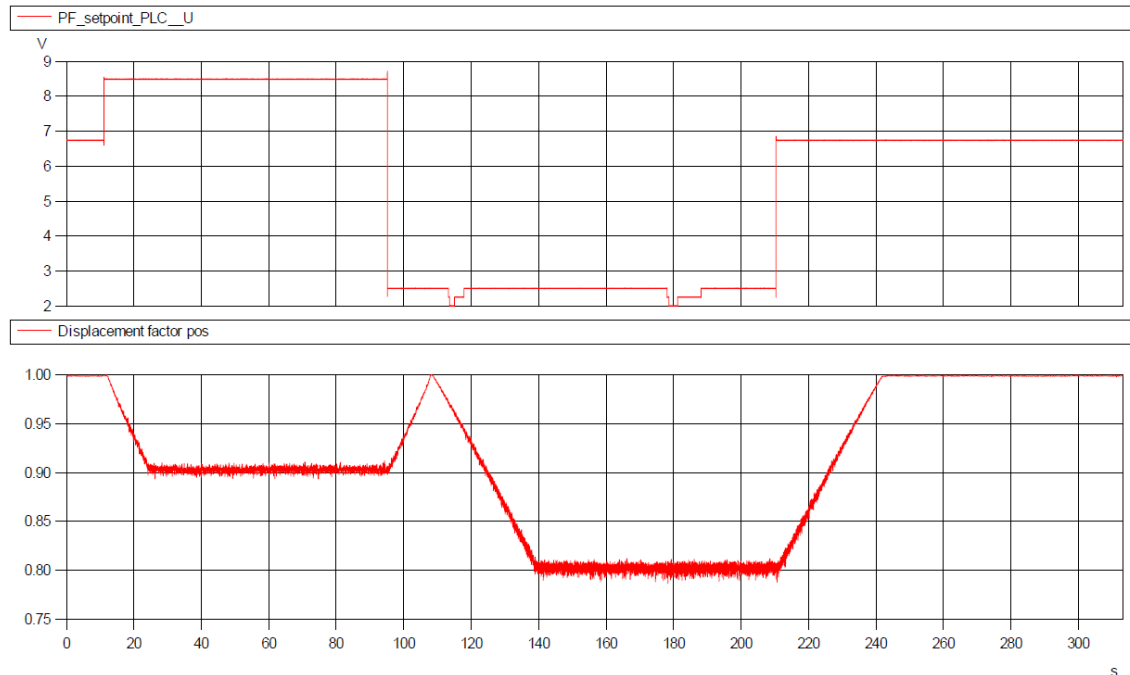


Abbildung 3.9: Blindleistungsabgabe der EZE über der Zeit bei Sollwertvorgabe, „slow-ramp-mode“ und bei P_N / U_6

Der Vorgabewert für die Blindleistungsbereitstellung kann via Analogsignal (0 bzw. 4 bis 20 mA), digitale Eingänge (max. 5 Digital Inputs) oder Busverbindung (Modbus, Profibus DP) an die Steuerung übermittelt werden. Dies gilt sowohl für die $\cos \varphi$ -Sollwertvorgabe als auch für die Blindleistungsvorgabe. Die Parameter dieser Funktion mit Pfad, Standardeinstellungen und Schrittweiten für die DIA.NE bis einschließlich Basisversion 4.4 in der Herstellererklärung „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung“ /U31/ (Anhang A8 zum Zertifikat) ausgewiesen. Mit der DIA.NE Basisversion 4.5 sind weitere Funktionalitäten implementiert worden, siehe Kapitel 4.2.10 und „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung (ab DIA.NE Version 4.5)“ /U62/ (Anhang A9 zum Zertifikat).

Das grundsätzliche Regelschema bis einschließlich DIA.NE Basisversion 4.3 ist Abbildung 3.10 zu entnehmen.

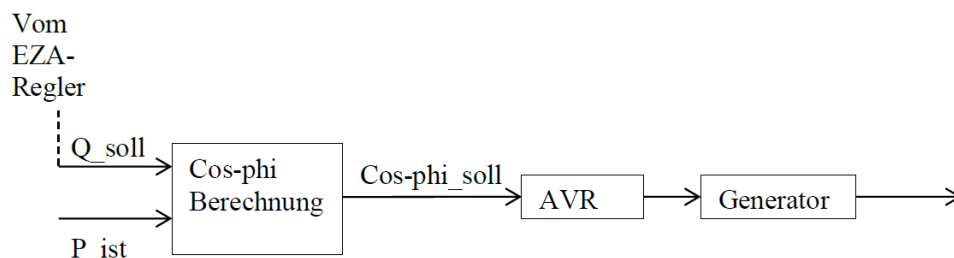


Abbildung 3.10: Schematische Darstellung der Blindleistungsregelung /U9/

Der Hersteller beschreibt die Funktionalität mit EZA-Regler wie folgt /U59/: Wird die Blindleistung von einem EZA-Regler vorgegeben, so sind je nach EZA-Regler die Schnittstellen "cos phi Vorgabe" oder "Q-Vorgabe" zu verwenden. Eine Vorgabe kann wahlweise über Analogsignale (Skalierung erfolgt in der EZE) oder über eine Busverbindung erfolgen. Eine Auswahl der Vorgabe (Bus/Analog) ist in der EZE Steuerung möglich. Die Parameter dieser Funktion mit Pfad, Standardeinstellungen und Schrittweiten sind für die DIA.NE bis einschließlich Basisversion 4.4 in der Herstellererklärung „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung“ /U31/ (Anhang A8 zum Zertifikat) ausgewiesen. Ab der DIA.NE Basisversion 4.5 ist die „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung (ab DIA.NE Version 4.5)“ /U62/ (Anhang A9 zum Zertifikat) zu verwenden.

3.3.3 Blindleistungsübergangsfunktion

In Kapitel 3.1.5.2 der TR 8 /R2/ ist die Forderung formuliert, dass die Einstellzeit der EZE bei einem Sprung von der höchsten induktiven auf die höchste kapazitive Blindleistungseinspeisung ermittelt werden soll. Laut MSR Kapitel 6.4.4.2 /R1/ beträgt die maximale zulässige Einstellzeit eine Minute.

Vor diesem Hintergrund wurden an der EZE entsprechend TR3, Anhang D /R3/ Vermessungen bei P_N und 50 % P_N durchgeführt. Da die Regelgeschwindigkeit über den Parameter „11704 Sollwertrampe cos phi Regelung“ variiert werden kann /U20/, /U31/ erfolgten die Messungen jeweils mit einem kleinen Wert „fast-ramp-mode“ und mit einem größeren Wert „slow-ramp-mode“. Die Abbildung 3.8 und Abbildung 3.9 die Blindleistungsübergangsfunktion für die EZE beim maximalen Sprung des Sollwertes von $Q_{soll,min}$ auf $Q_{soll,max}$ bei P_N . Die gemessenen Einstellzeiten sind in Tabelle 3.6 aufgeführt /U6/ und erfüllen damit die Forderung des Kapitels 6.4.4.2 der MSR /R1/ nach einer maximalen Einstellzeit von einer Minute.

Tabelle 3.6: Einstellzeit der Blindleistungsübergangsfunktion /U6/

Wirkleistung [% der Nennleistung]	Ramp	<i>settling time</i>
50	Fast	35,3 s
50	Slow	43,8 s
100	Fast	35,2 s
100	Slow	44,1 s

Zusätzlich erfolgte eine weitere Vermessung der Blindleistungsübergangsfunktion zur Einführung der DIA.NE Softwareversion 4.00 an einem Genset der Baureihe 3 /U24/. Die Ergebnisse dazu sind in Tabelle 3.7 aufgeführt und zeigen, dass die Forderung der MSR Kapitel 6.4.4.2 /R1/ nach einer maximalen Einstellzeit von einer Minute ebenfalls eingehalten wird. Die Regelgeschwindigkeit kann über den Parameter „11704 Sollwertrampe

cos phi Regelung“ variiert werden /U20/, /U31/. Die angegebene Zeit des Parameters „11704 Sollwertrampe cos phi Regelung“ bezieht sich auf das Durchfahren des Verschiebungsfaktorbereiches 0,7 übererregt bis 0,9 untererregt /U20/.

Tabelle 3.7: Einstellzeit der Blindleistungsübergangsfunktion /U24/

Wirkleistung [% der Nennleistung]	Parameter 11704	<i>settling time</i>
50	16 s	9,72 s
50	100 s	54,63 s
100	16 s	9,85 s
100	100 s	55,26 s

Ab der DIA.NE Basisversion 4.4 erfolgt eine Umstellung zur wirkleistungsunabhängigen Blindleistungsbereitstellung in der der Bezug des Regelgeschwindigkeitsparameters ein anderer ist. Die Beschreibung und Auswertung dieser Funktion erfolgt in Kapitel 4.2.9 und 4.2.11.

Gemäß /U9/ können für die verschiedenen Funktionen $Q(U)$, $\cos \varphi (U)$ und $\cos \varphi (P)$ jeweils Kurven mit acht Stützstellen definiert werden. Die $Q(U)$ -Regelung wurde ebenfalls durch den GL an der Baureihe 3 vermessen /U6/; die Anforderungen an die Genauigkeit aus Kapitel 3.1.5.1 der TR8 /R2/ werden eingehalten. Die Parameter dieser Funktion mit Pfad, Standardeinstellungen und Schrittweiten sind für die DIA.NE bis einschließlich Basisversion 4.4 in der Herstellererklärung „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung“ /U31/ (Anhang A8 zum Zertifikat) ausgewiesen. Mit der DIA.NE Basisversion 4.5 sind weitere Funktionalitäten implementiert worden, siehe Kapitel 4.2.10 und „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung (ab DIA.NE Version 4.5)“ /U62/ (Anhang A9 zum Zertifikat).l

3.4 Netzzrückwirkungen

Gemäß der TR8, Kapitel 3.1.6 /R2/ sind im Rahmen der EZE-Zertifizierung die Netzzrückwirkungen, wie Flicker, Spannungsänderungen durch Zu- und Abschalten der EZE sowie Oberschwingungen im Stromverlauf, lediglich im zugehörigen Prüfbericht aufzuführen. Diesbezüglich zu erfüllende Anforderungen sind in der MSR, Kapitel 6.3 /R1/ dagegen nur für Erzeugungsanlagen (EZA) festgelegt und dementsprechend bei der Anlagenzertifizierung auf Basis der hier aufgeführten und dem Zertifikat beigefügten Daten zu bewerten. Die Ergebnisse der Vermessung der Netzzrückwirkungen der EZE J 312 sind dem Auszug GLGH-4280 13 10887 258-S-0001-A (Anhang A5 des Zertifikats) aus dem Prüfbericht

GLGH-4280 13 10887 258-A-0001-B /U6/ zu entnehmen¹. Zur Übertragung auf die nicht vermessenen EZE siehe Kapitel 4 .

3.5 Zuschaltbedingungen

In diesem Kapitel wird das Wiederzuschaltverhalten nach Spannungslosigkeit betrachtet. Der messtechnische Nachweis der Zuschaltbedingungen ist in den Komponentenzertifikaten der Schutzgeräte Registrier-Nr. 44 797 13711611 /U32/, Registrier-Nr. 44 797 13711606 /U34/ und Registrier-Nr. 44 797 13711610 /U46/ der TÜV NORD CERT beziehungsweise in den Prüfberichten GLGH-4280 12 10887 258-A-0002-C /U6/ und GLGH-4280 16 13712 294-A-0001-C /U48/ des GL dokumentiert. Die Messergebnisse sind nachfolgend auszugsweise wiedergegeben.

3.5.1 Grenzwerte für Wiederzuschaltung

Die TR8 fordert in Kapitel 3.1.4.1 /R2/, dass die EZE erst bei einer Netzspannung von mindestens 95 % U_N und einer Netzfrequenz zwischen 47,5 Hz und 50,05 Hz zuschaltet oder wiederzuschaltet.

Die laut der Prüfberichte GLGH-4280 12 10887 258-A-0002-C /U6/ und GLGH-4280 16 13712 294-A-0001-C /U48/ des GL und der Zertifikate /U33/, und /U35/ der TÜV NORD CERT ermittelten Zuschaltbedingungen sind in Tabelle 3.8 aufgeführt.

Tabelle 3.8: Zuschaltbedingungen (in den angegebenen Bereichen erfolgt keine Zuschaltung)

Schutzgerät	WOODWARD HighPROTEC		GE MiCOM
Quelle	GL /U6/	TÜV NORD CERT /U32/, /U34/, /U46/	GL /U48/
Unterspannung	90 - 94 % U_N	90 - 94 % U_N	90 - 94 % U_N
Unterfrequenz	47,0 - 47,4 Hz	47,0 - 47,4 Hz	47,0 - 47,4 Hz
Überfrequenz	50,15 - 50,7 Hz	50,15 - 50,7 Hz	50,15 - 50,7 Hz

Die Parameter dieser Funktion mit Pfad, Standardeinstellungen und Schrittweiten sind für die DIA.NE bis einschließlich Basisversion 4.4 in der Herstellererklärung „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung“ /U31/ (Anhang A8 zum Zertifikat) ausgewiesen. Ab

¹ Zum Zeitpunkt der Vermessung war eine Dokumentation des eingestellten Wirkleistungsgradienten nicht gefordert. Der Wirkleistungsgradient ist nach TR8, Rev. 8 nur auszuweisen und nicht zu bewerten. Daher halten wir den Aufwand einer Neuvermessung für unverhältnismäßig und erachten diesen Prüfpunkt als erfüllt.

der DIA.NE Basisversion 4.5 ist die „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung (ab DIA.NE Version 4.5)“ /U62/ (Anhang A9 zum Zertifikat) zu verwenden.

Die Anforderungen nach Kapitel 3.1.4.1 der TR8 /R2/ werden erfüllt.

3.5.2 Verhalten bei Wiedereinschaltung - Wirkleistungsgradient

Gemäß der TR8, Kapitel 3.1.4.2 /R2/ ist nachzuweisen, dass im Falle einer Auslösung durch den Entkopplungsschutz nach Wiedereinschaltung die Wirkleistung mit einem Gradienten von maximal 10 % der Nennleistung pro Minute gesteigert wird.

Die Ergebnisse der Vermessung sind dem Prüfbericht GLGH-4280 13 10887 258-A-0001-B /U6/ des GL zu entnehmen. In Abbildung 3.11 ist der Anstieg der Wirkleistung beim Wiedereinschalten nach Spannungslosigkeit bei einem eingestellten Wirkleistungsgradienten von 10 % P_N /min dargestellt. Der gemessene mittlere Gradient beträgt 5,54 % P_N /min, der maximale Gradient ist mit 5,67 % P_N /min ausgewiesen. Somit sind die Anforderungen der TR8 /R2/, Kapitel 3.1.4.2 sowie der MSR /R1/ nach einem Gradienten ≤ 10 % P_N /min erfüllt.

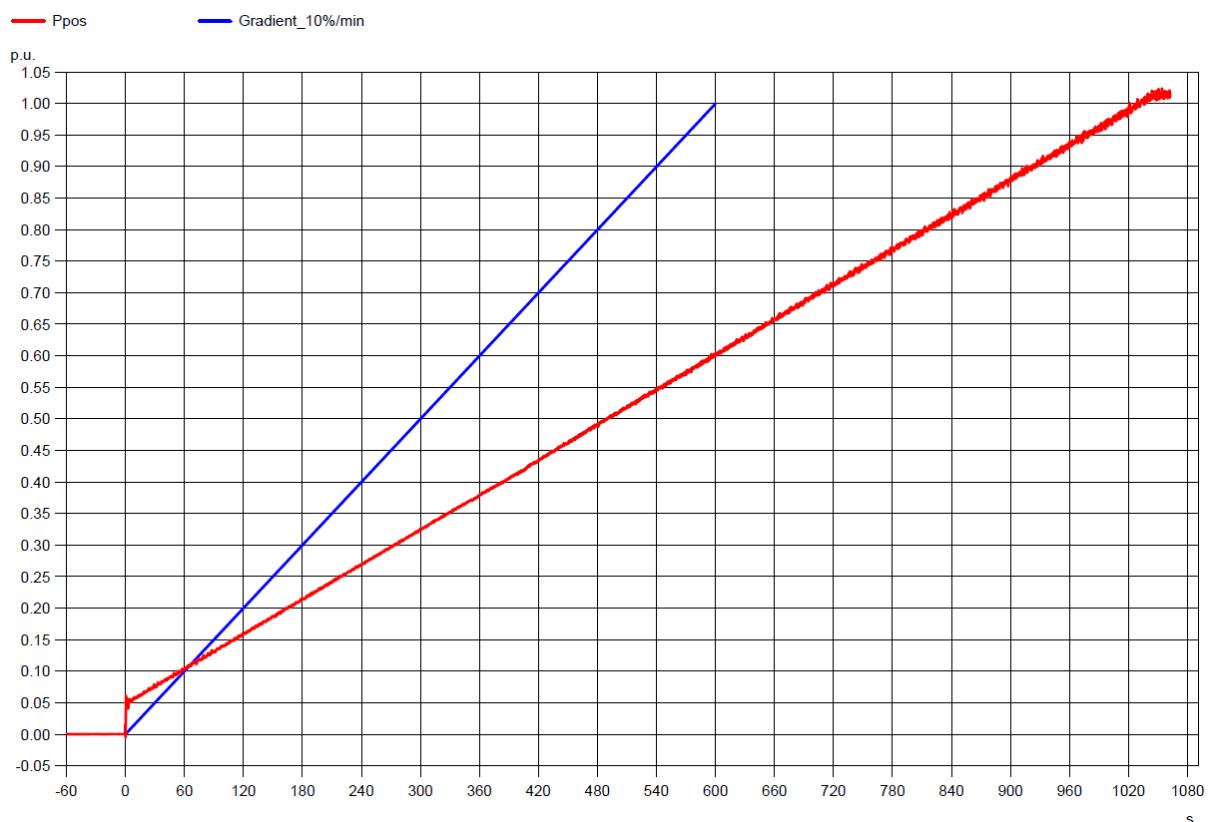


Abbildung 3.11: Zeitlicher Anstieg der Wirkleistung nach Spannungslosigkeit bei Einstellung des Gradienten von < 10 % P_N /min /U6/

Die Parameter dieser Funktion mit Pfad, Standardeinstellungen und Schrittweiten sind für die DIA.NE bis einschließlich Basisversion 4.4 in der Herstellererklärung „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung“ /U31/ (Anhang A8 zum Zertifikat) ausgewiesen. Ab der DIA.NE Basisversion 4.5 ist die „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung (ab DIA.NE Version 4.5)“ /U62/ (Anhang A9 zum Zertifikat) zu verwenden.

