

State of Rhode Island Public Utilities Commission

In Re: Dispute Resolution Petition of WED Coventry One, LLC, WED Coventry Two, LLC, WED Coventry Three, LLC, WED Coventry Four, LLC, WED Coventry Five, LLC and WED Coventry Six, LLC against The Narragansett Electric Company d/b/a National Grid

Docket No. 4547

Pre-Filed Testimony of

Theodore Peters

February 25, 2015

I. Introduction and Qualifications

1 **Q. Please state your name and business address.**

2 A. My name is Theodore Peters and my business address is Vensys Energy AG, Im
3 Langental 6, 66539 Neunkirchen Germany.

4 **Q. By whom are you employed and in what capacity?**

5 A. I am the Head of Sales of Vensys Energy AG.

6 **Q. What is Vensys' business?**

7 A. We design and manufacture, sell, service and operate turbines and license our
8 technology for production in different regions of the world.

9 **Q. How much experience do you have with the interconnection of Vensys turbines to**
10 **the electric distribution grid?**

11 A. The focus of VENSYS is in small projects that are mostly in distributed grids. To date
12 we have delivered 1.2 MW to 31.5MW projects with the majority being 5-15MW
13 projects.

14 **Q. What type of turbines are proposed for the development projects at issue in this**
15 **Petition?**

16 A. VENSYS 82 / 100m hh, this turbines have a 1,5MW Generator, 82m rotor diameter
17 and are built with 100m hub height

18 **Q. Did you participate in the interconnection process for these turbines and, if so,**
19 **describe your experience?**

20 A. Yes. I was asked to provide information about the load characteristics of the
21 proposed turbines because National Grid was concerned about the effects on their system.

1 We provided all information about the power performance of the VENSYS 1.5MW
2 turbine in the form of two reports, Grid Performance dated 6/14/13 and Flicker &
3 Voltage Evaluation Rhode Island, dated 10/14, both of which are attached. We provided
4 all of this information and discussed it extensively with National Grid well before the
5 issuance of National Grid's December 2014 impact study. This information is real
6 measured data from real turbines of the same model in operation and includes possible set
7 points for power ramp ups and reaction times that can be programed into each turbine.
8 This information is nowadays standard to be connected to the high Wind penetrated
9 German Grid. Questions about the performance characteristics of the turbines where
10 repeated a few times and I confirmed National Grids understanding of the issue multiple
11 times. National Grid also asked VENSYS to provide a Flicker study for the 10 turbines.
12 After a few inefficient discussions about the scope and the form of this study, VENSYS
13 provided this for the proposed interconnection points well in advance of the December
14 2014 Impact Study. National Grid then used real-time data from the Goldwind turbine in
15 North Kingstown to evaluate the load characteristics as addressed in their impact study
16 issued on December 18, 2014. The use of this data did not include the VENSYS
17 characteristic and operational modes discussed multiple times before the study issued and
18 therefore was clearly incorrect. After they issued the study we met with National Grid to
19 discuss and correct their data. National Grid did not explain their use of the wrong
20 turbine/data to evaluate the interconnection impacts – they seemed to have chosen a data
21 set that best served their purpose, that was evidently to impede project development.

1 **Q. Was the concern raised by National Grid regarding the load characteristics of**
2 **these Vensys turbines a legitimate concern, in your opinion, based on your**
3 **experience?**

4 A. If National Grid had studied the details of the reports we had issued they would not
5 have had such concerns and would have allowed the development of all ten proposed
6 turbines. The operational logic of delaying start up / minimizing ramp ups takes care of
7 the concerns. Knowing that the wind over 10 turbines with 3km distance between them
8 does not blow the same at all turbines and therefore their methods of multiplying the
9 simultaneous characteristics in turbulent winds (as seen at North Kingston) is not a
10 representation of the reality. This does not require any special knowledge on their part –
11 it is common sense and to refuse its consideration is to purposefully provide an inaccurate
12 impact study.

13 **Q. If not, why do you think National Grid raised the concern and repeatedly**
14 **requested information that had been provided?**

15 A. I don't know why they did that.

16 **Q. Please describe the anti-islanding issue, what the concern was and how it was**
17 **addressed.**

18 A. The Vensys turbines are only partly UL-Listed. The UL listing to the newest norm in
19 regards to the anti-islanding is not available and therefore National Grid has a concern
20 about anti-islanding protection. This means that the turbine has to be able to see the
21 possible situation of the local distribution grid being disconnected from the remaining
22 grid by a tripping event at the substation and to shut down in such situation. This is to

1 prevent the turbine sending current into the temporary island grid. The turbines see this
2 situation through a system that sees through such an event of fluctuation in Voltage or
3 Frequency. In theory there is the possibility that in the island grid demand and supply
4 change parallel and will not create a fluctuation in Voltage or Frequency. This is the so-
5 called non detection zone. For this event (which in Germany is not considered because it
6 is not realistic since the supply from wind generation and local demand never follow the
7 same curve and therefore the Voltage / Frequency detection is a sufficient protection), the
8 system needs to be equipped with a Direct Transfer Trip, meaning that the substation
9 needs to be equipped with a detection device and with a communication line directly to
10 the generator. National Grid is evidently still applying this protection system for
11 conventional embedded generation in distribution grids to wind generation where it does
12 not apply. The project informed National Grid about the Non UL compliance and
13 proposed a Direct Transfer Trip solution. Even after that commitment, National Grid
14 repeatedly expressed concern and requested information about anti-islanding. We
15 repeated that we would be installing anti-islanding protection with all proposed turbines.

16 **Q. In your view, based on your experience, are the proposed projects at issue in this**
17 **Petition complicated projects for the purposes of interconnection?**

18 A. No, these are not complicated interconnections. In my experience, these are routine
19 interconnections.

20 **Q. Does this conclude your testimony?**

21 Yes.

Netzeigenschaften 1.5 MW

Grid Performance 1.5 MW

VENSYS Datenblatt
VENSYS Data Sheet

gültig für / valid for VENSYS 70 SDL
VENSYS 77 SDL
VENSYS 82 SDL

Rev. f
Datum / Date: 14.06.2013
Dateiname / File Name: Grid_Performance_Rev_f.odt

Erstellt von / Author: Dipl. Ing. (FH) Christian Contini



Freigabe / Approval: Dipl. Ing. Jürgen Rinck



Inhalt / Content

1	Allgemeine Übersicht / General Layout.....	3
2	Technisches Datenblatt / Technical Datasheet.....	4
3	Wirkleistungsabgabe / Active Power Capability.....	7
3.1	externe Sollwertvorgabe / External Power Limitation.....	7
3.2	Init-Parameter.....	8
3.3	Fern/Ort-Umschaltung / Remote/Local limitation control.....	8
4	Blindleistungsabgabe / Reactive Power Capability.....	9
4.1	P/Q-Diagramm.....	10
4.2	Cos-phi / U – Diagramm.....	11
4.3	Dynamisches Verhalten / Dynamical Behavior.....	11
4.4	Init-Parameter.....	12
4.5	Fern/Ort-Umschaltung / Remote/Local limitation control.....	14
5	Spannungsgrenzwerte / Grid Voltage Limits.....	14
5.1	Überspannungsschutz / Over-voltage protection.....	15
5.1.1	Init-Parameter.....	15
5.2	Unterspannungsschutz / Under-Voltage Protection.....	16
5.2.1	Init-Parameter.....	16
5.3	Wirkungskette bei Grenzüberschreitungen / Reactions on limit exceedance.....	16
6	Frequenzgrenzwerte / Grid Frequency Limits.....	17
6.1	Scheinleistung über der Frequenz / Power frequency curve.....	17
6.2	Nennwerte / Nominal values.....	18
6.3	Schutzeinstellungen in 50Hz-Netzen / Protection settings in 50Hz-grids	18
6.4	Schutzeinstellungen in 60Hz-Netzen / Protection settings in 60Hz-grids	18
6.5	Init-Parameter.....	19
6.6	Wirkungskette bei Grenzüberschreitungen / Reactions on limit exceedance.....	19
7	Eigenschaften des Netzschutzes / Properties of the grid protection.....	20
8	Verhalten bei Netzfehlern / Fault-Ride-Through Behavior.....	21
8.1	Init-Parameter.....	22
8.2	Blindleistung / Reactive Power.....	23
8.3	Parameter in der Umrichtersteuerung / Parameter in the converter controller.....	24
9	Leistungs-Frequenz-Regelung / Power frequency control.....	25
9.1	Init-Parameter.....	26
10	Leistungsgradienten / Power ramps.....	26
11	Wiederzuschaltzeit / Reconnection time.....	27
11.1	Init-Parameter.....	27
12	Eigenbedarf / Stand-by consumption.....	27
13	Änderungsverfolgung / Release History.....	28
13.1	Rev. c zu Rev. b.....	28
13.2	Rev. d zu Rev. c.....	28
13.3	Rev. e zu Rev. d.....	28
13.4	Rev. f zu Rev. e.....	29

1 Allgemeine Übersicht / General Layout

Dieses Dokument beschreibt die Netzeigenschaften der Vensys 1,5MW-Serie. Alle Netzdaten sind auf die Niederspannungsseite des Mittelspannungstrafos bezogen.

This document describes the grid performance of the Vensys 1.5MW-Series. All Grid data refer to the low-voltage side of the medium-voltage transformer.

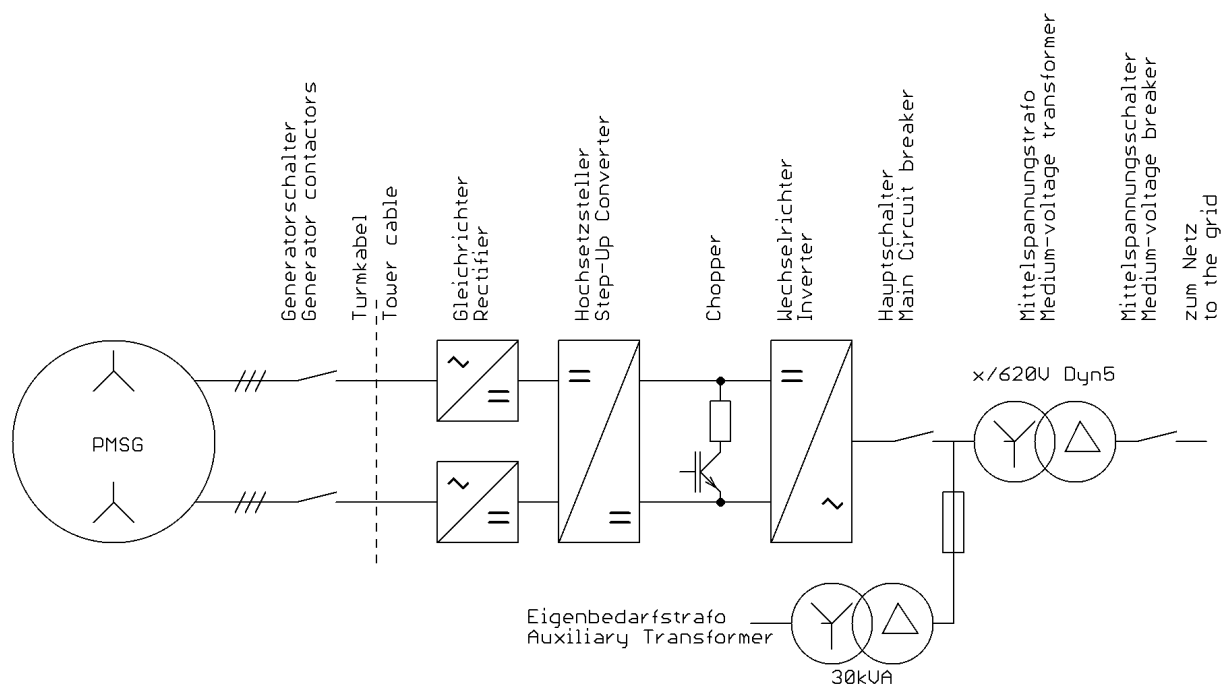


Abbildung 1: Allgemeine Übersicht / General Layout

Die Anlagen der Vensys 1,5MW-Serie sind getriebelose, pitchgeregelte Anlagen mit permanentmagneterregtem Synchrongenerator und Vollumrichter. Der Vollumrichter besteht aus einem passiven Gleichrichter, einem Hochsetzsteller und einem Netzwechselrichter. Des weiteren ist ein Bremswiderstand (Chopper) vorhanden.

The Vensys 1.5MW-series are gearless, pitch-controlled Turbines with permanent-magnet synchronous generator and full-size converter. The converter consists of a passive rectifier, a step-up converter, and a grid-side inverter. Furthermore, a chopper resistor is connected to the DC-link.

2 Technisches Datenblatt / Technical Datasheet

1	Allgemeines		General
1	Hersteller	VENSYS Energy AG	Manufacturer
2	Anlagenbezeichnung	VENSYS 70 SDL VENSYS 77 SDL VENSYS 82 SDL	Type name
3	Art (horizontale/vertikale Achse)	Horizontal	Generic type (horizontal/vertical axis)
4	Nennleistung	1500 kW	Rated power
5	Nennspannung	620 V	Rated voltage
6	Nabenhöhe über Grund	65m / 85m / 100m	Hub height above ground
7	Nabenhöhe über Fundamentflansch	62,8m / 83 m / 93 m	Hub height above top of foundation flange
8	Nennwindgeschwindigkeit	11,7m/s (VS70) 11,0m/s (VS77) 10,3m/s (VS82)	Rated wind speed
9	Ein- und Abschaltwindgeschwindigkeit	3,0/25,0 m/s (VS70) 3. /22,0 m/s (VS77, VS82)	Cut-in and cut-out wind speed
10	Beitrag zum Stoßkurzschlussstrom	kA	Contribution to short circuit current
11	Maximaler Eigenbedarf	30 kW	Maximum Stand-By Consumption