3.6 Verhalten der Erzeugungseinheit bei Fehlern im Netz

Gemäß TR8 Kapitel 3.1.7 /R2/ ist das Verhalten der EZE bei Fehlern im Netz zu prüfen. Die Vermessung des Verhaltens der Variante 37 bei Netzfehlern wurde durch das Messinstitut GL Garrad Hassan durchgeführt und im Prüfbericht GLGH-4280 11 08535 258-A-0001-B /U5/ dokumentiert.

3.6.1 Dynamische Netzstützung

Mit den gewählten Einbruchtiefen und Fehlerzeiten gemäß dem Prüfbericht /U5/ werden die Forderungen der TR3, Anhang D, Kapitel 7 /R3/ bis auf die Tests 3.1.2.a und 3.1.2.b abgedeckt. Diese waren in dem zum Zeitpunkt der Vermessung gültigen Regelwerk noch nicht enthalten. Für diese Fehlerfälle liegen Vermessungen /U7/ einer weiteren EZE der Baureihe 4 vor, welche hinsichtlich Aufbau und Verhalten im Fehlerfall vergleichbar ist. Abweichend wurden außerdem die Fehler bei Teillast mit nur 25 % der Nennleistung vermessen /U7/. Wir erkennen die Vermessung wegen der technischen Gleichwertigkeit als übertragbar an. Die untersuchten Fehlerfälle entsprechen der TR3, Rev. 24, Tabelle 4-60 „Spannungseinbruchstests für VKM (EZE-Typ 1)“. Damit werden alle geforderten Fehlerfälle für die Zertifikatsverlängerung auf Basis der TR8, Rev. 8 /R2/ abgedeckt.

In Abbildung 3.12 bis Abbildung 3.14 sind exemplarisch einige Fehlerverläufe dargestellt. Die Abbildungen zeigen die Verläufe von Spannung (U_{pos_pu}), Wirkleistung (P_{pos_pu}) und Blindleistung (Q_{pos_pu}) im Mitsystem auf der Mittelspannungsseite. Die Angaben in den Abbildungen sind auf die folgenden Werte bezogen:

- Spannungen: 25 kV
- Ströme: 14,5 A
- Leistungen: 628 kW bzw. kvar

Gemäß TR8, Kapitel 3.1.7.1 /R2/ dürfen sich die EZE während des LVRT und nach der Fehlerklärung nicht vom Netz trennen. Als Nachweis dient die Aufzeichnung der Einspeisung bis 10 s nach Fehlerklärung.

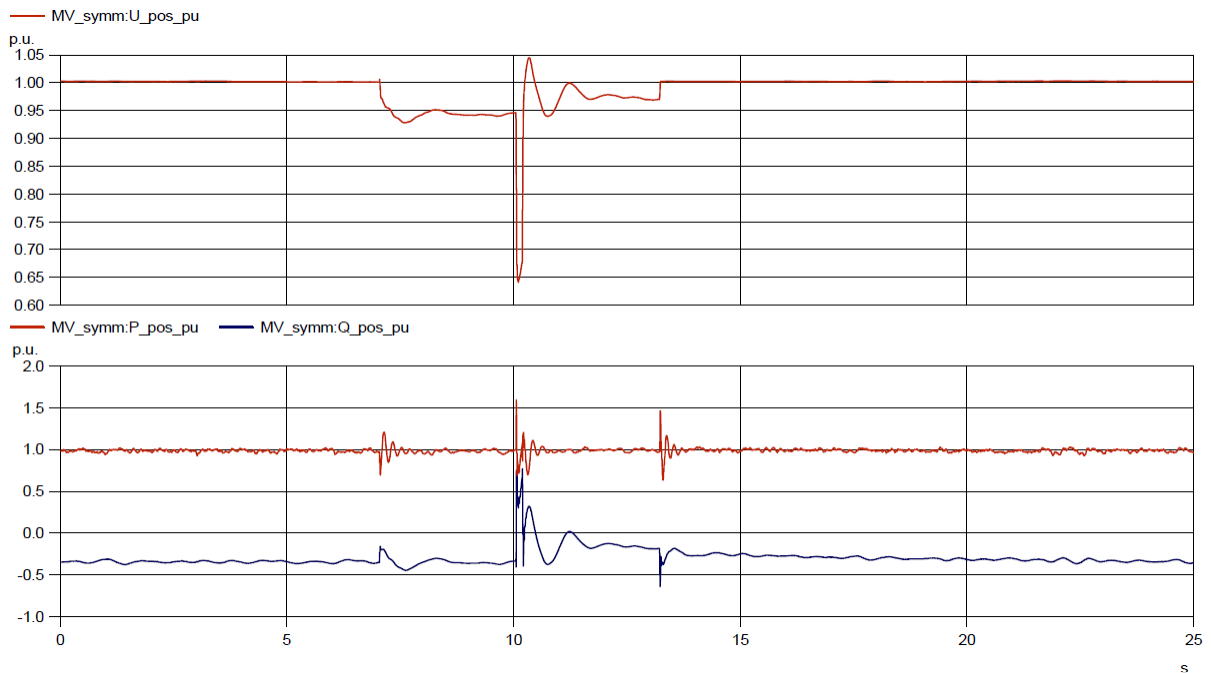


Abbildung 3.12: Verlauf der Spannung und Leistungen bei einem 150 ms dauernden zweiphasigen Spannungseinbruch auf 30 % U_N bei Vollast /U5/

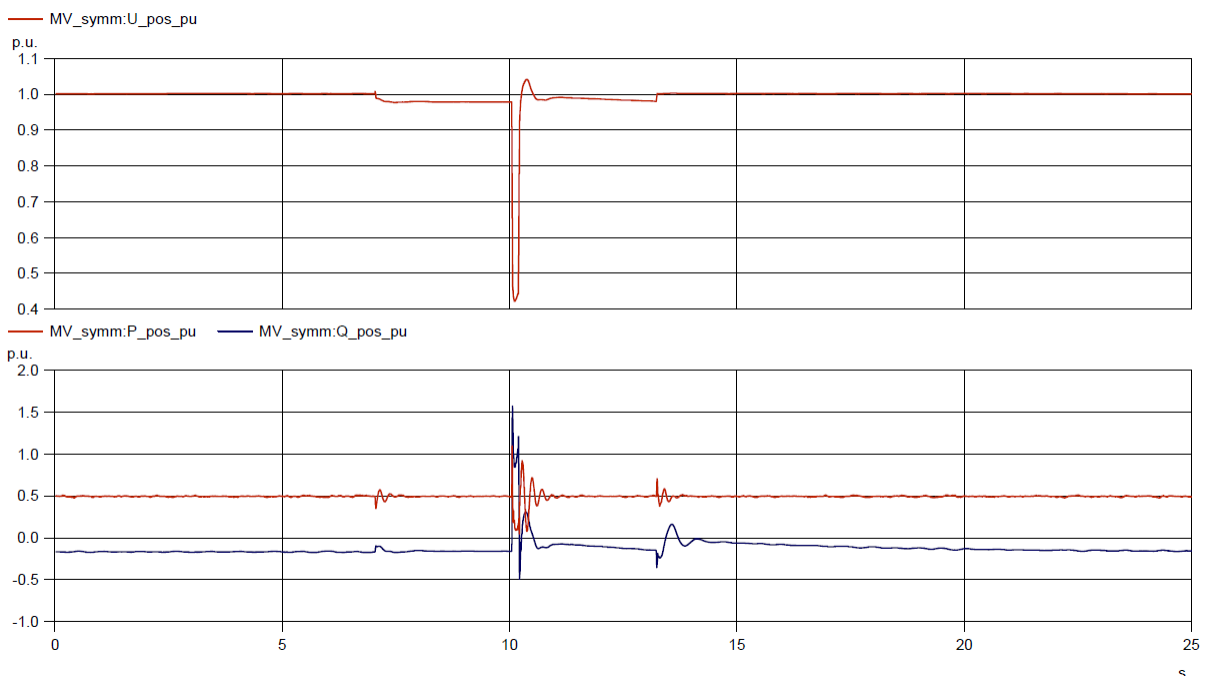


Abbildung 3.13: Verlauf der Spannung und Leistungen bei einem 150 ms dauernden dreiphasigen Spannungseinbruch auf 30 % U_N bei Teillast /U5/

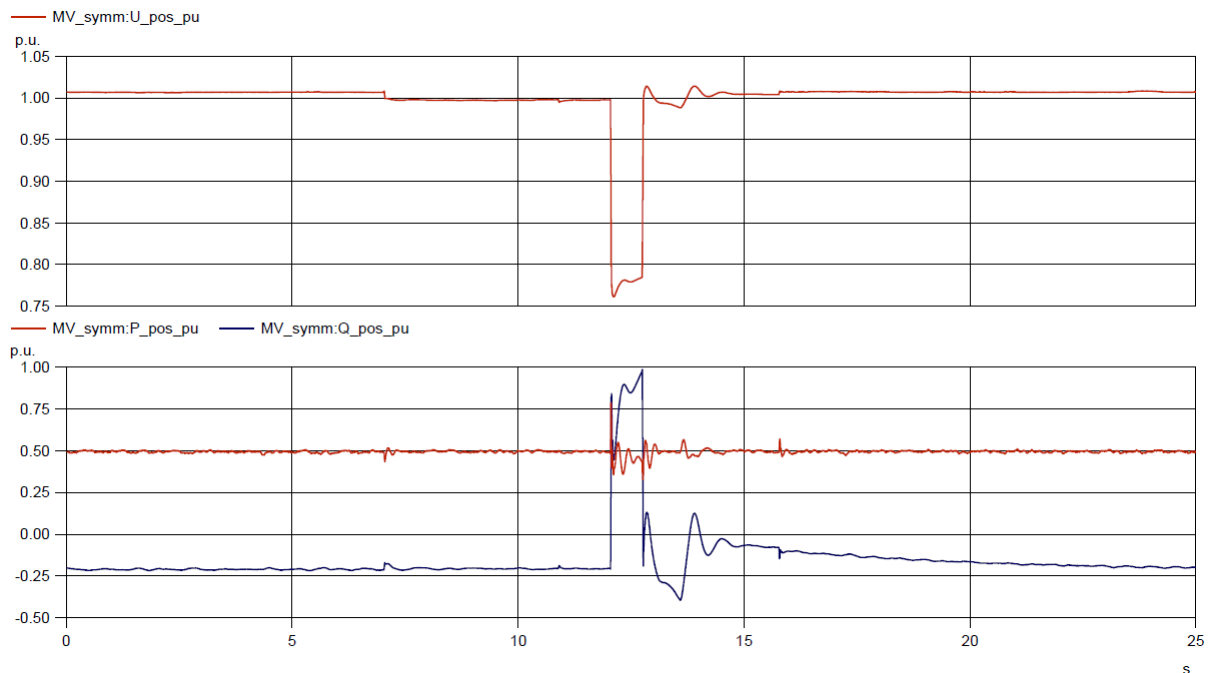


Abbildung 3.14: Verlauf der Spannung und Leistungen bei einem 700 ms dauernden dreiphasigen Spannungseinbruch auf 75 % U_N bei Teillast /U5/

Die Anforderungen an die dynamische Netzstützung bewerten wir als vollständig erfüllt.

3.6.2 Erforderliche Hilfsaggregate für den LVRT

Gemäß TR8 Kapitel 3.1.7 /R2/ sind auf Basis einer Herstellererklärung die Hilfsaggregate aufzuführen, die für einen LVRT-Betrieb zwingend erforderlich sind. Diese sind in Tabelle 3.9 aufgeführt.

Tabelle 3.9: Erforderliche Hilfsaggregate der BR6 für den LVRT /U66/

	J312	J316	J320
Motorkühlwasserpumpe	x ²	x ²	x ²
Schranklüfter	x	x	x
Ladegerät 1	x	x	x

² ab Motorversion D

3.6.3 Beitrag der EZE zum Kurzschlussstrom

Entsprechend TR8, Kapitel 3.1.7.7 ist der Kurzschlussstrombeitrag den Datenblättern des Generatorherstellers zu entnehmen. Die Werte für den Anfangs-Kurzschlussstrom $I_{kE''}$, den Kurzschlussstrom I_{kE} und den Stoßkurzschlussstrom i_{pE} können laut Herstellererklärung /U58/ für alle Gensets gemäß IEC 60909-0 berechnet werden. Die zur Berechnung benötigten Generatorparameter sind aus der Matching-List (Anhang A3 zum Zertifikat) zu entnehmen.

3.6.4 Leistungssteigerung nach Fehlerklärung

Die Forderung des Kapitels 3.1.7.9 der TR8 /R2/ bezieht sich auf eine Forderung des TransmissionCode 2007 an Typ 2 EZE. Da in diesem Prüfbericht keine Bewertung nach TC2007 erfolgt und es sich hier außerdem um eine Typ 1 EZE handelt, entfällt diese Anforderung ersatzlos.

3.7 Entkupplungsschutzeinrichtung

Gemäß MSR, Kapitel 3.2.3.2 /R1/ sind Entkupplungsschutzeinrichtungen in der EZE vorzusehen.

3.7.1 Schutzkonzept

Für die EZE sieht GE Jenbacher drei Schutzkonzepte /U11/ vor, die in Abbildung 3.15 bis Abbildung 3.17 dargestellt sind und Bestandteil dieses Prüfberichts bilden. Als Schutzgerät (Entkupplungsschutz in den Abbildungen) wird eins der zertifizierten HighPROTEC Produkte der Firma WOODWARD Kempen GmbH aus Tabelle 3.10 oder MiCOM Produkte der Firma GE aus Tabelle 3.11 eingesetzt. Alle in Tabelle 3.10 und Tabelle 3.11 aufgeführten Schutzgeräte sind Bestandteil dieses Prüfberichts.

Tabelle 3.10: Berücksichtigte Schutzgeräte Woodward HighPROTEC

Produkt	Softwareversion	Build	Zertifikatsnummer der TÜV NORD CERT GmbH
MCA4	2.1.u 2.6.a	30219 33811	44 797 13711611 Rev. 1 /U32/
	3.0.c	28234 29912	44 797 13711606 Rev. 2 /U34/
	3.1.a	32435	44 797 13711610 Rev. 1 /U46/
MCDGV4	3.0.c	28233 29901	44 797 13711606 Rev. 2 /U34/
MRU4	3.0.c	28192 29915	44 797 13711606 Rev. 2 /U34/

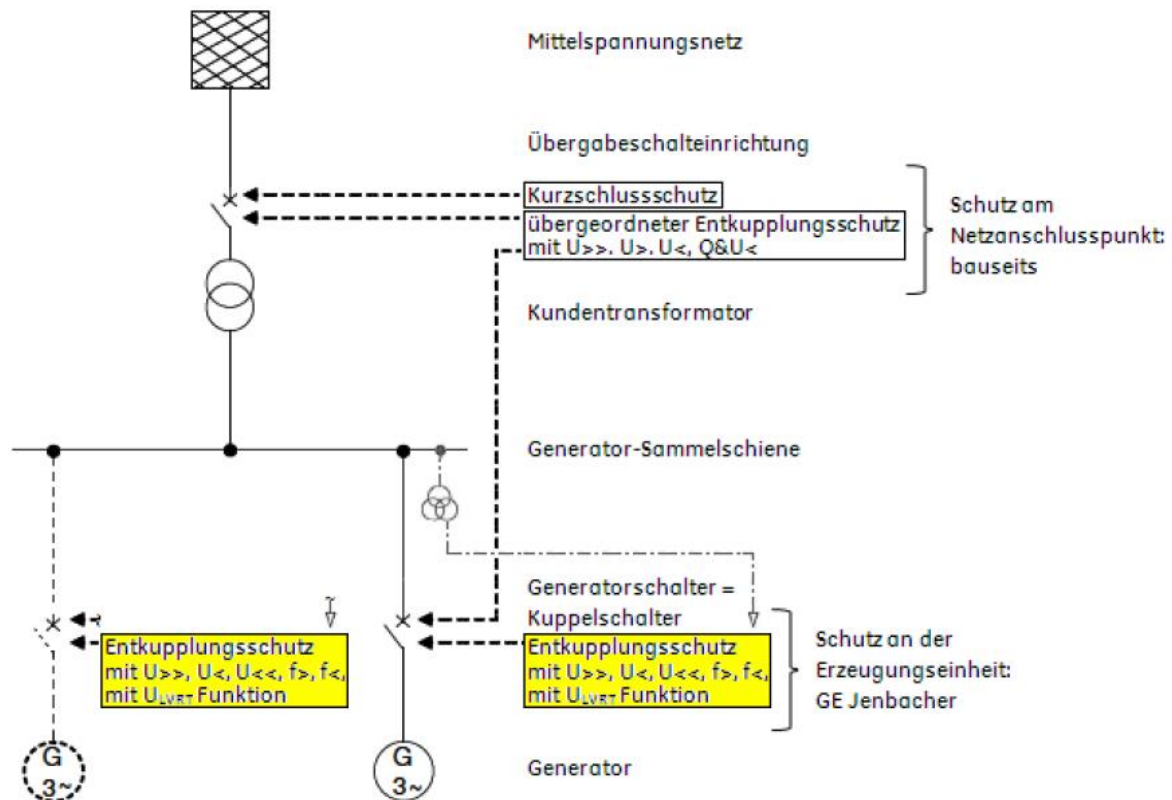
Tabelle 3.11: Berücksichtigte Schutzgeräte GE MiCOM (siehe Kapitel 4.4)

Produkt	Softwareversion	Build	Messbericht
P343	V38	P343716A6M0380M P343716C6M0380M	GLGH-4280 16 13712 294-A-0001-C /U48/
P346		P346916A6M0380M P346916C6M0380M P346716A6M0380M P346716C6M0380M P346811H1M0380M	

Weiterhin sind die folgenden Schalteinrichtungen (Generatorschalter und Kuppelschalter in den unteren Abbildungen) in diesem Prüfbericht berücksichtigt worden:

- Schneider Masterpact NW08, NW12, NW16, NW20, NW25 und NW32 in H1 und H2 mit 24-V-DC-Arbeitsstromauslöser (MX), sowie
- GE EntelliGuard G GG20, GG32, GG40 und GG50 mit 24-V-DC-Arbeitsstromauslöser.