2	Rotor		Rotor
1	Durchmesser	70,34m (VS70) 76,84 m (VS77) 82,34m (VS82)	Diameter
2	Bestrichene Fläche	3886 m ² (VS70) 4637 m ² (VS77) 5325 m ² (VS82)	Swept area
3	Anzahl der Blätter	3	Number of blades
4	Nabenart (pendelnd/starr)	starr/rigid	Generic type of hub (teetered/rigid)
5	Anordnung zum Turm (luv/lee)	luv	Relative position to tower (luv/lee)
6	Nenn Drehzahl / -bereich	9 – 17,3 rpm	Rated speed / speed range
7	Auslegungsschnelllaufzahl	7,7 (VS77) 8,5 (VS77) 9,2 (VS82)	Design tip speed ratio
8	Rotorblatteinstellwinkel	1,5°	Rotor blade pitch setting
9	Konuswinkel	3°	Cone angle
10	Achsneigung	3°	Tilt angle
11	Größte Nabenhöhe	100m	Maximum hub height

3	Rotorblatt		Rotor blade
1	Hersteller	LM Glasfiber	Manufacturer
2	Typenbezeichnung	LM 34 (VS70) LM 37.3 (VS77) LM40.3 P2/P3 (VS82)	Type name
3	Profil innen/ausen	-/-	Blade section inner/outer
4	Material	GFK / GRP	Material
5	Länge	34,00m (VS70) 37,25 m (VS77) 40,3m (VS82)	Length
6	Profiltiefe max/min	3,097 / 0,008m (VS70) 3,061 / 0 m (VS77) kA (VS82)	Chord length max/min
7	Zusatzkomponenten (z. B. stall strips, Vortexgeneratoren, Turbulatoren)	Vortex (VS77) keine/none (VS70, VS82)	Additional components (e. g. stall strips, vortex generators, trip strips)
8	Extenderlänge	0 m	Extender length

4	Getriebe		Gear
Getriebeloses Design / Gearless design			

5	Generator		Generator
1	Hersteller	VENSYS Energy AG	Manufacturer
2	Typenbezeichnung	VS 1500 – 88 BLW	Type
3	Anzahl	1	Number
4	Art (horizontale/vertikale Achse)	horizontal	Design
5	Nennleistung(en)	1580 kW	Rated power(s)
6	Nennscheinleistung	-	Rated apparent power
7	Nenndrehzahl oder Drehzahlbereich	9 – 19 rpm (VS70) 9–17.3 rpm (VS77, VS82)	Rated speed / speed range
8	Spannung	690 V	Voltage
9	Frequenz	6.6-13.9 Hz (VS70) 6.6–12.9 Hz (VS77,VS82)	Frequency
10	Nennschlupf	-	Rated slip

6	Turm		Tower
1	Hersteller	SIAG Tube & Tower GmbH	Manufacturer
2	Typenbezeichnung		Type
3	Ausführung (Gitter/Rohr, zyl./kon.)	Rohr, zyl.&kon. Tube, cyl.&con.	Design (lattice/tubular, cylindrical/conical)
4	Material	Stahl / Steel	Material
5	Länge	81,6m/81,5m/96,8m	Length

7	Windrichtungsnachführung		Yaw control
1	Ausführung (aktiv/passiv)	aktiv/active	Design (active/passive)
2	Antriebsart (el./mech./hydr.)	elektrisch/electrical	Drive (electr./mech./hydr.)

8	Betriebsführung / Regelung		Control system / control
1	Software version Nr.		Software version no.
2	- Umrichter	≥0.48	- Converter
3	- Steuerung	15	- Control system
4	- Netzschutz	-	- Grid protection
5	- Andere relevante	-	- Others
6	Art der Leistungsregelung	pitch	Generic type of power control
7	Antrieb der Leistungsregelung	elektrisch/electrical	Actuation of power control
8	Hersteller der Betriebsführung/ Regelung	Hardware: Beckhoff Software: Vensys	Manufacturer of control system
9	- Typenbezeichnung	CX1020-0011	- Type
10	- Verwendete Steuerungskurve	-	- Applied control characteristic
11	Unterbrechungsfreie Stromversorgung	Phoenix Contact DC-UPS 20A	UPS Type
12	- Nennleistung	480 W	- Rated Power

10	Umrichter		Converter
1	Hersteller	VENSYS	Manufacturer
2	Typenbezeichnung	VE 1500	Type
3	Umrichtersteuerung	VE1500H SDL	Converter Controller
4	Spannungsebene	620 V	Voltage level
5	Nennscheinleistung	1500 kVA	Apparent rated power
6	Maximale Scheinleistung	1667 kVA	Maximum apparent power
7	Maximaler Dauerstrom	1552 A	Maximum permanent current
8	Hauptschalter	ABB EMAX E3H 20 W MP 3P PR121-L1, Ic=85kA	Main contactor
9	Taktfrequenz	2,4 kHz	Switching Frequency

11	Transformator		Transformer
1	Hersteller	Pauwels oder / or Schneider	Manufacturer
2	Typenbezeichnung	Bioslim (Pauwels), Drehstrom-Gießharz- Abspanntransformator (Schneider)	Type
3	Schaltgruppe	Dyn 5	Connection
4	Nennscheinleistung	1600 kVA	Apparent rated power
5	Spannungsebenen	x / 0.62 kV	Voltage level
6	Kurzschlussspannung	6 %	Short circuit voltage

12	Bremssystem		Brake system
1	Bremssystem (primär/sekundär)	pitch / 3-fach redundant pitch / triple redundant	Brake system (primary/secondary)
2	- Aktivierung	Betriebsführung Control system	- Activation
3	- Anordnung zum Turm (luv/lee)	luv	- Location (luv/lee)
4	- Bremsenart	aerodynam.	- Type
5	- Betätigung	elektrisch/electric	- Actuation
6	Pitchmotoren - Hersteller	Schwarz Elektromotoren	Pitch motors - Hersteller
7	- Typ	AKOF 112.4.2.100001	- Type
8	- Scheinleistung	5,06 kVA	- Rated apparent power
9	- Nenndrehmoment	75 Nm	- Rated Torque
10	- Max. Drehmoment	105 Nm, 30s	- Maximum Torque
11	- Nennbremsmoment	100 Nm	- Rated brake torque
12	Pitchsystem - Hersteller	Vensys	Pitch system - Manufacturer
13	- Typ	PB1500	- Type
14	- Software Version	2.0	- Software version

13	Typenprüfung		Type test
1	Prüfbehörde	TÜV Nord SysTec GmbH	Testing authority
2	Aktenzeichen	78/220/163483 (VS70, VS77) 44 220 10194651 (VS82)	Reference (-D-IEC-b)

Anschrift des Herstellers / Address of manufacturer:

VENSYS Energy AG
Im Langental 6
66539 Neunkirchen
GERMANY

Der Hersteller der Windenergieanlage bestätigt, dass die WEA, deren elektrische Eigenschaften in den Prüfberichten abgebildet sind, hinsichtlich ihrer technischen Daten mit den o. g. Positionen identisch ist.