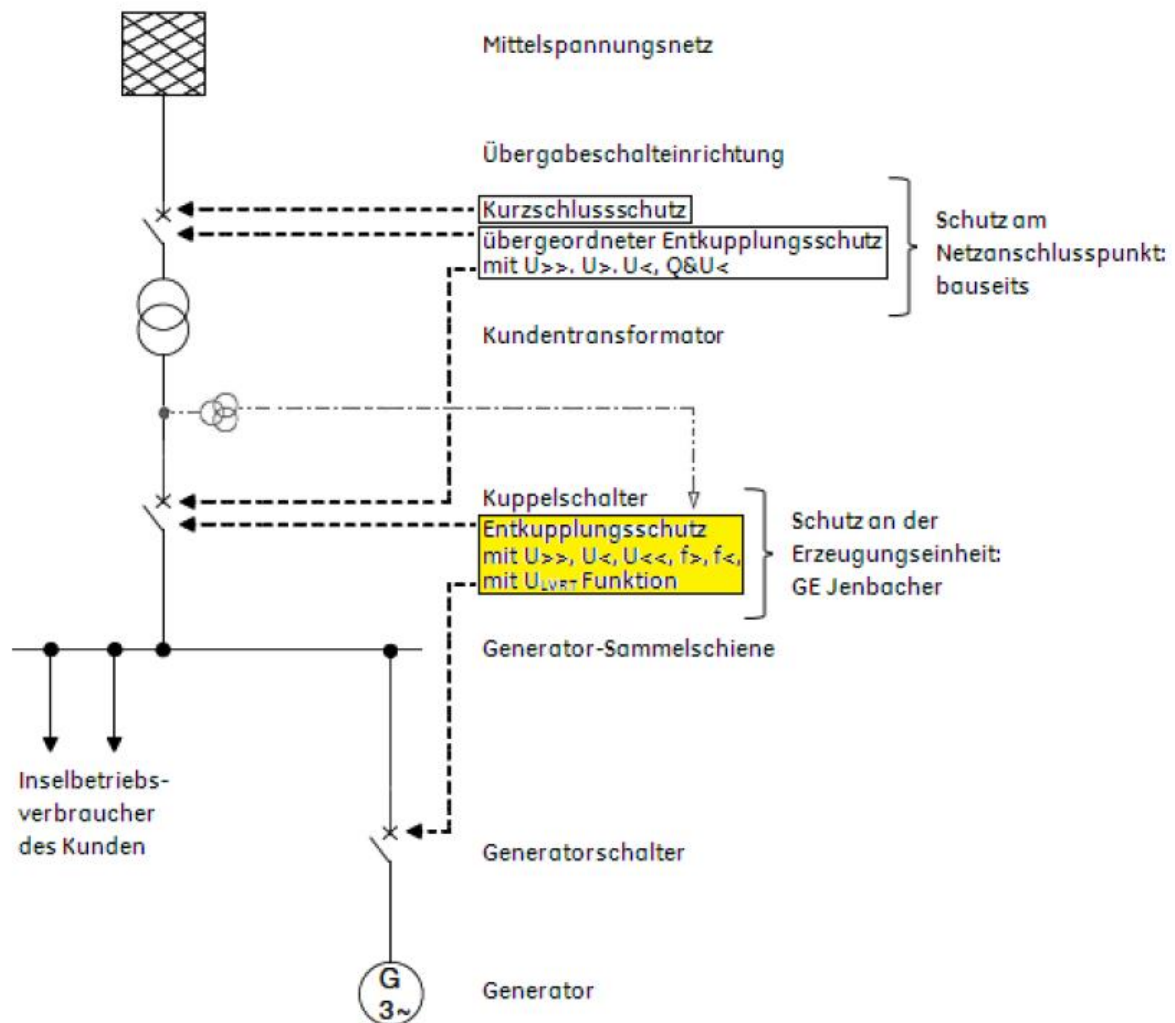
Die Auslösezeit des Schneider Masterpact beträgt laut Herstellerangaben maximal 60 ms /U13/ und wurde mit dem Prüfbericht /U14/ belegt. Die Auslösezeit des GE EntelliGuard G beträgt laut Herstellerangaben 50 ms /U15/ und wurde mit den Prüfberichten /U17/, /U18/ /U19/ und /U25/ belegt.



Legende:

Entkuppelungsschutz mit $U_{>>}$, $U_{<}$, $U_{<<}$, $f_{>}$, $f_{<}$, mit $U_{<VR>}$ -Funktion = Schutz im Umfang der EZE-Zertifizierung

Abbildung 3.15: Konzept 1, Prinzipschema mit einer oder mehreren Erzeugungseinheiten ohne Inselbetrieb /U11/

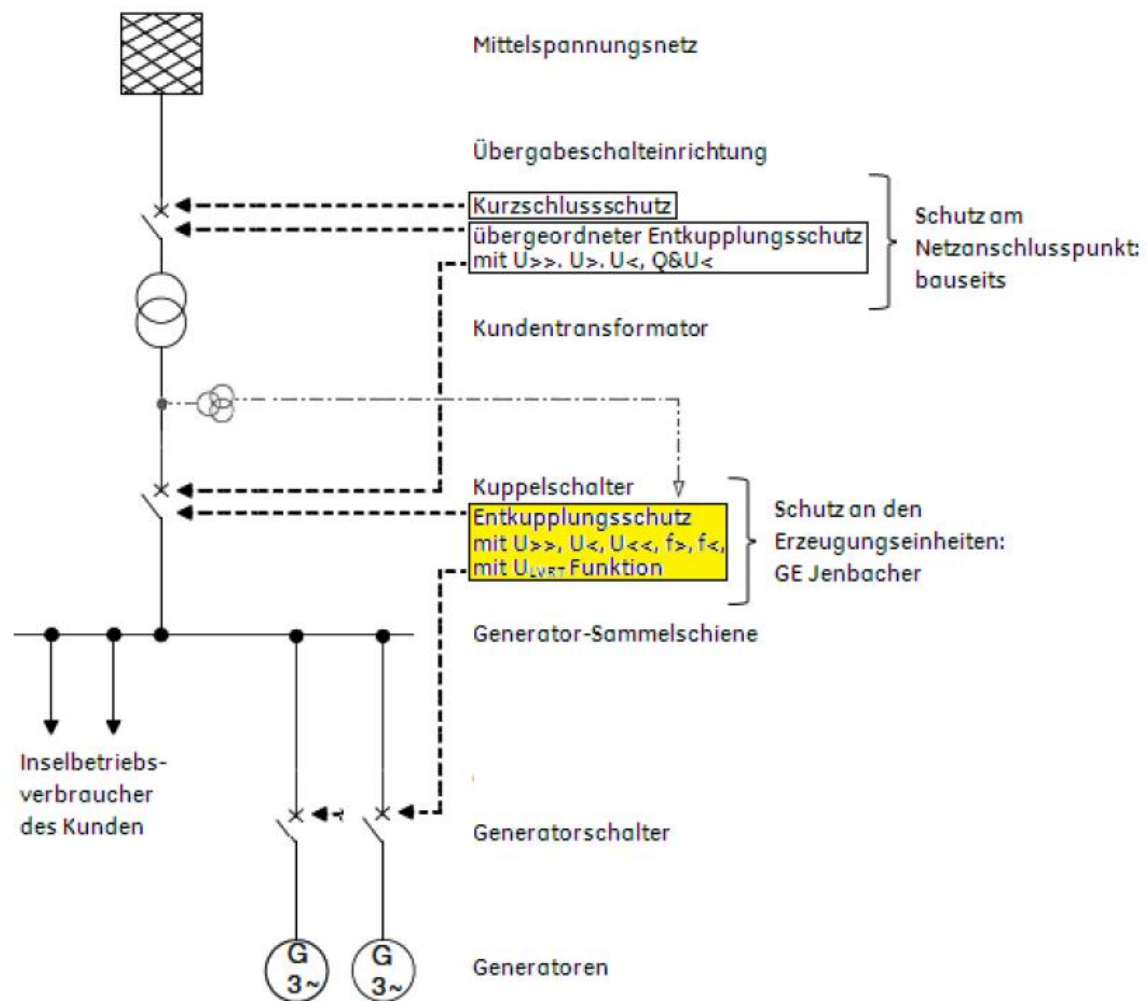


Legende:

Entkupplungsschutz
mit $U_{>>}$, $U_{<}$, $U_{<<}$, $f_{>}$, $f_{<}$,
mit $U_{<V>-}$ Funktion

= Schutz im Umfang der EZE-Zertifizierung

Abbildung 3.16: Konzept 2, Prinzipschema mit einer Erzeugungseinheit mit Inselbetrieb
/U11/



Legende:

Entkopplungsschutz
mit $U_{>>}$, $U_{<}$, $U_{<<}$, $f_{>}$, $f_{<}$,
mit U_{LVST} -Funktion

= Schutz im Umfang der EZE-Zertifizierung

Abbildung 3.17: Konzept 3, Prinzipschema mit mehreren Erzeugungseinheiten mit Inselbetrieb /U11/

3.7.2 Allgemeine Anforderungen

Für die Schutzeigenschaften der EZE sind gemäß TR8, Kapitel 3.1.9.1 /R2/, MSR, Kapitel 6.6 /R1/ sowie der Ergänzung zur MSR vom 01.01.2013, Kapitel 2.7 /R1/ die folgenden allgemeinen Punkte nachzuweisen:

- a) Der Einbauort und das Ausschaltvermögen der Schalteinrichtung sind auszuweisen. Das kann auf Grundlage einer Herstellererklärung erfolgen.
- b) Der Einbauort und die technischen Daten der von der Schutzeinrichtung verwendeten Wandler sind darzustellen.
- c) Im Einheitenzertifikat müssen die Einstellbereiche des Netzschutzes und die Auslösewerte des Eigenschutzes ausgewiesen werden.
- d) Es ist auf Basis einer Herstellererklärung nachzuweisen, dass die Einstellbereiche mindestens die Vorgaben der MSR nach Abschnitt 3.2.3.3 erfüllen.
- e) Der Eigenschutz darf nicht die in der MSR beschriebenen Anforderungen hinsichtlich der statischen Spannungshaltung und der dynamischen Netzstützung der Erzeugungseinheit unterlaufen. Die Eigenschutzwerte bezüglich Spannung und Frequenz sind im Einheitenzertifikat auszuweisen.
- f) Es ist auf Basis von Herstellerklärungen nachzuweisen, dass die Schutzfunktionen unabhängig von den Steuerungs- und Regelungsfunktionen der EZE ausgeführt sind. Falls hierfür gleiche Hardwareplattformen genutzt werden, ist durch den Hersteller in geeigneter Form nachzuweisen, dass die Schutzfunktionen autark arbeiten. Insbesondere ist nachzuweisen, dass die Entkupplungsschutzfunktionen unabhängig von den Einstellungen zur dynamischen Netzstützung (hier: verbleiben am Netz) ausgeführt sind.
- g) Erfüllt die EZE nicht serienmäßig die Entkupplungsschutzfunktionen, sind externe Schutzeinrichtungen im Schutzkonzept der Anlagenplanung vorzusehen.
- h) Für externe Schutzeinrichtungen, die serienmäßig für den Einheitentyp vorgesehen sind, ist ein Prüfbericht der Schutzeinrichtung vorzulegen.
- i) Das EZE-Schutzkonzept (Entkupplungsschutz, Eigenschutz und ggf. weitere Schutzfunktionen) ist insofern vollständig zu beschreiben, als dessen Funktionen die zu zertifizierenden Eigenschaften einschränken. Insbesondere sind Auslösewerte und Auslösezeiten (Einstellbereiche und Schrittweiten) des Entkupplungsschutzes anzugeben.
- j) Der minimale Einstellwert für den Spannungsrückgangsschutz inkl. der minimalen Einstellzeit ist im Einheitenzertifikat auszuweisen.
- k) Für die EZE muss vom Hersteller ein Konzept zur Prüfung des Entkupplungsschutzes vorliegen (z.B. Prüfklemmleiste für Schutzprüfungen).

- l) Für alle Entkopplungsschutzeinrichtungen müssen in der gesamten EZE Vorrichtungen (z.B. Prüfklemmenleisten) vorgesehen sein, die Schutzprüfungen ohne Ausklemmen von Drähten ermöglichen.
- m) Einstellwerte der Entkopplungsschutzfunktionen müssen parametrierbar und ohne zusätzliche Hilfsmittel ablesbar sein. Externe Auslesegeräte sind zulässig, sofern die Authentizität und Identifikation der dargestellten Daten eindeutig sichergestellt sind.
- n) Die Schutzeinrichtungen sind mit einer netzunabhängigen Hilfsenergie zu versorgen, und ein Ausfall der Hilfsenergie der Schutzeinrichtungen bzw. der Anlagensteuerung muss zum unverzügerten Auslösen des Hauptschalters der Erzeugungseinheit führen. Die Hilfsenergieversorgung muss sicherstellen, dass die Schutzfunktionen für mindestens drei Sekunden - die Dauer eines Netzfehlers - zur Verfügung stehen.
- o) Die vorgesehenen Schutzeinrichtungen müssen die geforderten Messgenauigkeiten einhalten.

Die Bewertung dieser Punkte ist im Folgenden aufgeführt.

- Zu a) Bei den in Kapitel 3.7.1 aufgeführten Schalteinrichtungen handelt es sich um die Generator- und Kuppelschalter aus Abbildung 3.15 bis Abbildung 3.17. Der Ausschaltstrom I_{CC} beträgt 65 kA /U11/.
- Zu b) Bis 415 V wird die Messspannung direkt dem Entkopplungsschutz zugeführt. Für Messspannungen von 690 V sind Spannungswandler im Steuerschrank der EZE eingebaut /U11/. Spezifiziert sind sie mit der Klasse 1,0 nach IEC 60044-2 oder IEC 61869-3. Für Messungen auf der Mittelspannungsebene sind die Spannungswandler in der Mittelspannungsschaltanlage eingebaut und gehören nicht zum Zertifizierungsumfang.
- Zu c) In Tabelle 3.12 sind die Einstellbereiche des Netzschutzes und die Auslösewerte des Eigenschutzes ausgewiesen. Die Werte für die Parameter $U_{<<<}$ und $U_{<<}$ des Spannungsrückgangsschutzes sind aus dem Verlauf der ULVRT-Funktion abzuleiten. Diese ist als blaue Kennlinie in Abbildung 3.18 für den zeitabhängigen Unterspannungsschutz darstellt. Die Parameter dieser Funktion mit Pfad, Standardeinstellungen und Schrittweiten sind für die DIA.NE bis einschließlich Basisversion 4.4 in der Herstellererklärung „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung“ /U31/ (Anhang A8 zum Zertifikat) ausgewiesen. Ab der DIA.NE Basisversion 4.5 ist die „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung (ab DIA.NE Version 4.5)“ /U62/ (Anhang A9 zum Zertifikat) zu verwenden.

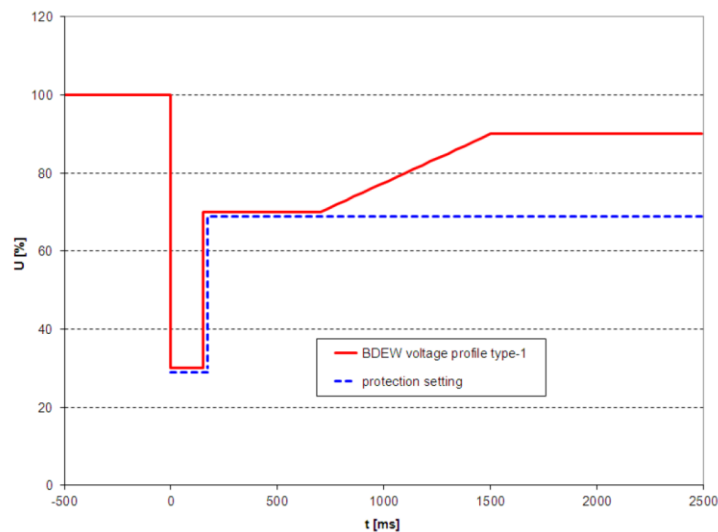


Abbildung 3.18: U_{LVRT} -Funktion (protection setting) /U11/

Tabelle 3.12: Auslösewerte des Eigenschutzes und des Netzschutzes, Einstellbereiche des Netzschutzes HighPROTEC, Anforderungen an den Netzschutz

	Eigen- schutz- ein- stellung /U11/	Einstellbereiche des Netzschutzes HighPROTEC /U12/, /U50/	Einstellbereiche des Netzschutzes MiCOM /U51/ /U31/	Mindesteinstell- bereiche nach MSR /R1/
Spannungssteigerungsschutz $U_{>>}$ $t_{U>>}$	120 % U_N 4 s ²	0,01 bis 1,5 U_N 0 bis 3000 s	0,6 bis 1,85 U_N 0 bis 100 s	1,00 bis 1,30 U_{Ns} $\leq 0,1$ s
Spannungssteigerungsschutz $U_{>}$ $t_{U>}$	--- ³	0,01 bis 1,5 U_N 0 bis 3000 s	0,6 bis 1,85 U_N 0 bis 100 s	
Spannungsrückgangsschutz $U_{<}$ $t_{U<}$	88 % U_N 10 s	0,01 bis 1,5 U_N 0 bis 3000 s	0,1 bis 1,2 U_N 0 bis 100 s	0,10 bis 1,00 U_{Ns} 1,5 bis 2,4 s
Spannungsrückgangsschutz $U_{<<}$ $t_{U<<}$	69 % U_N 0,17 s	0,01 bis 1,5 U_N 0 bis 3000 s	0,1 bis 1,2 U_N 0 bis 100 s	0,10 bis 1,00 U_{Ns} 0,3 s
Spannungsrückgangsschutz $U_{<<<}$ $t_{U<<<}$	29 % U_N 0 s	---	---	
Frequenzsteigerungsschutz $f_{>}$ $t_{f>}$	55 Hz 10 s	40 bis 69 Hz 0 bis 3000 s	45 bis 68 Hz 0 bis 100 s	50,0 bis 52,0 Hz $\leq 0,1$ s
Frequenzrückgangsschutz $f_{<}$ $t_{f<}$	40 Hz 2 s	40 bis 69 Hz 0 bis 3000 s	45 bis 65 Hz 0 bis 20000 s	47,5 bis 50,0 Hz $\leq 0,1$ s

Zu d) Aus Tabelle 3.12 ist ersichtlich, dass die Einstellbereiche des Netzschutzes die Mindesteinstellbereiche nach MSR /R1/ erfüllen.

³ Ab DIA.NE Basisversion 4.5 beträgt $U_{>} = 120$ % U_N mit $t_{U>} = 4$ s und $U_{>} = 130$ % U_N mit $t_{U>} = 0,5$ s /U62/

- Zu e) Der Eigenschutz erfüllt die Anforderung zur statischen Spannungshaltung, da keine Q-U-Schutzfunktion aktiviert ist und die Einstellwerte außerhalb vom Spannungsband 0,9 bis 1,1 UN liegen. Für die dynamische Netzstützung gelten die Anforderungen aus Bild 2.5.1.2-1 der MSR /R1/ und die der Ergänzung /R1/, Kapitel 2.9, wonach für Verbrennungskraftmaschinen keine Anforderungen unterhalb von 30 % UC bestehen. Die Eigenschutzeinstellungen erfüllen diese Anforderungen.
- Zu f) Die Schutzfunktionen werden von einem, von den Steuerungs- und Regelungsfunktionen separaten Gerät ausgeführt (Netzschutz). Bei dem Schutzkonzept 1 (Prinzipschema mit einer oder mehreren Erzeugungseinheiten ohne Inselbetrieb) wirkt das Netzschutzgerät direkt auf den Generatorschalter (Abbildung 3.15) /U11/. Bei den Schutzkonzepten 2 und 3 (Prinzipschema mit einer Erzeugungseinheit, bzw. mehreren Erzeugungseinheiten im Inselbetrieb) wirkt das Schutzgerät direkt auf den Generator oder Kuppelschalter (Abbildung 3.16, Abbildung 3.17) /U11/. Die Auswahl erfolgt über denselben Hilfsschutzkontakt und stellt damit sicher, dass immer einer der beiden Schalter auslöst.
- Zu g) Entkopplungsschutzfunktionen sind serienmäßig für die EZE vorgesehen /U11/.
- Zu h) Für die Schutzgeräte liegen entsprechend Tabelle 3.10 und Tabelle 3.11 Komponentenzertifikate mit den Prüfberichten /U33/, /U35/, /U47/ bzw. dem Prüfbericht /U48/ vor. Für die unter Kapitel 3.7.1 aufgeführten Schalteinrichtungen wurden Prüfberichte /U15/, /U17/ und /U18/ sowie weitere aussagekräftige Dokumentationsunterlagen /U13/, /U19/ und /U25/ eingereicht.
- Zu i) Die Schutzkonzepte sind vom Hersteller in /U11/ vollständig beschrieben und stehen nicht im Widerspruch zu den zu zertifizierenden Anforderungen, siehe auch Punkt a) bis h).
- Zu j) Siehe Punkt c).
- Zu k) Ein Konzept für die Prüfung des Entkopplungsschutzes mit dafür vorgesehenen Trenn- und Durchgangsprüfklemmen liegt vor /U11/.
- Zu l) Trenn- und Durchgangsprüfklemmen sind vorgesehen /U11/, siehe auch k).
- Zu m) Die Schutzeinstellungen des Entkopplungsschutzes können am Bedienfeld des Schutzgerätes abgelesen werden /U33/, /U35/, /U47/. Des Weiteren sind laut der Herstellererklärungen /U12/ und /U51/ alle Einstellwerte parametrierbar und können mit der Bediensoftware SmartView (bei HighPROTEC Schutzgeräten) bzw. MiCOM S1 Agil (bei MiCOM Schutzgeräten) eingesehen und verändert werden.
- Zu n) Die Schutzeinrichtung wird laut Herstellererklärung mit einer 24-V-DC-Batterie mindestens über 3 s sichergestellt /U11/. Ein Ausfall der Hilfsenergie führt laut Herstellererklärung zum unverzügerten Auslösen des Generatorschalters und ist

anhand zweier Bsp.-Schaltpläne (J Q294 und J R421) nachgewiesen /U11/. Zudem wird durch einen vorgeschriebenen, geeigneten Prüfschritt zur Inbetriebnahme sichergestellt, dass diese Forderung für alle Varianten eingehalten wird.

Zu o) Dieser Punkt kann nicht bewertet werden, da weder in der MSR /R1/ und ihrer Ergänzung /R1/ noch in der TR8 /R2/ Forderungen an die Messgenauigkeiten der Schutzeinrichtungen gestellt werden.

Zusammenfassend bewerten wir die allgemeinen Anforderungen an das Schutzkonzept als erfüllt.

3.7.3 Spannungs- und Frequenzschutz

Gemäß TR8, Kapitel 3.1.9.2 und 3.1.9.3 /R2/ sind die korrekten Schutzauslösungen an den unteren bzw. oberen Grenzen der Einstellbereiche nach Tabelle 3.2.3.3-2 der MSR /R1/ gemäß den Vorgaben der TR3, Kapitel 4.5 /R3/ nachzuweisen. Sind diese Einstellungen aufgrund des Eigenschutzes der EZE nicht möglich, so sind die maximal bzw. minimal möglichen Einstellungen zu vermessen. Die in den Prüfungen festgestellten Abschaltwerte müssen mit den Einstellwerten der Schutzeinrichtungen mit einer Toleranz von $\pm 1\%$ der Nennspannung bzw. $\pm 0,1$ Hz übereinstimmen. Das Rückfallverhältnis der Spannungssteigerungsschutzeinrichtungen darf den Wert 0,98 nicht unterschreiten, und das des Spannungsrückgangsschutzes darf den Wert 1,02 nicht überschreiten. Diese Anforderungen sind für die in Tabelle 3.10 aufgeführten Schutzgeräte durch die zugehörigen Komponentenzertifikate und für die in Tabelle 3.11 aufgeführten Schutzgeräte durch den Prüfbericht /U48/ abgedeckt.

Weiter ist gemäß TR8, Kapitel 3.1.9.2 /R2/ anzugeben, ob die Leiter-Leiter- oder die Leiter-Erde-Spannungen überwacht werden, und ob die drei Werte UND- oder ODER-verknüpft auf das Auslösesignal wirken. Für die in Tabelle 3.10 aufgeführten Schutzgeräte kann laut /U33/, /U35/, /U47/ kann die Überwachung der Leiter-Leiter- oder der Leiter-Erde-Spannungen erfolgen und sie ist gemäß MSR ODER-verknüpft. Standardmäßig wird gemäß MSR, Kapitel 3.2.3.1 /R1/ bei Messung auf der Mittelspannungsebene die Spannung zwischen den Außenleitern, bei Messung auf der Niederspannungsseite und _y-Maschinentransformatoren zwischen Außenleiter und Sternpunkt und bei _d-Maschinentransformatoren zwischen den Außenleitern gemessen /U11/. Für die in Tabelle 3.11 aufgeführten Schutzgeräte erfolgt laut /U51/ die Überwachung der Leiter-Leiter-Spannungen und sie ist gemäß MSR ODER-verknüpft.

3.7.4 Polschlupfschutz

Gemäß der TR8 Kapitel 3.1.9.4 ist ein Polschlupfschutz für EZE vom Typ 1 zu implementieren. Solange kein Prüfverfahren in der TR3 genannt wird, erfolgt der Nachweis über

eine Herstellererklärung. Laut /U58/ wird eine GE patentierte, in der Steuerung der EZE implementierte Logik verwendet. Dabei werden die Messsignale von Motordrehzahl und Netzfrequenz verglichen. Übersteigt diese Differenz (absolut) für eine definierte Zeit (50 ms) einen parametrierbaren Schwellwert, gilt dies als Polschlupf und die EZE wird vom Netz getrennt.

Die Schutzfunktionen sind autark von den Steuer und Regelfunktionen /U58/.

Die Anforderungen nach Kapitel 3.1.9.4 der TR8 werden erfüllt.

4 Übertragbarkeit der Prüfberichte

Gemäß FGW TR8, Kapitel 2.1.4 /R2/ ist unter den folgenden Randbedingungen eine Übertragung von Prüfberichten auf weitere EZE zulässig:

- die Ausführung und die für die elektrischen Eigenschaften maßgebende Regelungstechnik einschließlich der eingesetzten Software in beiden EZE technisch gleichwertig sind,
- die Typprüfungen für die kleinste und größte Leistungsvariante unter Berücksichtigung von der oben stehenden Randbedingung vorliegen, oder alternativ wenn die Typprüfung für eine EZE vorliegt, deren Nennleistung zwischen 0,66 und 2,5 der Nennleistung der zu zertifizierenden EZE liegt.

Im Falle der EZE der Baureihe 3 von GE Jenbacher ist die Ausführung und die für die elektrischen Eigenschaften maßgebende Regelungstechnik in allen EZE technisch gleichwertig (identisch), Unterschiede ergeben sich nur aus der Parametrierung auf die verschiedenen Leistungen. Mit der vorliegenden Typprüfung für die dynamischen Tests der Baureihe 3 kann laut TR8 eine Leistungsbandbreite von 251 kW_{el} bis 951 kW_{el} abgedeckt werden. Bezüglich der statischen Messungen kann mit dem Prüfbericht der vermessenen EZE der Baureihe 3 ein Leistungsbereich von 218 kW_{el} bis 908 kW_{el} abgedeckt werden. Zusätzlich liegen Vermessungen der Baureihe 4 von GE Jenbacher /U7/ und /U8/ vor, welche den Leistungsbereich von 797 kW_{el} bis 3021 kW_{el} abdecken. Die Ausführung der Baureihe 4 sowie die Regelungstechnik entsprechen der Baureihe 3, so dass diese Messungen ebenfalls für die Zertifizierung herangezogen werden können, so dass der gesamte Leistungsbereich der Baureihe 3 abgedeckt wird. Die Generatoren der Hersteller Leroy Somer (LS) sowie Cummins Generator Technology (CGT)⁴ sind bezüglich ihrer elektrischen Parameter vergleichbar. Zu allen Generatoren liegen Datenblätter inklusive PQ-Diagrammen vor. Dabei werden die Generatorparameter in den nach ISO 9001 zertifizierten Prüflaboren der Hersteller bestimmt. Das Erregersystem ist bei allen Varianten identisch /U26/. Damit lassen sich die Prüfberichte gemäß der in Kapitel 2 und Anhang H

⁴ Generatoren mit AvK Label gehören zum Hersteller CGT

der TR8 /R2/ gegebenen Vorgaben auf die in Tabelle 2.1 aufgeführten Motor-Generator-Kombinationen der Baureihe 3 übertragen.

4.1 Übertragung der Netzurückwirkungen

Für die nicht vermessenen EZE kann der Auszug GLGH-4280 13 10887 258-S-0001-A (Anhang A5 des Zertifikats) angewandt werden. Die Werte aus den Auszügen können direkt verwendet werden, da diese auf die Nennleistung bezogen angegeben sind. Um die bei der Vermessung vom Netz verursachten Oberschwingungsströme auszuschließen, ist es unserer Ansicht nach sinnvoll, die vom Hersteller gemessenen Oberschwingungsspannungen des jeweiligen Generators heranzuziehen und daraus für den jeweiligen Netzanschlusspunkt die Oberschwingungsströme zu berechnen.

4.2 Anerkennung neuer Software

4.2.1 Spannungsregler UNITROL

Die Software des Spannungsreglers UNITROL wurde von ABB modifiziert. Es liegt eine Herstellererklärung zur Softwareversion 6.20x /U22/ und 6.31x /U36/, /U37/ vor, wonach die zusätzlich implementierten Funktionen keine Auswirkungen auf das Verhalten bezüglich der Anforderung der MSR haben. Wir bestätigen die Aussagen des Herstellers.

4.2.2 Betriebsführungssoftware DIA.NE 3.5

Die Softwareversion der Betriebsführungssoftware DIA.NE wurde von 3.40 auf 3.50 geändert. Die Änderung der Betriebsführungssoftware DIA.NE 3.40 auf DIA.NE 3.50 betrifft ausschließlich die Funktion der Polschlupferkennung. Die Polschlupferkennung basiert auf dem Vergleich der gemessenen Netzfrequenz mit der Motordrehzahl. Um diese beiden Größen vergleichen zu können, sind bestimmte Umrechnungen notwendig. Diese sind abhängig von der Nennfrequenz, der Nenndrehzahl sowie von der Polpaarzahl des Generators. Um weltweit alle Varianten mit einer einheitlichen Software abdecken zu können, wurde mit Version 3.50 eine automatische Unterscheidung aller Varianten inkludiert. An der eigentlichen Funktionsweise der Polschlupferkennung bzw. aller anderen LVRT relevanten Funktionen wurde nichts verändert; diese entsprechen weiterhin dem Softwarestand 3.40 /U21/. Wir bestätigen die Aussagen des Herstellers

4.2.3 Betriebsführungssoftware DIA.NE 4.0

Mit der Revision der Software auf die Version DIA.NE 4.0 ist auch eine Anpassung der Hardware von XT 3 auf XT 4 verbunden. Die CPU und das Display der Motorsteuerung (DIA.NE) wurden durch eine leistungsstärkere CPU und ein 15" Touch Display ersetzt. Damit konnten Reserven in der Rechenleistung für zukünftige Entwicklungen als auch eine Verbesserung des Bedienungskomforts der Mensch-Maschine-Schnittstelle erreicht werden. Das Bussystem für die Verbindung der CPU mit dem IO-System wurde von B&R X2X auf Powerlink umgestellt. Powerlink baut auf einem auf Ethernet basierenden deterministischen Busprotokoll auf. An den Komponenten des IO-Systems der Motorsteuerung wurden keine Änderungen vorgenommen. Die Bearbeitung der Motorsteuerungssoftware als auch die Bedienung des IO-Systems erfolgt wie bereits bei DIA.NE 3.50 und früheren Versionen über dasselbe Echtzeit-Multitasking-Betriebssystem. Somit ergibt sich diesbezüglich dasselbe Systemverhalten /U23/. Hinsichtlich der Software für DIA.NE wurde mit der Version 4.0 eine Neuorganisation durchgeführt. Das heißt, dass einzelne Funktionalitäten in Software-Module zusammengefasst, und mit klaren Schnittstellen ausgestattet wurden. Dies erlaubt eine Veränderung innerhalb der Module, ohne die Kompatibilität zu anderen Modulen zu verletzen, solange die Schnittstellen nicht verändert werden. An der Funktionalität der Software wurde bei DIA.NE 4.0 gegenüber DIA.NE 3.50 keine Veränderung durchgeführt, so dass sich das Verhalten der Software bezüglich des Grid-Codes nicht ändert. Um eine spätere Nachverfolgung von Funktionalitätsänderungen mit möglichen Auswirkungen auf Grid-Code-Fähigkeiten zu vereinfachen, sind in Tabelle 4.10 die Module gelistet, welche einen Bezug zur Grid-Code-Fähigkeit haben, /U23/. Um nachzuweisen, dass die Hard- und Softwareänderungen keine Auswirkungen haben, wurden eigene Vermessungen einer EZE vorgelegt /U24/. Wir bestätigen daher, dass auch unter Verwendung der Betriebsführungssoftware DIA.NE 4.0 in Verbindung mit der Hardware XT 4 alle Anforderungen an das statische Verhalten der EZE weiterhin erfüllt werden. Nachträglich wurde für diese Basisversion die Funktion „Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz“ optimiert, die durch Anpassung der Module „Grid“ und „Opstate“ erfolgte und als Standardversion eingesetzt wird, siehe Kapitel 4.2.5.

4.2.4 Betriebsführungssoftware DIA.NE 4.1

Mit der Revision der Software auf DIA.NE 4.1 wurden Änderungen an den Modulen EngineController, Opstate, Ignition und Generator vorgenommen /U27/. Die Änderungen mit Bezug zu zertifizierungsrelevanten Eigenschaften der EZE waren im Einzelnen:

Modul EngineController:

- Die Filterung des Leistungssignals (2,5sec.) wurde in der Version V4.1.1 für die Fixierung der Aktuatoren während eines Grid Code Events implementiert.

- Das Update des Leistungsreglers V4.0.1 auf V4.1.1 wird sukzessive auf die bestehenden Einheiten aufgespielt.

Modul Opstate:

- Es wurden Sub-Betriebsmodi zur Zustandsmaschine hinzugefügt.

Modul Ignition:

- Eine zusätzliche OUT-Schnittstelle für das Modul EngineController: Ignition point average (CA_Ign_Avg) wurde bereitgestellt.

Modul Generator:

- Aktivierung und Berechnung einer Blindleistungsreduktion bei zu hoher Generator-Wicklungstemperatur. Die spezifizierte maximale Umgebungstemperatur beträgt für die EZE 40 °C. Bei dieser Umgebungstemperatur werden im Nennbetrieb des Generators nur Wicklungstemperaturen von weniger als 140 °C erreicht. Da die Blindleistungsreduzierung zum Generatorschutz nur bei Wicklungstemperaturen größer 140 °C aktiv wird, hat sie keinen negativen Einfluss auf das Verhalten der Erzeugungsanlage im Normalbetrieb /U28/.
- Die Funktion Generatorleistungsfaktorregler wurde hinzugefügt; bei Grid Code events erfolgt eine Deaktivierung/Bypassung.

Die oben aufgeführten Änderungen an der Software haben bei Normalbetrieb keine negativen Auswirkungen auf die zertifizierungsrelevanten Eigenschaften der EZE. Die berücksichtigte Versionszusammenstellung ist in Tabelle 4.10 aufgeführt. Nachträglich wurde für diese Basisversion die Funktion „Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz“ optimiert die durch Anpassung der Module „Grid“ und „Opstate“ erfolgte und als Standardversion eingesetzt wird, siehe Kapitel 4.2.5.

4.2.5 Optimierte Funktion „Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz“

Die Funktion „Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz“ (siehe auch Kapitel 3.2.3) wurde aktualisiert und der Abforderungsparameter „Grenzwert Abforderung“ hinzugefügt. Diese Funktion und der hinzugefügte Parameter sind in den Software Modulen „Grid“ und „Opstate“ der Betriebsführungs-Basis-Software DIA.NE implementiert. Die Änderungen sind in der Versionszusammenstellung Tabelle 4.10 realisiert /U40/.

Zum Nachweis der ordnungsgemäßen Umsetzung der Funktion „Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz“ und des hinzugefügten Abforderungsparameters „Grenzwert Abforderung“ wurden in unserem Beisein Messungen am Prüfstand des Herstellers durchgeführt. Die Messungen erfolgten bei unterschiedlichen Ausgangsleistungen und zum Teil bis 51,45 Hz. Sie gehen damit über den in der TR3 /R3/ geforderten Umfang hinaus. Die

Durchführung und Auswertung der Messungen bezüglich des Gradienten erfolgten entsprechend TR3, Kapitel 4.2.3 /R3/ unter Beachtung von Anhang D /U39/. Dabei betrug der Abforderungsparameter „Grenzwert Abforderung“ (bzw. „Limit demand off“) 30 % P_N (bzw. „ P_{nom} “) und war damit bis zur Frequenz von 51,4 Hz nicht wirksam. Exemplarisch sind nachfolgend im linken Bild das gemessene Zeitdiagramm und im rechten Bild das Leistungs-Frequenzdiagramm bei der Startleistung $P_M = 90\% P_N$ dargestellt.