Die Vermessung wurde an einer Vensys 77 durchgeführt. Die elektrischen Daten gelten für die gesamte Vensys 1,5MW-Serie, da diese sich nur im verwendeten Rotorblatt unterscheidet.

The manufacturer of the wind energy converter (WEC) confirms that the WEC whose power quality is measured and depicted in the test reports, is identical with the above entries with regard to its technical data.

The measurements were done on a Vensys 77. The electrical data are valid for all types in the Vensys 1.5MW-series, because the types only differ in the used blade.

3 Wirkleistungsabgabe / Active Power Capability

Nennspannung	Rated Voltage	620	V
Nennscheinleistung	Rated Apparent Power	1500	kVA
Nennwirkleistung	Rated Active Power	1500	kW
Maximale Scheinleistung	Maximum Apparent Power	1667	kVA
Nennstrom	Rated Current	1397	A
Maximaler Dauerstrom	Maximum Permanent Current	1552	A

3.1 externe Sollwertvorgabe / External Power Limitation

Die Anlage kann die abgegebene Wirkleistung auf einen extern vorgegebenen Höchstwert begrenzen. Dieser Wert kann vorgegeben werden:

- in Stufen (z.B. 70%, 50%, 30%, 0%) an 4 digitalen Eingänge (0/24V) in der Anlage
- stufenlos als 0-10V oder 4-20mA Sollwert in der Anlage
- stufenlos über Ethernet nach IEC 870-5-104

The turbine can reduce the active power to an externally given limit. This limit can be adjusted:

- In steps (e.g. 70%, 50%, 30%, 0%) on 4 digital inputs in the turbine
- as analog value from 0-10V or 4-20mA in the turbine
- over Ethernet according IEC 870-5-104

Minimale Wirkleistungsgrenze ohne Netztrennung	Minimum Active Power Limit without tripping	75	kW
Maximale Wirkleistungsgrenze	Maximum Active Power Limit	1500	kW
Schrittweite	Step Width	1	kW
Kleinstmögliche Steigung der Wirkleistungsrampe	Minimum Active Power Gradient	1	kW/s
Größtmögliche Steigung der Wirkleistungsrampe	Maximum Active Power Gradient	200	kW/s
Standardeinstellung	Default value	50	kW/s
Schrittweite	Step Width	1	kW/s

Skalierung Analogeingang / Scaling analog input:

$$P_{max} = \left(1 - \frac{U_{setpoint}}{10V}\right) \cdot 1500kW \quad 0..10V \text{ Input}$$

$$P_{max} = \left(1 - \frac{I_{setpoint} - 4mA}{16mA}\right) \cdot 1500kW \quad 4..20mA \text{ Input}$$

3.2 Init-Parameter

Parameter	Bereich / Range	Standard / Default	Einheit / Unit
power_reduction_mode	0: deaktiviert / deactivated 1: Digitaleingänge / digital Inputs 2: Analogeingang / analog Input 3: über Netzwerk / over Network	0	-
power_reduction_limit_dig1	0 .. 100; Schrittweite / step width: 1	70	%
power_reduction_limit_dig2	0 .. 100; Schrittweite / step width: 1	50	%
power_reduction_limit_dig3	0 .. 100; Schrittweite / step width: 1	30	%
power_reduction_limit_dig4	0 .. 100; Schrittweite / step width: 1	0	%
power_reduction_gradient	1 .. 200; Schrittweite / step width: 1	50	kW/s

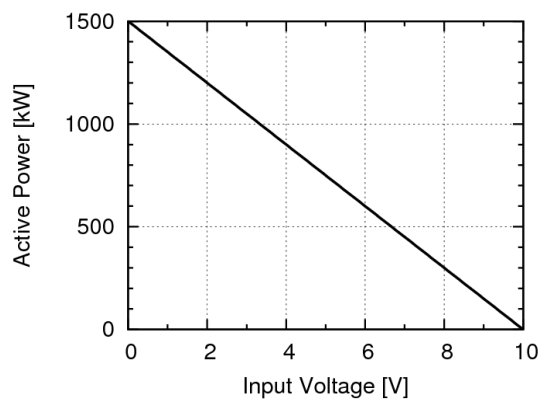


Abbildung 2: power_reduction_mode=2:
Analoger Spannungseingang / analog
voltage input

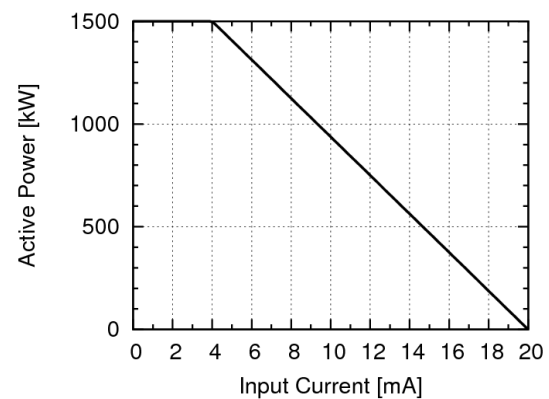


Abbildung 3: power_reduction_mode=2:
Analoger Stromeingang / analog current
input

3.3 Fern/Ort-Umschaltung / Remote/Local limitation control

Zu Wartungszwecken besteht die Möglichkeit, die Anlage über die SPS-Programmierschnittstelle in den Servicemodus zu schalten. Hierin kann der Techniker externe Sollwertvorgaben überschreiben. Nach Beendigung der Verbindung zur SPS werden wieder die externen Sollwerte verwendet.

For service purposes, the machine can be switched to service mode by the PLC programming interface. In this mode, the technician can overwrite external setpoints. After disconnecting from the PLC, the machine will use again the external setpoints.

4 Blindleistungsabgabe / Reactive Power Capability

Die Blindleistung der Anlage kann auf verschiedene Weise geregelt oder vorgegeben werden:

- als fixer Blindleistungssollwert in der Init-Datei
- als fixer cos phi in der Init-Datei
- als externer Sollwert (cos phi oder Blindleistungssollwert) über einen Analogeingang oder über Ethernet nach IEC 870-5-104
- optional abhängig von der Netzspannung
- als cos phi in Abhängigkeit von der Leistung

Hierbei ist der Blindleistungsbereich abhängig von der Netzspannung. Bei Unterspannung reduziert sich der Einstellbereich.

Blindleistungslieferung ins Netz ist mit positivem Vorzeichen für Q dargestellt und entspricht dem übererregten Betrieb eines Synchrongenerators am Netz.