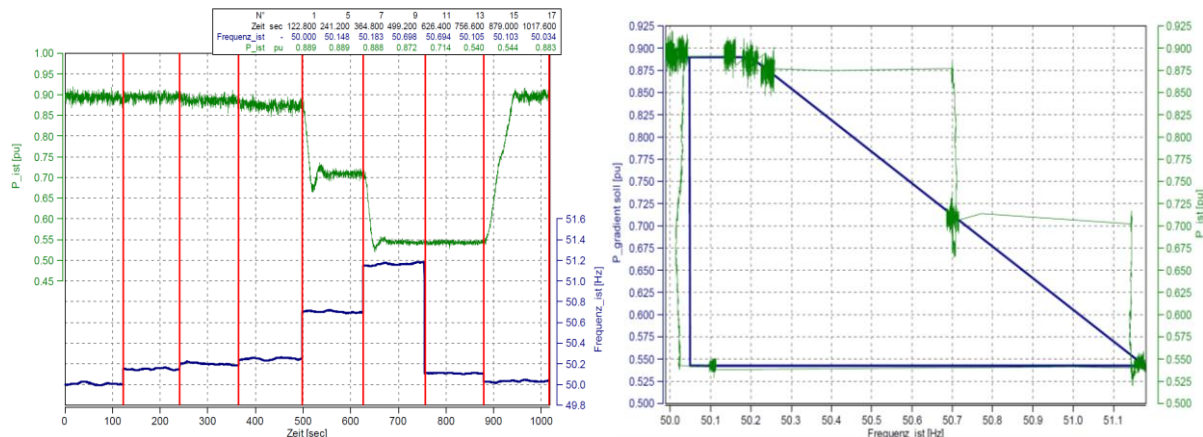


Abbildung 4.1: Vermessenes Zeitdiagramm links und Leistungs-Frequenzdiagramm rechts /U39/

Die in den Messungen ermittelten Gradienten sind in der folgenden Tabelle aufgeführt. Der mittlere Gradient beträgt 40,57 % P_M /Hz und erfüllt damit die Anforderung aus der MSR /R1/.

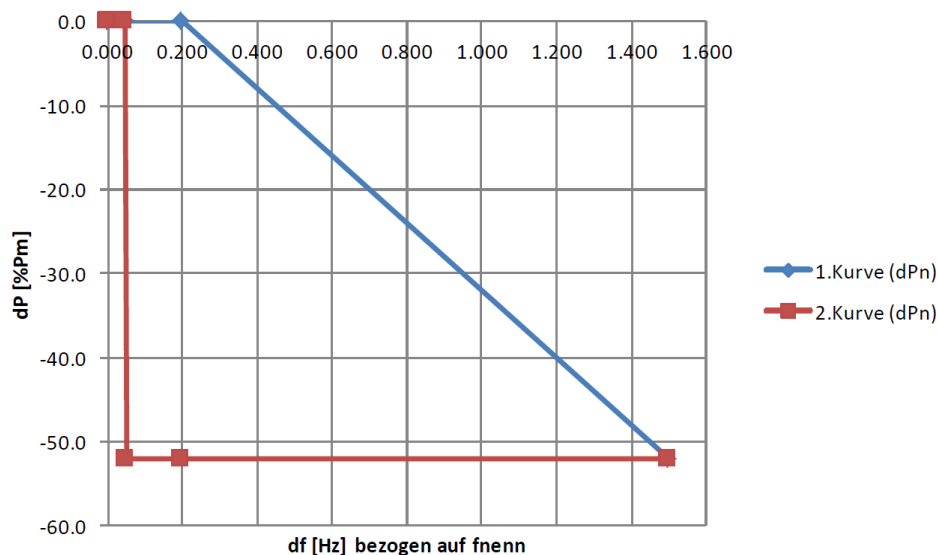
Tabelle 4.1: Gradienten der Wirkleistung zum Zeitpunkt der Frequenzüberhöhung /U39/

Frequenz	P_M [%]	Gradient [kW/Hz]	Gradient normiert [%/Hz]
50,26 → 50,72 Hz	89,7 %	198,96	40,40
50,72 → 51,18 Hz	89,7 %	198,87	40,38
50,28 → 50,72 Hz	69,9 %	156,40	40,93

Die Parameter der Funktion, der Pfad zur Funktion sowie das Zugriffsrecht bleiben wie im Kapitel 3.2.3 aufgeführt und sind in der Herstellererklärung „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung“ /U31/ (Anhang A8 zum Zertifikat) ausgewiesen. Lediglich die PFC/RMS-Kennlinie 0 wurde leicht modifiziert, wie aus der nachfolgenden Tabelle und Abbildung ersichtlich wird /U41/.

Tabelle 4.2: Messpunkte zur PFC/RMS-Kennlinie 0 /U41/

df	1. Kurve (dPm)	2. Kurve (dPm)
0.000	0.0	0.0
0.049	0.0	0.0
0.050	0.0	-52.0
0.200	0.0	-52.0
1.500	-52.0	-52.0
0.000	0.0	0.0
0.000	0.0	0.0
0.000	0.0	0.0

**Abbildung 4.2:** PFC/RMS-Kennlinie 0 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz /U41/

Der neu implementierte, einstellbare Parameter „Grenzwert Abforderung“ bewirkt eine Abforderung des Aggregats (herunterfahren und Trennung des Leistungsschalters) wenn der Leistungssollwert aus der Funktion „Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz“ den Wert des Abforderungsparameters unterschreitet /U39/. Beispielhaft sind die Beziehung der Parameter zueinander und die resultierende Leistung (aktuelle Leistung) in der nachfolgenden Abbildung dargestellt (Leistung bezogen auf P_N). Die Abforderung wird erst quitiert, wenn die gemessene Frequenz wieder unter 50,05 Hz liegt /U39/.

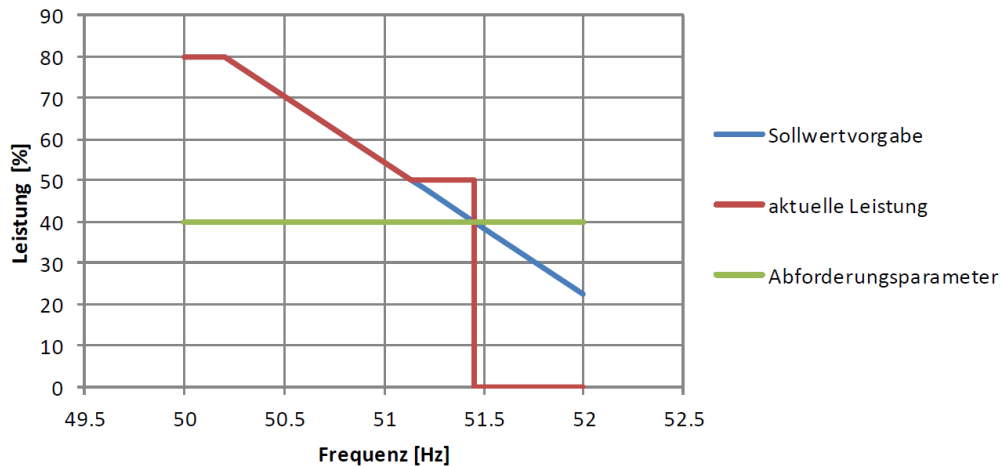


Abbildung 4.3: Beziehung der Parameter zueinander bei Überfrequenz /U39/

Für den Nachweis der korrekten Arbeitsweise des Parameters „Grenzwert Abforderung“ wurden Messungen mit einer Einstellung des Grenzwertes auf 50 % P_N , 40 % P_N und 30 % P_N durchgeführt. Als weitere Einflussgröße wurde bei den Messungen zudem die Startleistung (P_M) variiert /U39/. Dabei wurde die Frequenzvorgabe bis vor die errechnete Schwellfrequenz schnell und im Bereich der Schwellfrequenz nur minimal erhöht. Die Schwellfrequenz ist die Frequenz bei der der Sollwert unter den Wert des Abforderungsparameters sinkt. Beispielhaft beträgt die Schwellfrequenz 51,14 Hz für einen Start bei $P_M = 80 \% P_N$ und „Grenzwert Abforderung“ von 50 % P_N . Für diese Bedingung ist im Folgenden auch beispielhaft das vermessene Leistungs-Frequenzdiagramm dargestellt /U39/.

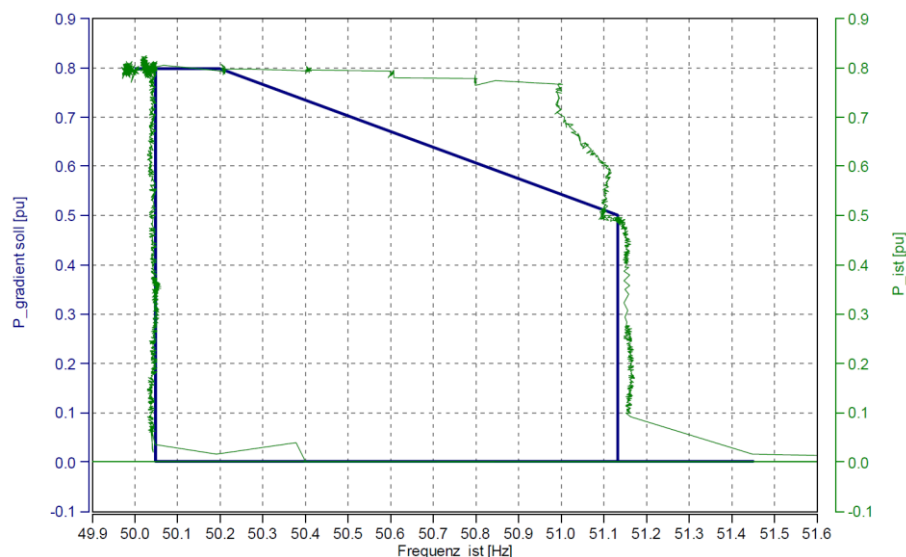


Abbildung 4.4: vermessenes Leistungs-Frequenzdiagramm /U39/

Bei allen Messungen erfolgte eine Abforderung des Aggregates nach Unterschreitung des Wertes „Grenzwert Abforderung“ durch den Sollwert der Funktion „Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz“.

Die Parameter dieser Funktion mit Pfad und Standardeinstellungen sind in der Herstellererklärung „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung“ /U31/ (Anhang A8 zum Zertifikat) ausgewiesen.

Aufgrund des modularen Aufbaus der Betriebsführungssoftware wird eine Auswirkung auf andere zertifizierungsrelevanten Anforderungen ausgeschlossen. Aus den in diesem Kapitel aufgeführten Gründen ist die Anwendung der Software Module „Grid“ und „Opstate“ mit den in Tabelle 4.10 genannten Versionsständen unter der Basissoftwareversion 4.0 und 4.1 zulässig.

4.2.6 Betriebsführungssoftware DIA.NE 4.2

Mit der Revision der Software auf die Version DIA.NE 4.2 erfolgte die Einführung eines neuen Industrie PC, Panel PC – PPC910 und der damit verbundenen Treiber, sowie ein Update auf die Firmware-Version 1.02 des Multimesumformers X20CM0985-1 /U42/. An den zertifizierungsrelevanten Softwaremodulen erfolgten keine Änderungen /U42/. Bezüglich dieser Änderungen wurden Vergleichsmessungen zwischen dem bisherigen und dem neuen Stand am Serienprüfstand des Herstellers mit besonderem Augenmerk auf die GridCode Funktionalitäten durchgeführt und vorgelegt /U43/. Ergebnis der Vermessung ist, dass kein Unterschied der Firmware-Version 1.02 zur vorher eingesetzten Firmware-Version 1.00 festgestellt wurden und eine Beeinflussung bestehender GridCode Funktionalität ausgeschlossen werden kann /U43/. Wir bestätigen daher, dass auch unter Verwendung der Betriebsführungssoftware DIA.NE 4.2 alle Anforderungen an das statische Verhalten der EZE weiterhin erfüllt werden. Die berücksichtigte Versionszusammenstellung ist in Tabelle 4.10 aufgeführt.

4.2.7 Betriebsführungssoftware DIA.NE 4.3

Mit der Revision der Software auf DIA.NE 4.3 wurden Änderungen an allen zertifizierungsrelevanten Modulen vorgenommen /U44/. Die Änderungen mit Bezug zu zertifizierungsrelevanten Eigenschaften der EZE waren im Einzelnen:

Modul Grid:

- Zusätzliche Standardkurven für die PFC Funktion in die Bibliothek eingefügt. Die Standardkurve für Deutschland (nach MSR) ist als Kurve Nr. 1 hinterlegt und nicht mehr als Kurve 0. Bewertung: Dies ändert nicht die Funktionalität an sich und ist damit zulässig.
- Implementierung einer PFC-Testfunktion zum Nachweis der Funktionalität direkt an der Anlage. Bewertung: keine Anforderung somit zulässig.

Modul EngineController:

- Im Task für die Erkennung und Reaktion auf LVRT Events wurde eine Möglichkeit zur „Schutzprüfung“ geschaffen. Dies bedeutet, dass es nun im Motorstillstand möglich ist, die LVRT Detektionsalgorithmen zu starten um alle Schutzfunktionen testen bzw. simulieren zu können. Die eigentliche Funktion des Tasks im Motorbetrieb bleibt unverändert. Bewertung: keine Änderung im zertifizierungsrelevanten Betrieb daher zulässig. Mit dieser Funktion kann der Eigenschutz der EZE getestet werden, Netzschutz erfolgt über das externe Schutzgerät.
- Integration zusätzlicher Unterspannungsauslöser inklusive neuer Parameter. Diese sind in Deutschland per Default deaktiviert. Bewertung: durch Deaktivierung keine Änderung der zertifizierungsrelevanten Eigenschaften.

Modul Opstate:

- Geänderte Funktion bei Signal „Blockierung vom EVU“ im manuellen Betrieb. Keine funktionelle Änderung im Automatikbetrieb. Bewertung: dies ist ein Sonderbetriebsmodus und damit nicht Bewertungsrelevant und zulässig.

Modul Safi: Änderungen nur an nicht zertifizierungsrelevanten Eigenschaften.

Modul Ignition: Änderungen nur an nicht zertifizierungsrelevanten Eigenschaften.

Modul Generator:

- Erweiterung der Logik zu Zuschaltbedingungen inklusive neuer Parameter. Diese sind in Deutschland nicht aktiviert /U30/. Bewertung: die in diesem Bericht bewerteten Zuschaltbedingungen (Kapitel 3.5.1) werden über das externe Schutzgerät und nicht über die DIA.NE Steuerung realisiert. Zudem sind die Parameter nicht aktiv somit ist die Änderung zulässig.

Den Bewertungen zu den jeweiligen Änderungen ist zu entnehmen, dass die neue Software keine negativen Auswirkungen auf die zertifizierungsrelevanten Eigenschaften der EZE hat. Die berücksichtigte Versionszusammenstellung ist in Tabelle 4.10 aufgeführt.

4.2.8 Betriebsführungssoftware DIA.NE 4.4

Mit der Revision der Software auf DIA.NE 4.4 wurden Änderungen an allen zertifizierungsrelevanten Modulen vorgenommen /U52/. Die Änderungen mit Bezug zu zertifizierungsrelevanten Eigenschaften der EZE waren im Einzelnen:

Modul Grid:

- Standardisierung diverser Eingänge und Parameter für die französische Netzrichtlinie DEIE. Bewertung: Durch Deaktivierung (Parameter 13691) keine Änderung der zertifizierungsrelevanten Eigenschaften, siehe /U31/ (Anhang A8 zum Zertifikat).

Modul EngineController:

- Implementierung zusätzlicher Funktionen für LVRT Events gemäß VDE AR-N-4120. Diese Funktionen sind nicht aktiv für einen Mittelspannungsanschluss in Deutschland. Bewertung: Durch Deaktivierung (Parameter 13185) keine Änderung der zertifizierungsrelevanten Eigenschaften, siehe /U31/ (Anhang A8 zum Zertifikat).
- „GEN2“ (Generation 2) Leistungsregler im Netzparallelbetrieb anwählbar. Bewertung: Durch Deaktivierung (Parameter 13672) keine Änderung der zertifizierungsrelevanten Eigenschaften, siehe /U37/ (Anhang A8 zum Zertifikat).

Modul Opstate:

- Implementierung einer Funktion zur zusätzlichen Leistungsreduktion für den „Limp Home“ Modus (Baureihe 9) Bewertung: Der Limp Home Modus beschreibt einen Gen-set Notbetrieb, daher keine Änderung der zertifizierungsrelevanten Eigenschaften.
- Implementierung unterschiedlicher Leistungsrampen für Motor-Schnellstart (nur BR6). Bei Motorstart und angewählter Schnellstartfunktion wird in einer vorgegebenen Zeit die gewünschte Leistung angefahren. Nach dem erstmaligen Erreichen des Sollwertes wird auf den geg. Rampenparameter 11406 umgestellt. Die Leistungsrampe nach Netzfehler hat immer eine höhere Priorität /U53/. Parameter 13406 hat keine Auswirkung auf das Verhalten nach Netzfehler. Bewertung: Das zertifizierte Verhalten wird durch diese Funktion nicht beeinflusst.

Modul SAFI:

- Abhängigkeit der Zünddauer von der Leistung im unteren Leistungsbereich hinzugefügt. Im erlaubten Leistungsbereich ist diese Funktion nicht aktiv. Bewertung: Da diese Funktion außerhalb des Normalbetriebes aktiv ist, hat sie keinen Einfluss auf die Leistungs-/Spannungsqualität und die zertifizierungsrelevanten Eigenschaften.

Modul Ignition: Änderungen nur an nicht zertifizierungsrelevanten Eigenschaften.

Modul Generator:

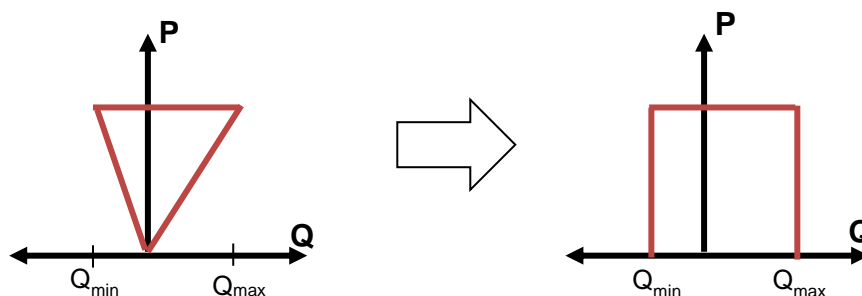
- Korrektur der Berechnung des Blindleistungs-Limits zur Vermeidung von Alarm A1109 Generator Erregerausfall bei LVRT Events bis 0 V Restspannung. Diese Berechnung erfolgt nur bei Spannungen unter 30 % U_N . Bewertung: Die Berechnung erfolgt nur außerhalb des geforderten Spannungseinbruchsbereichs und hat keinen Einfluss auf die zertifizierungsrelevanten Eigenschaften.

- Statisches Blindleistungsmanagement: Umstellung der Sollwertvorgabe an den Spannungsregler (UNITROL) von $\cos\phi$ -Sollwert auf Q-Sollwert, damit für jeden erlaubten Wirkleistungspunkt die maximale/minimale Blindleistung angefahren werden kann. Bewertung: In Kapitel 4.2.9 ist diese Änderung detailliert beschrieben und als zulässig bewertet.

Den Bewertungen zu den jeweiligen Änderungen ist zu entnehmen, dass die neue Software keine negativen Auswirkungen auf die zertifizierungsrelevanten Eigenschaften der EZE hat. Die berücksichtigte Versionszusammenstellung ist in Tabelle 4.10 aufgeführt.

4.2.9 Änderung der Blindleistungsregelung mit DIA.NE 4.4

Die wirkleistungsunabhängige Blindleistungsbereitstellung wird über Funktionsänderungen im Software Modul „Generator“ der Betriebsführungs-Basissoftware DIA.NE und Parameteränderungen im Spannungsregler (AVR) Unitrol 1010 realisiert /U52/, /U54/. In den beiden nachfolgenden PQ-Diagrammen werden die Unterschiede zwischen der wirkleistungsabhängigen (bisherige Blindleistungsgrenze, links) und der wirkleistungsunabhängigen (neue Blindleistungsgrenze, rechts) Blindleistungsbereitstellung verdeutlicht /U54/.



Im Modul „Generator“ wird die Berechnung und Ausgabe eines $\cos(\phi)$ -Sollwertes zum AVR aus Q_{soll} und P_{ist} entfernt und lediglich der Sollwert Q_{soll} skaliert an den AVR ausgegeben /U54/. Im AVR wird aufgrund der geänderten Vorgabegröße das Sollwertsignal umparametriert, die zugehörige Funktionalität ist bereits vorhanden. Die korrekte Einstellung kann über den Parameterauszug des AVR Unitrol 1010 überprüft werden. Die korrekte Parametrierung ist in der Herstellererklärung „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung“ /U31/ (Anhang A8 zum Zertifikat) ausgewiesen. Die Regelgeschwindigkeit (Blindleistungsübergangsfunktion) wird dadurch, dass in der Regelstrecke zwei Berechnungsfunktionen entfallen /U54/, nicht negativ beeinflusst.

Das Verhalten der EZE bei Fehlern im Netz (LVRT) wird durch die Änderungen nicht beeinflusst, da die Software modular aufgebaut ist und bei Unterspannung ein Umschalten in den LVRT-Modus erfolgt /U54/. Im LVRT-Modus wird zum einen die Motorregelung blo-

ckiert und zum anderen die Blindleistungsregelung auf eine Spannungsregelung umgeschaltet /U54/. Diese erfolgt mit dem Parameter 11142 in der DIA.NE und dem Parameter „UM LIMITER (Minimum)“ im AVR /U54/.

Diese neue Funktion wurde an einem Genset der Baureihe 6 und einem der Baureihe 9 durch den GL vermessen /U55/, /U56/. Aufgrund der gleichartigen Messergebnisse der Blindleistungswerte und -Übergangsfunktion sehen wir eine Übertragung der Ergebnisse auf die Baureihe 3 als zulässig an. Die Standardgrenzen der Blindleistungsregelung (siehe Kapitel 3.3.1) sind geändert worden auf 27 % S_N untererregt und 60 % S_N übererregt (dies entspricht bei Volllast einem $\cos \varphi = 0,95$ untererregt bzw. $\cos \varphi = 0,8$ übererregt) /U31/, /U54/. Die Messergebnisse in der nachfolgenden Abbildung belegen das zuvor beschriebene Verhalten.

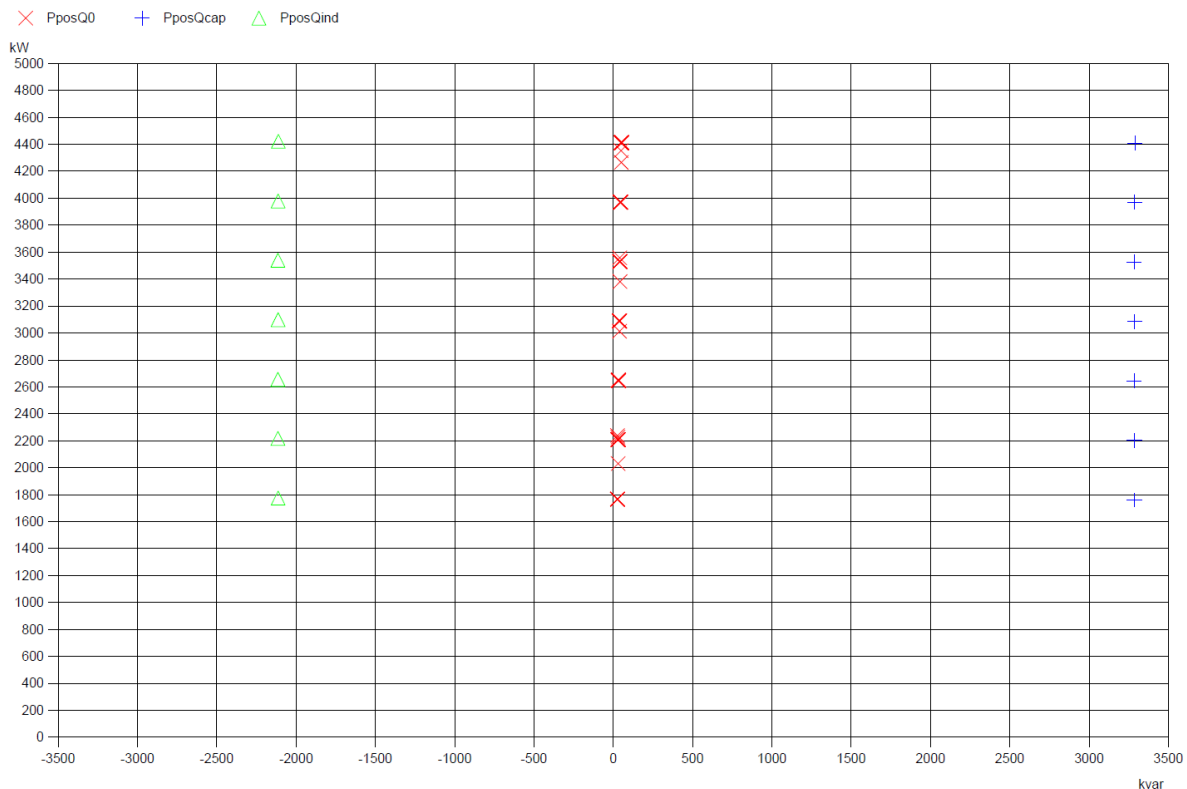


Abbildung 4.5: Wirkleistungsabgabe über Blindleistungsabgabe des vermessenen Gensets der Baureihe 6 mit $P_N = 4383$ kW /U55/

Die Messergebnisse in /U55/ und /U56/ belegen, dass die Anforderungen der TR8 aus Kapitel 3.3.2 Blindleistung nach Sollwertvorgabe ($\Delta Q \pm 5 \% P_N$) und 3.3.3 Blindleistungsübergangsfunktion mit der neuen Blindleistungsregelung erfüllt werden. Die maximale Abweichung der Blindleistung vom Sollwert beträgt $-0,07 \% P_N$ und $+0,03 \% P_N$. Die Messergebnisse der Baureihe 6 zur Blindleistungsgenauigkeit und zur Einstellzeit sind im Folgenden wiedergegeben. Die angegebene Zeit des Parameters „11704 Sollwertrampe $\cos \phi$ Regelung“ bezieht sich in der DIA.NE Basisversion 4.4 auf das Durchfahren des

Verschiebungsfaktorbereiches 0,0 übererregt bis 0,0 untererregt (nur als Bezugswerte), siehe Herstellererklärung „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung“ /U31/ (Anhang A8 zum Zertifikat).

Tabelle 4.3: Vergleich der Soll- und Istwerte der Blindleistung mit Einstellung der kürzesten Einschwingzeit /U55/

Reactive power stage	Set point value 60-s-average		Measured value 60-s-average		Deviation		cos ϕ 60-s average -	P 60-s average in kW
	in kvar	in % of P_N	in kvar	in % of P_N	in kvar	in % of P_N		
Q_0	8.27	0.19	9.97	0.23	-1.70	-0.04	1.0000	1776.16
+0.5 Q_{max}	1652.43	37.56	1655.70	37.63	-3.27	-0.07	0.7276	1769.49
-0.5 Q_{max}	-1052.93	-23.93	-1052.81	-23.93	-0.12	0.00	0.8598	1784.82
Maximum Deviation [% of P_N]					3.27	0.07		

Tabelle 4.4: Vergleich der Soll- und Istwerte der Blindleistung mit Einstellung der längsten Einschwingzeit /U55/

Reactive power stage	Set point value 60-s average		Measured value 60-s average		Deviation		cos ϕ 60-s average -	P 60-s average in kW
	in kvar	in % of P_N	in kvar	in % of P_N	in kvar	in % of P_N		
Q_0	8.05	0.18	7.93	0.18	0.41	0.00	1.0000	1769.09
+0.5 Q_{max}	1652.84	37.71	1654.35	37.74	1.51	0.03	0.7292	1763.18
-0.5 Q_{max}	-1052.95	-24.02	-1052.70	-24.02	0.25	0.00	0.8596	1771.02
Maximum Deviation [% of P_N]					1.51	0.03		

Tabelle 4.5: Maximale Einstellzeit der Blindleistungsübergangsfunktion des vermesenen Gensets der Baureihe 6 mit $P_N = 4383$ kW /U55/

Parameter 11704	settling time	Active Power	Maximum Q range	cos ϕ range
5 s ⁵	4,05 s	40 % P_N	3288 kvar to -2114 kvar	0,47 to 0,65
132 s	55,26 s			

⁵ Mit der Einstellung des Parameters 11704 auf 5 s ist bei dem angegebenen Blindleistungssprung eine settling time von 2,2s zu erwarten. Diese Zeit wurde nicht erreicht auf Grund der Demagnetisierungseffekte des Generators, die über das bürstenlose Erregersystem zu Verzögerungen führt /U57/. Dieser Effekt tritt nur bei sehr kleinen Einstellwerten des Parameters 11704 in Verbindung mit einem großen Blindleistungssprung auf. Aus den Messdaten des Herstellers /U57/ ist zu erkennen, dass bei diesem Sprung der cos ϕ von 0,8_{untererregt} innerhalb der erwartenden Zeit erreicht wird und erst danach die Verzögerung auftritt.

4.2.10 Betriebsführungssoftware DIA.NE 4.5

Mit der Revision der Software auf die Version DIA.NE 4.5 wurden Änderungen an allen zertifizierungsrelevanten Modulen vorgenommen /U60/. Die Änderungen mit Bezug zu zertifizierungsrelevanten Eigenschaften der EZE waren im Einzelnen:

Modul Grid:

- Erweiterung der Funktionen $Q(U)$, $\cos\phi(P)$, $\cos\phi(U)$, so dass diese über externe Parameter einstellbar sind.

Bewertung: Diese Funktionalität geht über die Anforderungen der MSR hinaus und ist nicht bewertungsrelevant. Eine externe Umschaltung/Aktivierung (Kommentar zu Parameter #13991 /U62/) hat keine Auswirkung auf die Funktion selbst und wir erachten diese Änderung als zulässig.

- Implementierung der zusätzlichen Funktion $Q(P)$.

Bewertung: Diese Funktionalität ist über die TR8, Kapitel 5.1.4.1 b) /R2/ nicht gefordert und damit nicht bewertungsrelevant. Folglich erachten wir die Änderung als zulässig. Gemäß Messbericht ist diese Funktionalität mit vermessen worden und weist eine Genauigkeit von $< 0,01 P_n$ aus.

- Implementierung der Auswahl „point of reference“ (Messpunkt der Referenzgröße Wirkleistung P bzw. Spannung U /U63/, Parameter #13993 /U62/). Zur Ist-Wert-Erfassung können folgende Punkte ausgewählt werden:

- Kundenspezifischer Analogeingang,
- Multi-Messumformer 1 (MMU1) (Generator),
- Multi-Messumformer 2 (MMU2) (Point of Control/Netzanschlusspunkt).

Bewertung: Die Charakteristik der Blindleistungsregelung ist unabhängig von der Ist-Wert-Erfassung. Daher kann die Vermessung der Blindleistungsregelung, mit einer Ist-Wert-Erfassung an MMU1, auf die übrigen Ist-Wert-Erfassungen übertragen werden. Zu beachten ist die Mindestspezifikation an die Wandler in „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung (ab DIA.NE Version 4.5)“ /U62/ (Anhang A9 zum Zertifikat).

- Umstellung der Berechnungen aller Blindleistungswerte auf %-Werte.

Bewertung: Durch die Auswertung in Kapitel 4.2.11 ist diese Änderung zulässig.

- Hinzufügen der Einstellzeit der Blindleistungsrampe bezogen auf ein PT1-Verhalten.

Bewertung: Ein PT1-Verhalten ist für die Bewertung nach MSR nicht relevant. Die Einhaltung der geforderten Genauigkeiten und Dynamik nach MSR wird in Kapitel 4.2.11 bestätigt.

- Anpassung der Funktion zur Referenzspannung U_{ref} gemäß VDE-AR-N 4110. U_{ref} führt zu einer Parallelverschiebung der Funktion ($Q(U)$, $\cos\phi(U)$).

Bewertung: Nicht relevant für die Bewertung nach MSR.

- Funktion Qset mit Limitierung durch $Q(U)$, Spannungsbegrenzungsfunktion nach VDE-AR-N 4110 hinzugefügt.
Bewertung: Nicht relevant für die Bewertung nach MSR. Eine Vermessung dieser Funktion ist in /U61/ ausgewiesen. Entsprechend /U62/ Parameter #14082 ist diese Funktion deaktiviert.
- Implementierung einer neuen Funktion zur Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O), die im Gegensatz zur vorherigen SW-Version über Parameter einstellbar ist.
Bewertung: In Kapitel 4.2.12 ist diese Änderung detailliert beschrieben und als zulässig bewertet.
- Implementierung einer neuen Funktion zur Wirkleistungsreduktion bei Unterfrequenz (LFSM-U).
Bewertung: Nicht relevant für die Bewertung nach MSR.

Modul EngineController, Opstate, SAFI, EngineController und Ignition:
Änderungen nur an nicht zertifizierungsrelevanten Eigenschaften.

Modul Generator:

- Ersetzen des Generator-Leistungsfaktor-Reglers durch den Generator-Blindleistungs-Regler.
Bewertung: In Kapitel 4.2.11 ist diese Änderung beschrieben und als zulässig bewertet.
- Implementierung der Auswahl „Point of control“ (Messpunkt auf den die Blindleistung bzw. der Leistungsfaktor geregelt wird /U63/, Parameter #13992 /U62/). Zur Ist-Wert-Erfassung des Regelparameters können folgende Punkte ausgewählt werden:
 - Kundenspezifischer Analogeingang,
 - Multi-Messumformer 1 (MMU1) (Generator),
 - Multi-Messumformer 2 (MMU2) (Point of Control/Netzanschlusspunkt),
 - Direkte Vorgabe ohne Blindleistungsregler (Direct control).

Bewertung: Die Charakteristik der Blindleistungsregelung ist unabhängig von der Ist-Wert-Erfassung. Daher kann die Vermessung der Blindleistungsregelung, mit einer Ist-Wert-Erfassung an MMU1, auf die übrigen Ist-Wert-Erfassungen übertragen werden. Zu beachten sind die Mindestspezifikation an die Wandler in „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung (ab DIA.NE Version 4.5)“ /U62/ (Anhang A9 zum Zertifikat). Die direkte Vorgabe ohne Blindleistungsregler (Direct control) wird durch den Messbericht nicht abgedeckt und ist nicht Bestandteil der zertifizierten Eigenschaften.

- Die Blindleistungsvorgabe wird vom Grid-Modul als %-Wert an das Generator-Modul übergeben und mit dem Stellausgang des Generator-Blindleistungsreglers addiert.

Bewertung: Unter Berücksichtigung der Auswertung in Kapitel 4.2.11 ist diese Änderung zulässig.

- Implementierung der Überwachung „Generatorspannung zu hoch 2“.
Bewertung: Nach „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung (ab DIA.NE Version 4.5)“ /U62/ (Anhang A9 zum Zertifikat) Parameter #11861, #11843, ist diese Überwachung ein Eigenschutz und auf die Werte $130 \% U_N$ mit 0,5 s eingestellt. Diese Einstellwerte stehen nicht im Widerspruch zum Zertifikat und auch nicht zur MSR. Damit ist diese Implementierung zulässig.
- Weitere Änderungen von nicht zertifizierungsrelevanten Eigenschaften (Betriebsmodus „Schutzprüfung“ im Aggregatstillstand).

Modul Synchronization:

Funktionen für Zuschaltbedingungen sind für MSR in der DIA.NE-Steuerung nicht aktiv.

Bewertung: Durch Deaktivierung (Parameter #13172, #14136) erfolgt keine Änderung der zertifizierungsrelevanten Eigenschaften, siehe „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung (ab DIA.NE Version 4.5)“ /U62/ (Anhang A9 zum Zertifikat).

Den Bewertungen zu den jeweiligen Änderungen ist zu entnehmen, dass die neue Software keine negativen Auswirkungen auf die zertifizierungsrelevanten Eigenschaften der EZE hat. Die berücksichtigte Versionszusammenstellung ist in Tabelle 4.10 aufgeführt.

4.2.11 Bewertung der Funktion zur Blindleistungseinspeisung mit DIA.NE 4.5

Durch die mit DIA.NE 4.5 eingeführte Blindleistungsregelung wird das Verhalten der EZE bei Fehlern im Netz (LVRT) nicht beeinflusst, da die Software modular aufgebaut ist und bei Unterspannung ein Umschalten in den LVRT-Modus erfolgt /U54/. Im LVRT-Modus wird zum einen die Motorregelung blockiert und zum anderen die Blindleistungsregelung auf eine Spannungsregelung umgeschaltet /U54/. Diese erfolgt mit dem Parameter #11142 in der DIA.NE und dem Parameter „UM LIMITER (Minimum)“ im AVR /U54/.