The reactive power of the turbine can be controlled in different ways:

- as fixed reactive power setpoint in the Init-File
- as fixed cos phi setpoint in the Init-File
- as external setpoint by an analog input or over Ethernet according IEC 870-5-104
- in relation to the grid voltage as option
- as cos phi in relation to the output power

4.1 P/Q-Diagramm

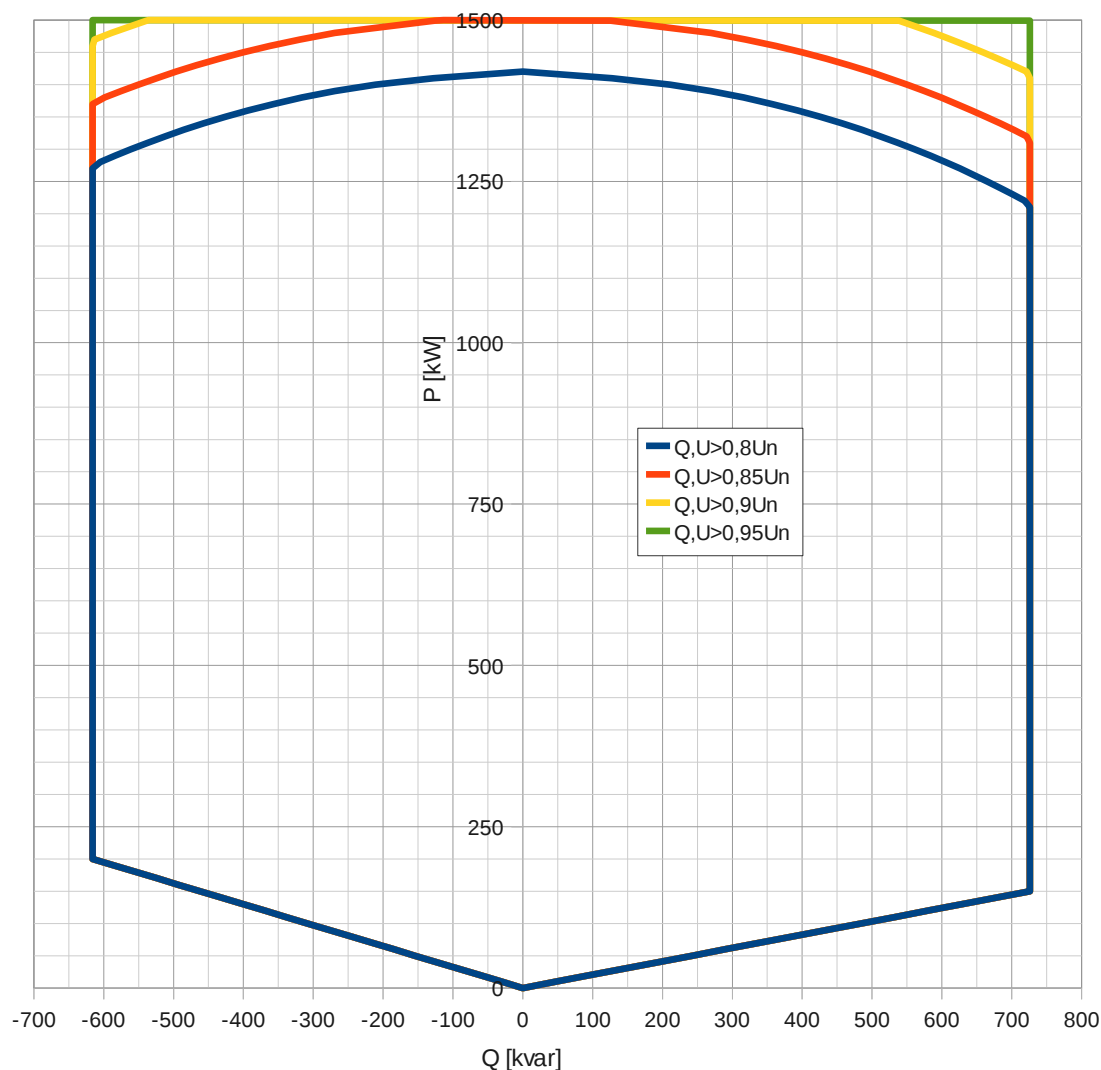


Abbildung 4: P/Q-Diagramm

Im Falle von Unterspannung wird die Wirkleistung stufenlos gedrosselt, d.h. es findet eine Q vor P Priorisierung statt.

In case of undervoltage, reactive power is prioritized and the active power is reduced.

$$S_{max} = 620V \cdot \frac{U}{U_N} \cdot \sqrt{3} \cdot 1650A$$

$$P_{Limit} = \sqrt{S_{max}^2 - Q^2} = \sqrt{\left(1772kVA \cdot \frac{U}{UN}\right)^2 - Q^2}$$

P _{limit} @ U/U _N	0,8	0,85	0,9	0,95
Q=0	1418 kW	1500 kW	1500 kW	1500 kW
Q=-616kvar (ind)	1277 kW	1374 kW	1471 kW	1500 kW
Q=726kvar (kap)	1217 kW	1319 kW	1420 kW	1500 kW

4.2 Cos-phi / U – Diagramm

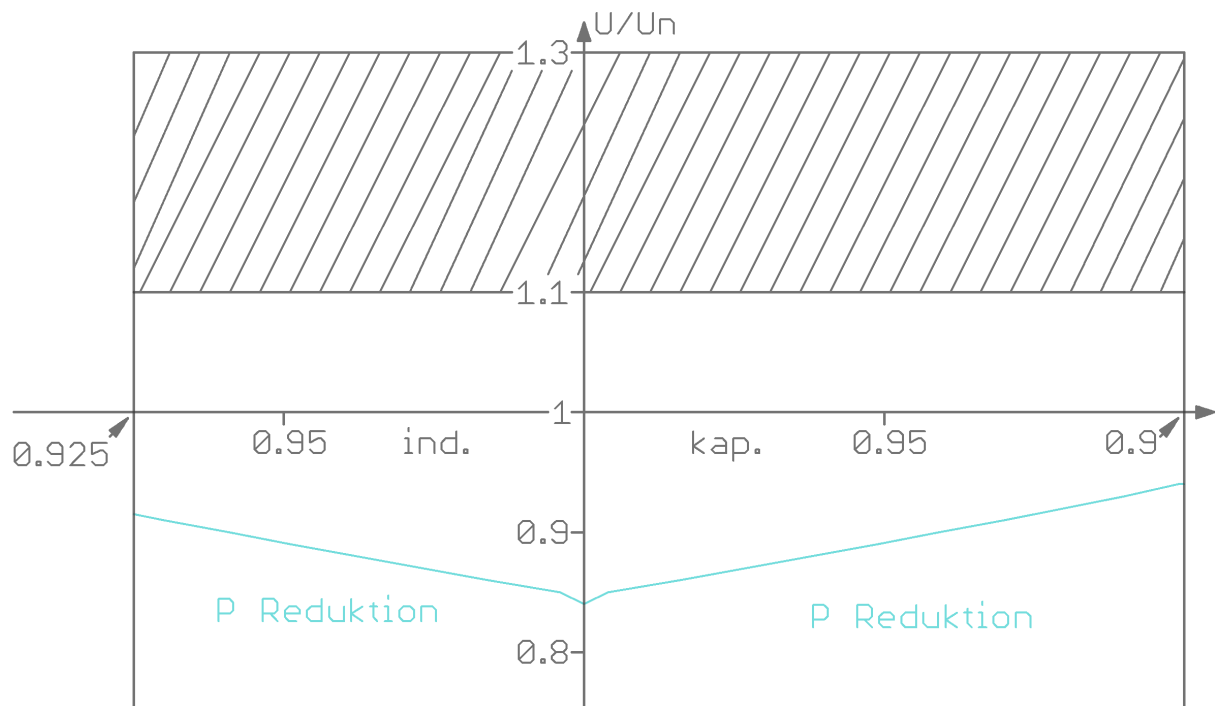


Abbildung 5: cos-phi / U - Diagramm @ $P=P_n$

Obiges Diagramm zeigt den maximalen $\cos\phi$ -Bereich bei Nennleistung. Unterhalb der hellblauen Linie findet eine Wirkleistungsreduktion statt.