Diese neue Funktion (Blindleistungsregelung) wurde an einem Genset der Baureihe 6 durch den GL Garrad Hassan Deutschland /U61/ und an einem Genset der Baureihe 3 durch GE Jenbacher /U65/ vermessen. Aufgrund der gleichartigen Messergebnisse der Blindleistungswerte und -übergangsfunktion sehen wir eine Übertragung der Blindleistungswerte und -übergangsfunktion auf die anderen Baureihen als zulässig an. Im Folgenden sind die Messergebnisse des akkreditierten Messinstituts GL Garrad Hassan Deutschland aufgeführt und hinsichtlich der Regelwerkseinhaltung bewertet.

Die Standardgrenzen der Blindleistungsregelung sind bereits mit DIA.NE 4.4 geändert worden, auf 27 % S_N untererregt und 60 % S_N übererregt (dies entspricht bei Vollast einem $\cos \varphi = 0,95$ untererregt bzw. $\cos \varphi = 0,8$ übererregt) /U62/, /U54/. Die Messergebnisse in der nachfolgenden Abbildung belegen das zuvor beschriebene Verhalten und im untererregten Bereich sogar ein erweitertes Blindleistungsvermögen⁶.

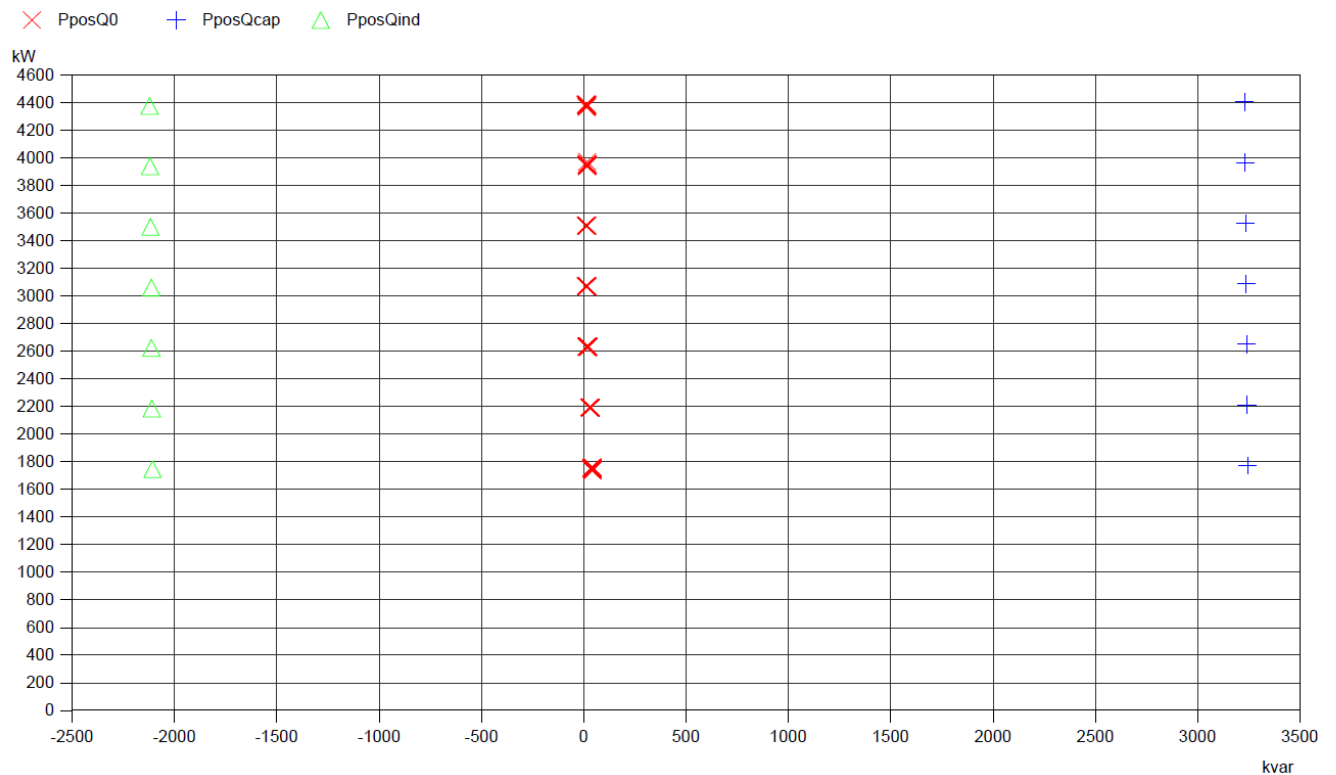


Tabelle 4.6: Vergleich der Soll- und Istwerte der Blindleistung /U61/

Reactive power stage	Set point value in kvar	Measured value in kvar	Deviation in kvar	cos φ -	Grid voltage (phase-to-phase) in V	Measured active power in kW
Q_0	21.83	12.62	9.21	1.0000	10653.2	2181.62
0.5 $Q_{\max, \text{cap}}$	1588.15	1641.13	-52.98	0.7977	10806.1	2188.83
0.5 $Q_{\max, \text{ind}}$	-1044.99	-1071.68	26.69	0.8973	10459.4	2177.36

Die Einhaltung der Anforderungen nach einer Einstellzeit von maximal 1 Minute bei einem Blindleistungssprung nach MSR Kapitel 6.4.4.2 /R1/ wird durch die Messergebnisse in /U61/ mit einer maximalen Einschwingzeit von 54,8 s belegt, siehe Tabelle 4.7 und Tabelle 4.8. Die angegebene Zeit des Parameters #14080 „Blindleistungsrampe“ bezieht sich in der DIA.NE Basisversion 4.5 auf die angelegte Sollwertänderung. Die Charakteristik der Blindleistungsübergangsfunktion entspricht einem Tiefpassverhalten. Der angegebene Zeitwert entspricht dabei $3 \cdot \tau$ der PT1 Charakteristik /U62/. Der Maximalwert zur Einhaltung der Anforderung aus der MSR beträgt 60 s, siehe Herstellererklärung „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung (ab DIA.NE Version 4.5)“ /U62/ (Anhang A9 zum Zertifikat).

Tabelle 4.7: Vergleich der Soll- und Istwerte der Blindleistung mit Einstellung der kürzesten Einschwingzeit (#14080 = 10 s) /U61/

Reactive power jump	Time of set point jump in s	Time of settling in s	Time difference in s
Q_0 to $Q_{\max, \text{cap}}$	12.34	20.00	7.66
$Q_{\max, \text{cap}}$ to $Q_{\max, \text{ind}}$	35.33	44.39	9.06
$Q_{\max, \text{ind}}$ to Q_0	58.33	66.84	8.46
Maximum settling time in s		9.06	

Tabelle 4.8: Vergleich der Soll- und Istwerte der Blindleistung mit Einstellung der längsten Einschwingzeit (#14080 = 60 s) /U61/

Reactive power jump	Time of set point jump in s	Time of settling in s	Time difference in s
Q_0 to $Q_{\max, \text{cap}}$	13.58	63.23	49.65
$Q_{\max, \text{cap}}$ to $Q_{\max, \text{ind}}$	120.84	175.64	54.80
$Q_{\max, \text{ind}}$ to Q_0	237.00	281.03	44.03
Maximum settling time in s		54.80	

4.2.12 Bewertung zur Funktion Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz mit DIA.NE 4.5

Mit der SW-Version DIA.NE 4.5 ist die Implementierung einer neuen Funktion zur Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O) erfolgt, die im Gegensatz zur vorherigen SW-Version über Parameter einstellbar ist. Diese neue Funktion (Blindleistungsregelung) wurde an einem Genset der Baureihe 6 durch den GL Garrad Hassan Deutschland /U61/ und an einem Genset der Baureihe 3 durch GE Jenbacher /U65/ vermessen. Aufgrund der gleichartigen Messergebnisse der Blindleistungswerte und -übergangsfunktion sehen wir eine Übertragung der Blindleistungswerte und -übergangsfunktion auf die anderen Baureihen als zulässig an. Im Folgenden sind die Messergebnisse des akkreditierten Messinstituts GL Garrad Hassan Deutschland aufgeführt und hinsichtlich der Regelwerkseinhaltung bewertet.

Die Parameter der Funktion, der Pfad zur Funktion sowie das Zugriffsrecht sind in der Herstellererklärung „Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung (ab DIA.NE Version 4.5)“ /U62/ (Anhang A9 zum Zertifikat) ausgewiesen. Der Parameter #11660 „Grenzwert Abforderung“ behält dieselbe Funktion wie in den SW-Versionen zuvor.

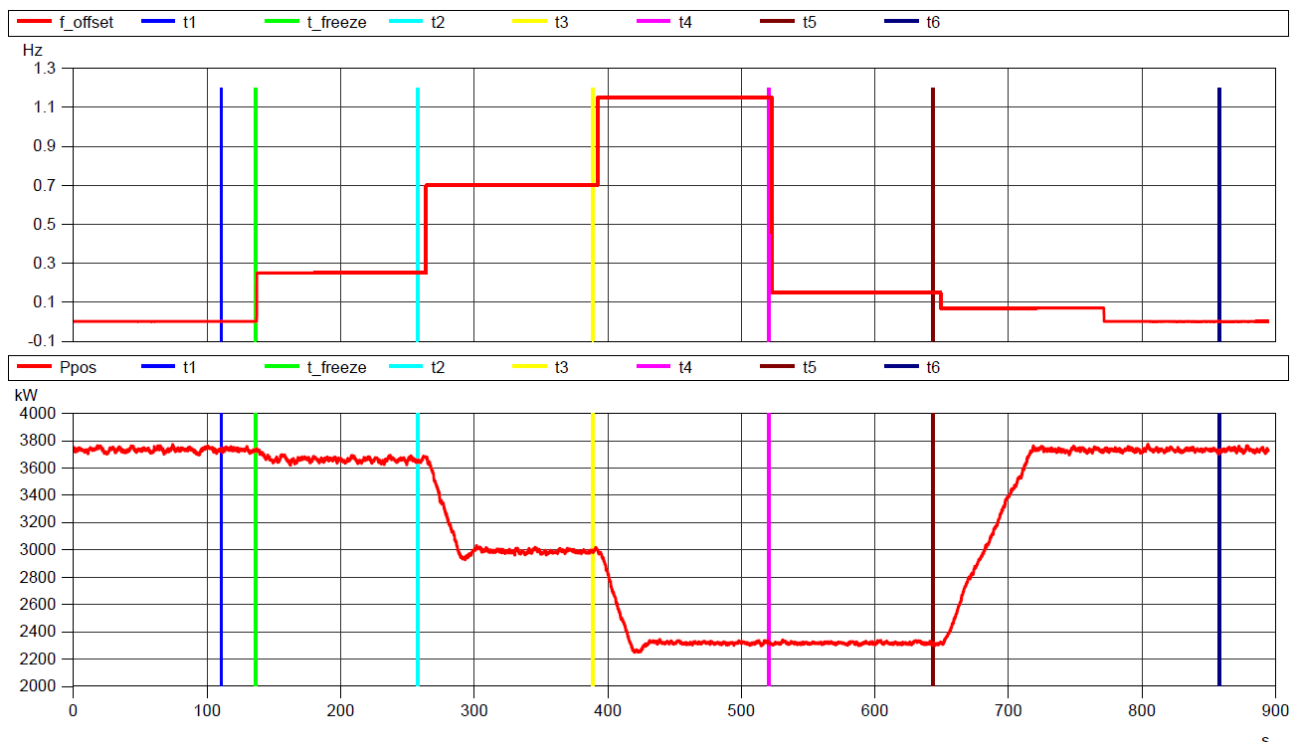


Abbildung 4.7: Wirkleistungsabgabe in Folge einer Frequenzänderung bei 85 % P_n /U61/

Die in den Messungen ermittelten Gradienten sind in Tabelle 4.9 aufgeführt. Der mittlere Gradient beträgt 39,91 % P_M /Hz und erfüllt damit die Anforderung aus der MSR /R1/.

Tabelle 4.9: Gradienten der Wirkleistung zum Zeitpunkt der Frequenzüberhöhung bei 85 % P_n /U61/

Frequency Stage	Simulated Frequency	Measured Grid Frequency in Hz	Normalized Active Power in P/P_n	Active power Gradient $P(f)$ % of P_M / Hz
1	$f_n \pm 0.01$ Hz	50.00	0.852	-
Reference frequency	Change from stage 1 to stage 2	50.24	0.851	-
2	$f_n + 0.2-0.3$ Hz	50.25	0.835	-
3	$f_n + 0.6-0.8$ Hz	50.70	0.681	39.98
4	$f_n + 1.1-1.2$ Hz	51.15	0.529	39.83
5a	$f_n + 0.15$ Hz	50.15	0.528	-
5	$f_n + 0.06-0.08$ Hz	50.07	0.851	-
6	$f_n \pm 0.01$ Hz	50.00	0.851	-

4.2.13 Betriebsführungssoftware DIA.NE 4.6

Mit der Revision der Software auf DIA.NE 4.6 wurden Änderungen an den Modulen Grid, EngineController, Opstate, SAFI, Synchronization vorgenommen /U64/. Die Änderungen betreffen keine zertifizierungsrelevanten Eigenschaften nach MSR.

Den Bewertungen zu den jeweiligen Änderungen ist zu entnehmen, dass die neue Software keine negativen Auswirkungen auf die zertifizierungsrelevanten Eigenschaften der EZE hat. Die berücksichtigte Versionszusammenstellung ist in Tabelle 4.10 aufgeführt.

Tabelle 4.10: Zertifizierungsrelevante Softwaremodule und berücksichtigte Versionszusammenstellung der DIA.NE Software /U38/, /U42/, /U44/, /U52/, /U60/, /U64/.

Hardwareversion	XT4	XT4	XT4	XT4	XT4	XT4	XT4
Basissoftware (DIA.NE)	4.0	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6
Modul Grid	4.0.4	4.0.4	4.0.4	4.3.0	4.4.0	4.5.1	4.6.0
Modul EngineController	4.1.1-4.1.7	4.1.1-4.1.7	4.1.5-4.1.7	4.3.0	4.4.0	4.5.2	4.6.0
Modul Opstate	4.0.2	4.1.1	4.1.1	4.3.0	4.4.0	4.5.2	4.6.0
Modul SAFI	4.0.5	4.0.5	4.0.5	4.3.0	4.4.0	4.5.2	4.6.0
Modul Ignition	4.0.0	4.1.0	4.1.0	4.3.0	4.4.0	4.5.0	4.5.0
Modul Generator	4.0.3	4.1.1	4.1.1	4.3.0	4.4.0	4.5.4	4.5.4
Modul Synchronization ⁷						4.5.1	4.6.0

4.3 Einschränkung des Blindleistungsbereichs

In der Matching-List (Anhang A3 zum Zertifikat) sind zu jeder EZE-Variante die Nennscheinleistungen der Gensets sowie die Nennscheinleistung des eingesetzten Generators angegeben. Während die Angabe der Generatorscheinleistung die physikalisch-konstruktive Auslegung berücksichtigt, hat die Angabe der Genset-Scheinleistung projektspezifischen Hintergrund. Beim letzteren kann die Nennscheinleistung einer EZE-Variante unter anderem durch Vorgabe von Blindleistungs- bzw. Leistungsfaktorgrenzen beschränkt werden. Bei GE Jenbacher erfolgt die Blindleistungseinschränkung gemäß Kapitel 3.3 mittels EZE-Reglung (Unitrol-Spannungsregler) und kann mittels Grenzwertverstellung angepasst werden. Die Standardgrenzen der Regelung liegen im untererregten Betrieb bei $\cos \varphi = 0,95$ und im untererregten Betrieb bei $\cos \varphi = 0,8$ /U9/.

Bei der Variante 748.0 wurde die Nennscheinleistung des Gensets projektbedingt mittels Einschränkung der Blindleistungsgrenzen weiter begrenzt. Die Grenzen der $\cos \varphi$ -Regelung liegen bei der Variante 748.0 im unter- und übererregten Betrieb bei $\cos \varphi = 0,95$. GE Jenbacher hat dazu die Herstellererklärung /U45/ mit Angabe der durchzuführenden Anpassungen im Unitrol Spannungsregler, Auswirkungen auf das EZE-Verhalten sowie Messergebnisse der durchgeführten Blindleistungsversuche (zur IB) eingereicht. Der Herstellererklärung ist zu entnehmen, dass die Anpassung des Leistungsfaktors sich nur auf das Blindleistungsvermögen auswirkt /U45/. Die Messverläufe belegen, dass auch

⁷ Für MSR nicht aktiv; für VDE-AR-N 4110 vorbereitet /U60/

durch Anforderung einer höheren Blindleistung vom übergeordneten Regler (Betriebsführung DIA-NE) der hinterlegte Leistungsfaktor an der EZE nicht überschritten wird. Weiterhin sind keine Auswirkungen auf das EZE-Verhalten, wie die Wirkleistungsabgabe oder das LVRT-Verhalten, abzuleiten /U45/, da diese Funktionen von der Anpassung unberührt bleiben. Wir bewerten die abgeleiteten Auswirkungen auf das EZE-Verhalten als plausibel. Die Reduzierung der Nennscheinleistung durch Einschränkung des Blindleistungsbereichs für die Variante 748.0 erkennen wir als zulässig an.

4.4 Anerkennung neuer Schutzgeräte

Die Aufnahme der neuen Schutzgeräte der Typen P343 und P346 der Firma GE Grid Solutions betrifft unter anderem zertifizierungsrelevante Funktionen. Gemäß FGW TR8, Kapitel 2.1.4 /R2/ ist eine Übertragung von Prüfberichten auf andere Ausführungsvarianten einer EZE zulässig. Für die Zuschaltbedingungen sowie für Spannungs- und Frequenzschutz wurden Vermessungen durch das akkreditierte Messinstitut DNV GL Energy GL Garrad Hassan im Prüflabor an dem Schutzgerät MiCOM P346 durchgeführt. Die Ergebnisse sind in den jeweiligen Kapiteln des Messberichts GLGH-4280 16 13712 294-A-0001-C /U48/ aufgeführt. Diesem ist zu entnehmen, dass die jeweiligen Forderungen der TR8 /R2/ eingehalten werden (siehe auch Kapitel 3.5.1 und 3.7.3). Die allgemeinen Anforderungen an den Schutz sind im Kapitel 3.7.2 unter Verwendung der Herstellererklärung /U51/ positiv bewertet. Aufgrund der Vergleichbarkeit des vermessenen Schutzgerätes P346811H1M0380M mit den in Tabelle 3.11 aufgeführten ist die Übertragung zulässig.

5 Anmerkungen für die Anlagenzertifizierung

Die Zuordnung der EZE erfolgt anhand der mechanischen Wellenleistung der Motoren und des Generatorherstellers über die Matching-List aus dem Anhang A3 des Zertifikates. Dieser können die Zuordnung der zugehörigen PQ-Diagramme (für Nennspannung sowie bei einer Abweichung von $\pm 10\%$ von der Nennspannung) sowie alle Parameter des Generators sowie des Spannungsreglers zur jeweiligen EZE entnommen werden. Die Genset-Scheinleistung (S_{Genset} bzw. in der Matching-List „Genset output“ dient für die relativen Größen (p. U.) als Basis. Dagegen dient in den PQ-Diagrammen die Generatorscheinleistung ($S_{\text{Generator}}$ bzw. in der Matching-List „Type load at "F"“) als Bezugsgröße und nicht die Genset-Scheinleistung (S_{Genset}). Die Wirkleistungsreduktion ist nur bis auf $50\% P_{N,\text{Genset}}$ ($0,8 \cdot S_{\text{Genset}}$) freigegeben.

Die Parameter für den Spannungsregler (UNITROL PID) im Anhang A3 des Zertifikates sind für die geringste gemäß TR 3 zulässige Kurzschlussleistung an der EZE ($3 \times P_N$) berechnet worden, welche einer Netzimpedanz mit einer maximalen Kurzschlussspannung von 33% entspricht. Diese Worst-Case Bedingungen wurden für Simulationsuntersuchungen zur Aufnahme der nicht vermessenen EZE in das Einheitenzertifikat gewählt.

Für die Untersuchung des Durchfahrens von Netzfehlern mit Hilfe des Simulationsmodells müssen sie daher nicht angepasst werden. Bedingt durch andere Netzverhältnisse werden diese Parameter aber erfahrungsgemäß während der Inbetriebsetzung der Anlage angepasst, um ein besseres Regelverhalten zu erreichen. Die während der IBS eingestellten Parameter können, falls sie stärker von den Standardparametern abweichen, im Rahmen der Konformitätsprüfung mit Hilfe des zertifizierten Simulationsmodells auf Plausibilität geprüft werden. Im Anschluss kann dann eine Unbedenklichkeitserklärung auf Basis dieser Simulationen erstellt werden.

6 Auflage für vereinfachten Nachweisprozess bei EZA

Diese Auflage gilt nur für den vereinfachten Nachweisprozess gemäß MSR Kapitel 6.1 Absatz 5 (EZA < 1 MVA und Leitungslänge ≤ 2 km vom Netzanschlusspunkt bis zu der/den EZE).

Entsprechende der geprüften Herstellererklärung /U67/ ist unter folgenden Voraussetzungen ein vereinfachter Nachweisprozess gemäß MSR zulässig:

1. Minimale Netzkurzschlussleistung und Transformatordaten

- Die Netzkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt muss mindestens $S_k'' = 15 \text{ MVA}$ betragen.
- Die Transformatorauslegung basiert auf der Nennscheinleistung der Erzeugungsanlage. Die Nennscheinleistung des Transformators darf die der Erzeugungsanlage nicht unterschreiten.

2. Kurzschlussfestigkeit

Es liegt in der Verantwortung des Betreibers, Angaben zur Kurzschlusssituation bekannt zu geben.

- Liegen diese Angaben GE Jenbacher vor, erfolgt die Auslegung der Schaltanlage entsprechend gegebener Daten bzw. geltender Richtlinien (siehe unten).
- Liegen von Kundenseite keine Angaben zu den Kurzschlusskonditionen vor, erfolgt die Auslegung der Schaltanlagen basierend auf den Angaben der Erzeugungseinheit.

Folgende Normen finden bei der Auslegung der Schaltanlagen Anwendung:

- Nennspannungen ≤ 1 kV: IEC 61439-1, IEC 61439-2, IEC 60204-1, ISO 8528-4
- Nennspannungen > 1 kV: IEC 62271-200, IEC 60204-11, ISO 8528-4, metallgekapstelt und störlichtbogenfest und durch eindeutige Kennzeichnung von der Niederspannungsausrüstung unterscheidbar.

3. Liefergrenze

Sind Schaltanlagen nicht im GE Jenbacher Lieferumfang, müssen bei einer kunden-seitigen Auslegung der Schaltanlagen folgende Normen erfüllt werden:

- Nennspannungen ≤ 1 kV: IEC 61439-1, IEC 61439-2, IEC 60204-1, ISO 8528-4
- Nennspannungen > 1 kV: IEC 62271-200, IEC 60204-11, ISO 8528-4, metallgekapstelt und störlichtbogenfest und durch eindeutige Kennzeichnung von der Niederspannungsausrüstung unterscheidbar.

Die Liefergrenzen seitens GE Jenbacher sind im projektspezifischen Schaltplan definiert. Die Anforderungen zur Auslegung der Schaltanlagen sind in der technischen Anweisung TA 1100-0110 „Randbedingungen für Jenbacher Gasmotoren“ von GE Jenbacher aufgeführt und sind Bestandteil des Kundenvertrages.

7 Zusammenfassung

Die EZE der Baureihe 3 von GE Jenbacher erfüllen die Anforderungen an EZE aus der MSR und der FGW TR8 ohne Einschränkungen. Wir empfehlen die Ausstellung eines Einheitszertifikats ohne Auflagen.

TÜV NORD EnSys

Gruppe
Electrical Systems

Dr. R. Kotte

Bewerter

K. Jakob

Evaluierer

8 Literatur und Referenzen

Vorgelegte Unterlagen

- /U1/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Purchase Order vom 13.06.2013

- /U2/ TÜV NORD CERT GmbH
Einheitenzertifikat, GE Jenbacher GmbH & Co OG, VKM, Baureihe 3
Registrier-Nr. 44 797 13137945 Rev. 6 vom 03.05.2018

- /U3/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Purchase Order vom 04.07.2018

- /U4/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Spezifikation für die Zertifizierung von GE Jenbacher Verbrennungskraftmotoren
(VKM) nach FGW TR8
Revision 9 vom 23.01.2015

- /U5/ GL Garrad Hassan Deutschland GmbH
Determination of the voltage dip capability of an GE Jenbacher Genset J 312 /
LSAC 49.1 L9 according to the FGW technical guideline 3, Rev. 23
Report No.: GLGH-4280 11 08535 258-A-0001-B
vom 24.10.2013

- /U6/ GL Garrad Hassan Deutschland GmbH
Determination of the electrical characteristics of a GE Jenbacher J 312 according
to FGW technical guideline 3, Rev. 23
Report no.: GLGH-4280 13 10887 258-A-0001-B
vom 21.10.2013

- /U7/ GL Garrad Hassan Deutschland GmbH
Determination of the voltage dip capability of an GE Jenbacher Genset J 424 /
LSAC 54 XL 95-P4 according to the FGW technical guideline 3, Rev. 23
Report No.: GLGH-4280 12 09813 258-A-0001-B
vom 24.10.2013

- /U8/ GL Garrad Hassan Deutschland GmbH
Determination of the electrical characteristics of a GE Jenbacher J 424 according
to FGW technical guideline 3, Rev. 23
Report No.: GLGH-4280 12 09813 258-A-0002-C
vom 23.10.2013

- /U9/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Herstellererklärung
Wirk/Blindleistungsabgabe
Revision 1 vom 21.11.2013

- /U10/ GE Jenbacher GmbH & Co OHG
Herstellererklärung
Bestätigung zur Übertragbarkeit der Messergebnisse
vom 25.10.2013

- /U11/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Schutzeinrichtungen, Angaben zur Einheitenzertifizierung nach FGW TR8
v 1.3 vom 04.12.2013

- /U12/ Woodward Kempen GmbH
Herstellererklärung HighPROTEC MCA4
Stand: 06.09.2013

- /U13/ Schneider Electric
Auszug Funktionen und Technische Daten, Arbeitsstromauslöser (MX)
Katalogauszug MX u. MN Spule Reaktionszeiten.pdf vom 04.09.2013

- /U14/ GL Garrad Hassan Deutschland GmbH
Bestimmung der elektrischen Eigenschaften des Gasmotors Bioelettra JG275
Report GLGH-4280 09 05999 252-A-0001-E vom 27.01.2011

- /U15/ GE CONSUMER & INDUSTRIAL GmbH
Herstellerkatalog, EntelliGuard™ G
Ref. I/3262/G/G 2.0 Ed.04/09

- /U16/ GE Power Controls Sp. z o. o.
TEST REPORT, Verification of opening and closing times on EntelliGuard G Circuit Breaker
ref. nr :DT/R/022/13 vom 24.04.2013

- /U17/ GE Power Controls Sp. z o. o.
Routine test report, Switchgear Type GG20N4
Stand: 30.08.2010

- /U18/ GE Power Controls Sp. z o. o.
Routine test report, Switchgear Type GG32N4
Stand: 30.08.2010

- /U19/ EAE STÖCKL
Leistungsschalterüberprüfung GE Entelliguard GG40M4; LK.Nr. 51338
vom 10.03.2014
- /U20/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Erklärung zum Parametersetup für stat. Funktionen
Rev.3 vom 19.05.2014
- /U21/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
DIA.NE Software Version 3.50
Angaben zur Einheitenzertifizierung nach FGW TR8
Rev. 1.0 vom 22.04.2014
- /U22/ ABB Switzerland Ltd
UNITROL®1010 and UNITROL®1020, HW/SW Release Notes, Feb. 2013
Doc. No. 3BHS355555 E02, Rev. C vom Februar 2014, Initial Release 15.01.2013
- /U23/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
DIA.NE Software Version 4.00 (XT4)
Angaben zur Einheitenzertifizierung nach FGW TR8
Rev. 1.0 vom 02.07.2014
- /U24/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Test report (TPSG) No: B1529
Static. GC Measurement-DIA.NE XT 4.0
Rev. 0 vom 13.06.2014
- /U25/ GE Power Controls Sp. z o. o.
Routine test report, Switchgear Type GG50M1
Stand: 26.05.2014
- /U26/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Bestätigung der Gleichwertigkeit der Erregersysteme
E-Mail von L. Vogl vom 20.02.2015 an K. Jakob
- /U27/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
DIA.NE Software Version 4.1
Angaben zur Einheitenzertifizierung nach FGW TR8
Rev. 1.1 vom 09.12.2014
- /U28/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Softwareänderung DIA.NE 4.1 Generatorschutz
E-Mail vom 23.12.2014

- /U29/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
20180920_Matching-List_GE-Jenbacher_Stand_V3
Stand: 20.09.2018

- /U30/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Offene Punkte Liste „oP_GE-Jenbacher_20160304.xlsx“
E-Mail von L. Vogl vom 04.03.2016 an K. Jakob

- /U31/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung
Rev. 7.0 vom 26.04.2017

- /U32/ TÜV NORD CERT GmbH
Komponentenzertifikat, WOODWARD Kempen GmbH, HighPROTEC MCA4
Registrier-Nr. 44 797 13711611 Rev. 1.0 vom 03.09.2018

- /U33/ TÜV NORD CERT GmbH
Bewertungsbericht, WOODWARD Kempen, HighPROTEC MCA4 Schutzgerät
Bericht Nr. 35226943 Version 2.0 vom 12.09.2018

- /U34/ TÜV NORD CERT GmbH
Komponentenzertifikat, WOODWARD Kempen GmbH, HighPROTEC MCA4,
HighPROTEC MCDGV4, HighPROTEC MRA4, HighPROTEC MRU4
Registrier-Nr. 44 797 13711606 Rev. 2.0 vom 13.11.2015

- /U35/ TÜV NORD CERT GmbH
Technischer Bericht, WOODWARD Kempen GmbH, HighPROTEC
Bericht Nr. 35167184 Version 1.0 vom 27.10.2015

- /U36/ ABB Switzerland Ltd
UNITROL®1005 / UNITROL®1010 / UNITROL®1020, HW/SW Release Notes,
Feb. 2016
Doc. No. 3BHS355555 E02 Rev. I of 02.03.2016

- /U37/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Offene Punkte zum SW-Ver. 6.31x des AVR
E-Mail von L. Vogl vom 06.04.2016 an K. Jakob

- /U38/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Angaben zu Modulversionen für DIA.NE 4.0 und 4.1
E-Mail von L. Vogl vom 15.04.2016 an K. Jakob

- /U39/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Testbericht, Validierung der Funktion „Leistungsreduktion bei Überfrequenz“
Index: V1.3 vom 13.11.2015

- /U40/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
DIA.NE Software Version 4.1 & 4.0, Angaben zur Einheitenzertifizierung nach
FGW TR8, Änderung der Funktion „Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz“
Index: V1.5 vom 11.11.2015

- /U41/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Erklärung zum Parametersetup für stat. Funktionen, Rev. 5
Index V5.0 vom 17.11.2015

- /U42/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
DIA.NE Software Version 4.2, Angaben zur Einheitenzertifizierung nach FGW
TR8
Index: V1 vom 02.03.2016

- /U43/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Validierung X20-CM0985-1 SW Version 1.02, Versuch Nummer 1390
Index: 0 vom 14.03.2016

- /U44/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
DIA.NE Software Version 4.3, Angaben zur Einheitenzertifizierung nach FGW
TR8
Index: V1 vom 02.03.2016

- /U45/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Herstellererklärung eingeschränkter cos phi Bereich (0.95untererregt bis
0.95übererregt); für JMS 316 GS-N.LC, Anlage T641; Remotorisierung SI-Center;
Aggregatnummer 1160693
Index: 2 vom 05.04.2016

- /U46/ TÜV NORD CERT GmbH
Komponentenzertifikat, WOODWARD Kempen GmbH, HighPROTEC MCA4
Registrier-Nr. 44 797 13711610 Rev. 1.0 vom 30.11.2016

- /U47/ TÜV NORD CERT GmbH
Technischer Bericht, WOODWARD Kempen GmbH, HighPROTEC MCA4
Bericht Nr. 35190281 Version 1.0 vom 25.11.2016

- /U48/ GL Garrad Hassan Deutschland GmbH
Measurement of the GE generator protection unit type P346811H1M0380M according to FGW TR3 Rev. 24
Report no.: GLGH-4280 16 13712 294-A-0001-C vom 28.04.2017
- /U49/ TÜV NORD CERT GmbH
Softwareversion für Schutzgeräte HighPROTEC MCA4, MRA4, MCDGV4 und MRU4
Zeichen: 8000451676_7.0 vom 10.10.2017
- /U50/ WOODWARD Kempen GmbH
Herstellererklärung HighPROTEC MCA4
vom 16.11.2016
- /U51/ GE Grid Solutions
MiCOM P343, 346 Schutzrelais, Herstellererklärung Anlage zur Einheitenzertifizierung
GE_P346_Herstellererklärung_250417B.docx vom 25.04.2017
- /U52/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
DIA.NE Software Version 4.4, Angaben zur Einheitenzertifizierung nach FGW TR8
Index: V2.0 vom 12.04.2017
- /U53/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Offene Punkte zu DIA.NE 4.4
E-Mail von L. Vogl vom 14.04.2017 an S. Befeldt
- /U54/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Herstellererklärung, Wirkleistungsunabhängige Blindleistungsbereitstellung, für JMS 320 GS-N.LC, Anlage U086; BMW Dingolfing Werk 2.1 Aggregatnummer: 1180093 und 1180118
Index: 1 vom 03.10.2016
- /U55/ GL Garrad Hassan Deutschland GmbH
Measurement of power quality characteristics of a gas engine type GE J624 / 4383 kW according to FGW TR3 Rev. 24
Report no.: GLGH-4280 16 13884 294-A-0001-C vom 05.07.2017
- /U56/ GL Garrad Hassan Deutschland GmbH
Measurement of power quality characteristics of a gas engine type GE J920 / 9521 kW according to FGW TR3 Rev. 24
Report no.: GLGH-4280 16 14265 294-A-0001-A vom 04.04.2017

- /U57/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Erläuterung zur Vermessung der Blindleistungsübergangsfunktion
E-Mail von L. Vogl vom 27.04. und 28.04.2017 an K. Jakob
- /U58/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Herstellereklärung zur Einheitenzertifizierung nach VDE-AR-N 4120 :2015-01
und FGW TR8 Rev. 08
Version 2, vom 7.7.2017
- /U59/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Offene Punkte zu Blindleistungsregelung mit EZA-Regler
E-Mail von L. Vogl vom 15.11.2018 an k. Jakob
- /U60/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
DIA.NE Software Version 4.5, Angaben zur Einheitenzertifizierung nach FGW
TR8
Index: V1.0 vom 08.06.2018
- /U61/ GL Garrad Hassan Deutschland GmbH
Measurement of power quality characteristics of a gas engine type GE Jenbacher
J 624 / 4383 kW according to FGW TG3 Rev. 24/25 and VDE-AR-N 4110
Report no.: GLGH-4280 18 14951 294-A vom 19.06.2018
- /U62/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Parameterdokumentation für die EZA Zertifizierung (gültig ab DIA.NE Version 4.5)
Rev. 2.1 vom 11.09.2018
- /U63/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Übersicht, Leistungsregler, Grid Code Regler, Q-Regler, Präsentation
L. Vogle vom 22.05.2018
- /U64/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
DIA.NE Software Version 4.6, Angaben zur Einheitenzertifizierung nach FGW
TR8
Index: V1.0 vom 10.08.2018
- /U65/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Validation report, Reactive power functions in DIA.NE 4.5
Index: V1.0 vom 23.01.2018
- /U66/ GE Jenbacher GmbH & Co OG
Hilfsbetriebsliste, Auflistung der Hilfsaggregate, die für LVRT und Betrieb zwin-
gend erforderlich sind
per E-Mail von L. Vogl am 27.11.2018 an K. Jakob

/U67/ GE Jenbacher GmbH & Co OG

Herstellererklärung, Angaben zum vereinfachten Nachweisprozess gemäß BDEW
2008 inkl. 4. Ergänzung und FGW TR8 Rev. 08

Index: v2 vom 24.09.2018

Regeln und Gesetze

/R1/ Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft

Technische Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz

Fassung Juni 2008 mit Ergänzungen vom Januar 2013

/R2/ Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e.V.

Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen

Teil 8: Zertifizierung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und
-anlagen am Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz

Revision 8, Stand 01.12.2016

/R3/ Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e.V.

Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen

Teil 3: Bestimmung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und
-anlagen am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz

Revision 23, Fassung Mai 2013

/R4/ Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e.V.

Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen

Teil 4: Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen
der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen

Revision 6, Fassung Mai 2013