Im schraffierten Bereich können die erzeugten Harmonischen des Umrichters von der Vermessung abweichen, da hier die Grenze der Zwischenkreisspannung erreicht wird.

Oberhalb von $1,25 U_n$ ist der Betrieb nur für maximal 2s möglich!

Above shown diagram gives the $\cos\phi$ -Range at rated power. Active power will be reduced below the blue Line.

In the hashed area, the harmonics generated by the converter can be higher than the measured values (because of the limited DC-link voltage).

Operation above $1,25 U_n$ is only allowed for max. 2 seconds!

4.3 Dynamisches Verhalten / Dynamical Behavior

Wenn ein neuer Blindleistungssollwert von außen vorgegeben wird, so läuft der interne Blindleistungssollwert diesem mit einer einstellbaren Steigung entgegen. Diese kann in der Init-Datei vorgegeben werden.

If a new external setpoint is given, the internal setpoint is ramped up to the new setpoint with a adjustable gradient which can be given in the Init-File.

4.4 Init-Parameter

Parameter	Bereich / Range	Standard / Default	Einheit / Unit
reactive_power_mode	0: deaktiviert / deactivated (=0kvar) 1: feste Blindleistung / fixed reactive power 2: fester cos phi / fixes cos phi 3: Analogeingang / analog Input (kvar) 4: über Netzwerk / over Ethernet (5: Netzspannungsabhängig / Grid Voltage Dependent) 6: Analogeingang / analog Input (cos phi) 7: cos phi/P Kennlinie / Curve	0	-
reactive_power_ramp	1..10000; Schrittweite / step width: 1	5000	kVAr/s
<i>Nur für Modus 1 und 2 / Only for mode 1 and 2</i>			
reactive_power_setpoint	Mode 1: -630..-1 & 1..720 Schrittweite / step width: 1 Mode 2: -1..-0,925 & 0,9..1 Schrittweite / step width: 0,0001	0	- / kvar
<i>Nur für Modus 5 / Only for mode 5</i>			
reactive_power_undervoltage	-630..720; Schrittweite / step width: 1	280	kVAr
reactive_power_overvoltage	-630..720; Schrittweite / step width: 1	-280	kVAr
<i>Nur für Modus 7 / Only for mode 7</i>			
reactive_power_cosphi_csp0	-0.9..0.9; Schrittweite / step width: 0.0001	0.975	-
reactive_power_cosphi_pm	0..1; Schrittweite / step width: 0.0001	0.5	-
reactive_power_cosphi_cspm	-0.9..0.9; Schrittweite / step width: 0.0001	1	-
reactive_power_cosphi_cspn	-0.9..0.9; Schrittweite / step width: 0.0001	-0.95	-

Skalierung Analogeingang / Scaling analog input:

$$Q = \frac{U_{\text{setpoint}}}{10V} \cdot 730 \text{ kVAr} \quad -10..+10V \text{ Input}$$

$$Q = \frac{I_{\text{setpoint}} - 12\text{mA}}{8\text{mA}} \cdot 730 \text{ kVAr} \quad 4..20\text{mA Input}$$

Bei cos-phi-Vorgabe / On cos-phi-setpoints:

-10V (4mA) → cos phi = -0.9 0V (12mA) → cos phi = 1 +10V (20mA) → cos phi = +0.9

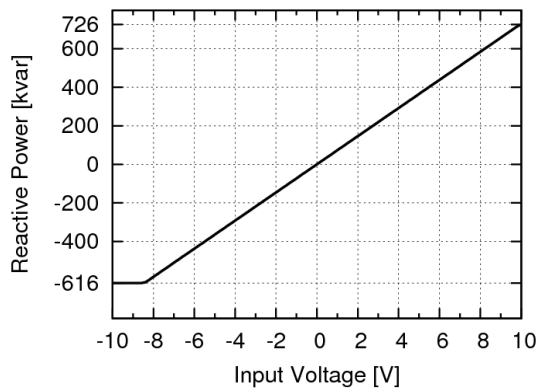


Abbildung 6: reactive_power_mode=3:
Analoger Spannungseingang / analog
voltage input

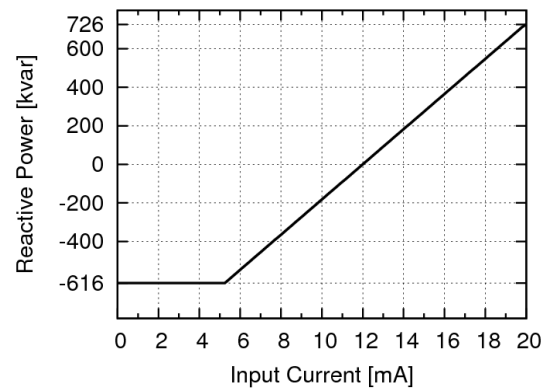


Abbildung 7: reactive_power_mode=3:
Analoger Stromeingang / analog current
input

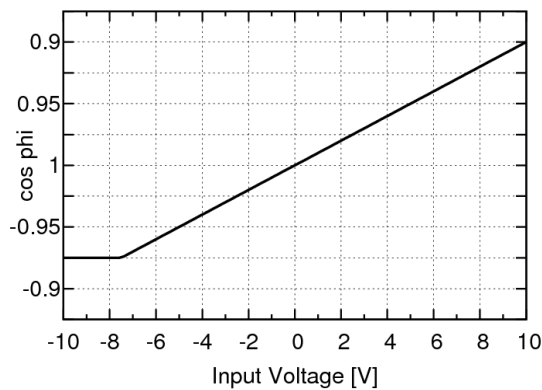


Abbildung 8: reactive_power_mode=6:
Analoger Spannungseingang / analog
voltage input

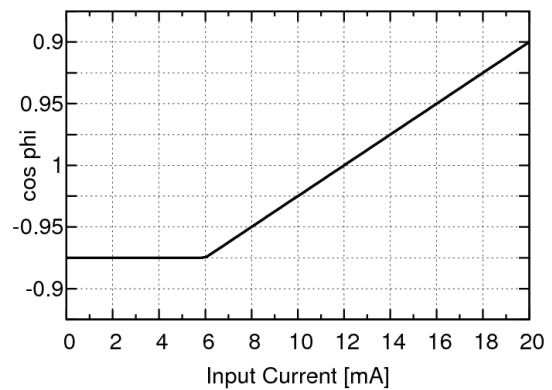


Abbildung 9: reactive_power_mode=6:
Analoger Stromeingang / analog current
input

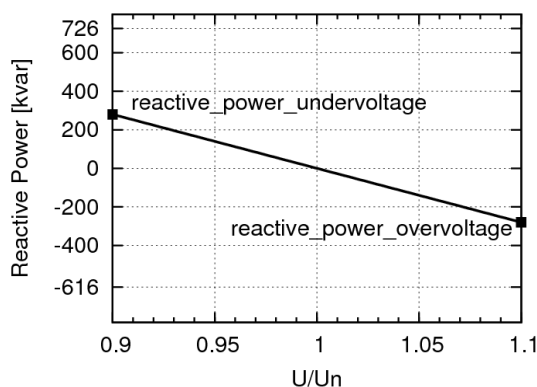


Abbildung 10: reactive_power_mode=5

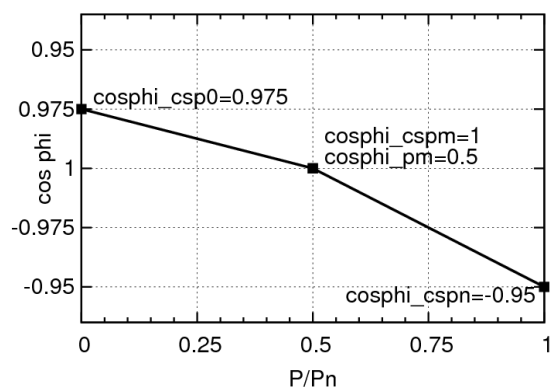


Abbildung 11: reactive_power_mode=7

4.5 Fern/Ort-Umschaltung / Remote/Local limitation control

Im Servicemodus kann die Blindleistung frei eingestellt werden (vgl. Kapitel 3.3)

At service mode, the reactive power setpoint can be adjusted by the PLC interface (compare with chapter 3.3).

5 Spannungsgrenzwerte / Grid Voltage Limits

Sämtliche Spannungen sind auf die Niederspannungsseite des Mittelspannungstrafos bezogen. Bei niedrigen Netzspannungen reduziert sich die verfügbare Scheinleistung, was Einfluß auf die PQ-Kurve hat.

Die Betrieb der Anlage unterhalb des normalen Spannungsbandes ($<0,85 U_n$) ist zeitlich unbefristet möglich. Allerdings ist hierbei mit einer reduzierten Scheinleistung / Wirkleistung zu rechnen. Bei Überspannungen ($U > 1,1 U_n$) werden sich die von der Anlage erzeugten Harmonischen, abhängig von Wirk- und Blindleistung, verschlechtern. Ein Betrieb der Anlage oberhalb von $1,25 U_n$ ist nur für maximal 2s möglich.

All voltages are related to the low-voltage-side of the medium-voltage-transformer. At low grid voltages, the maximum available apparent power is reduced which influences the PQ-curve.

Operation of the machine below the normal voltage range ($<0,85 U_n$) is possible and not time-limited. At undervoltage, the output power will be reduced. At overvoltage ($U > 1,1 U_n$), the harmonic performance will be worse than measured. Operation of the machine above $1,25 U_n$ is only possible for 2 seconds.

Maximale Netzspannung	Maximum Grid Voltage	682	V
Nennspannung	Rated Voltage	620	V
Minimale Spannung im Dauerbetrieb	Minimum Continuous Voltage	527	V

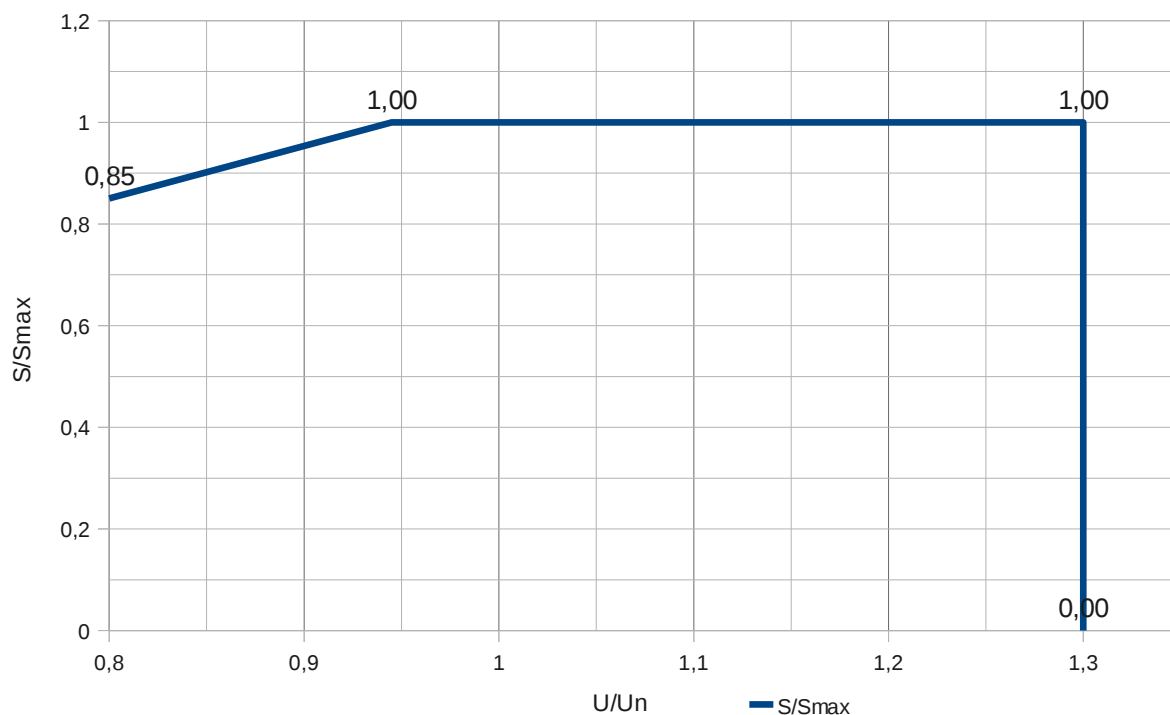


Abbildung 12: S/U-Diagramm

5.1 Überspannungsschutz / Over-voltage protection

Der Überspannungsschutz ist für jede Phase einzeln ausgeführt und wertet den Halbschwingungseffektivwert der Netzspannung aus. Außerdem wird der Scheitelwert der Netzspannung überwacht.

The Over-voltage protection is realized for each phase and is based on the half-sine-RMS-value. Furthermore, the peak value of the phase voltages is supervised.

Scheitelwert der Leiter-Erd-Spannung	Peak-Value of the phase to ground voltage	658 (fest / fixed)	V
...relativ zur Nennspannung	...related to rated voltage	130	%
Verzögerungszeit	Delay time	2 (fest / fixed)	ms
Effektivwert der Leiter-Erde-Spannung	RMS value of the phase-to-ground voltage	394 (einstellbar / adjustable)	V
...relativ zur Nennspannung	...related to rated voltage	110	%
Schrittweite	Step width	1	V
Minimale Verzögerungszeit	Minimum delay time	20	ms
Maximale Verzögerungszeit	Maximum delay time	500	ms
Schrittweite	Step width	20	ms
Rückfallverhältnis	Disengaging ratio	0,99	-

5.1.1 Init-Parameter

Parameter	Bereich / Range	Standard / Default	Einheit / Unit
grid_voltage_max	358..447; Schrittweite / step width: 1	394	V
grid_voltage_max_delay	20..500; Schrittweite / step width: 20	400	ms

5.2 Unterspannungsschutz / Under-Voltage Protection

Der Überspannungsschutz ist für jede Phase einzeln ausgeführt und wertet den Halbschwingungseffektivwert der Netzspannung aus. Diese Einstellungen sind in Zusammenhang mit den Einstellungen zum Verhalten bei Spannungseinbrüchen zu betrachten. Es gibt 2 Unterspannungsstufen, die unabhängig voneinander arbeiten und den gleichen Einstellbereich haben. Hierbei ist es unbedeutend, welche Schwelle höher/tiefer oder schneller/langsamer ist. Beide Stufen können auch gleich sein.

The Over-voltage protection is realized for each phase and is based on the half-sine-RMS-value. These settings have to be seen in conjunction with the LVRT-settings. There are 2 protection levels implemented, which are independent from each other and which have the same range. It is not important which of the two settings implements the higher/lower or faster/slower protection. Also, both settings can be the same to implement just one level.

Effektivwert der Leiter-Erde-Spannung	RMS value of the phase-to-ground voltage	322 (einstellbar / adjustable)	V
...relativ zur Nennspannung	...related to rated voltage	90	%
Schrittweite	Step width	1	V
Minimale Verzögerungszeit	Minimum delay time	20	ms
Maximale Verzögerungszeit	Maximum delay time	5000	ms
Schrittweite	Step width	20	ms
Rückfallverhältnis	Disengaging ratio	1,01	-

5.2.1 Init-Parameter

Parameter	Bereich / Range	Standard / Default	Einheit / Unit
grid_voltage_min	0..358; Schrittweite / step width: 1	322	V
grid_voltage_min_delay	20..5000; Schrittweite / step width: 20	400	ms
grid_voltage_min2	0..358; Schrittweite / step width: 1	322	V
grid_voltage_min2_delay	20..5000; Schrittweite / step width: 20	400	ms

5.3 Wirkungskette bei Grenzüberschreitungen / Reactions on limit exceedance

Im Falle einer Überschreitung eines der oben genannten Grenzwerte schaltet die Anlagensteuerung den Umrichter ab. Dies führt dazu, daß der Umrichter unmittelbar aufhört, die IGBTs anzusteuern. Außerdem öffnet er (dann stromlos) den netzseitigen Hauptschalter und schaltet die Filterkondensatoren ab.

In case of an exceedance of at least one of the above mentioned limits, the turbine control stops the converter system. This leads to an immediate stop of pulsing the IGBTs. Furthermore, the grid side main contactor is opened (without current, because the IGBTs are switched off), and the filter capacitors are disconnected.

6 Frequenzgrenzwerte / Grid Frequency Limits

Die Frequenzmessung basiert auf der Frequenz der PLL der Umrichtersteuerung. Standardmäßig beträgt der Meßbereich $\pm 2,5\text{Hz}$. Wenn die gewünschten Schutzeinstellungen diesen Meßbereich überschreiten kann dieser auf $\pm 5\text{Hz}$ erweitert werden. Hierzu muß der Init-Parameter "grid_frequency_range" auf 5,0 und der Parameter in der Umrichtersteuerung "T1", "grid_f_scaling" auf 51199 gesetzt werden.

The frequency measurement is based on the internal PLL of the converter control unit. As default, the measurement range is $\pm 2,5\text{Hz}$. If the desired protection settings require a larger measurement range, it can be extended to $\pm 5\text{Hz}$ by changing the parameter "grid_frequency_range" in the Init-File to 5.0 and the parameter "T1", "grid_f_scaling" in the converter controller to 51199.

6.1 Scheinleistung über der Frequenz / Power frequency curve

Die Scheinleistung der Anlage ist unabhängig von der Netzfrequenz.

The reactive power of the turbine is not dependent on the grid frequency.

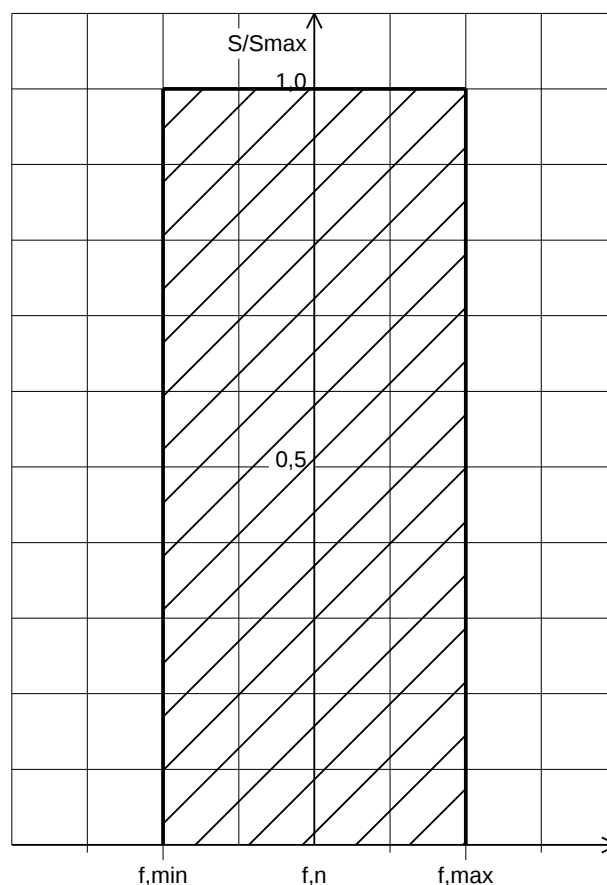


Abbildung 13: Scheinleistung über
Netzfrequenz / Power frequency curve

6.2 Nennwerte / Nominal values

Nennfrequenz	Nominal Frequency	50 / 60	Hz
Minimale Frequenz	Minimum frequency	45 / 55	Hz
Maximale Frequenz	Maximum frequency	55 / 65	Hz

6.3 Schutzeinstellungen in 50Hz-Netzen / Protection settings in 50Hz-grids

Nennfrequenz	Nominal Frequency	50	Hz
Grenzwert Unterfrequenz, minimum	Limit Underfrequency, minimum	47,5 (45*)	Hz
Grenzwert Unterfrequenz, maximum	Limit Underfrequency, maximum	50,0	Hz
Grenzwert Überfrequenz, minimum	Limit Overfrequency, minimum	50,0	Hz
Grenzwert Überfrequenz, maximum	Limit Overfrequency, maximum	52,5 (55*)	Hz
Schrittweite	Step width	0,01	Hz
Verzögerungszeit, minimum	Delay time, minimum	60	ms
Verzögerungszeit, maximum	Delay time, maximum	2000	ms
Schrittweite	Step width	20	ms

6.4 Schutzeinstellungen in 60Hz-Netzen / Protection settings in 60Hz-grids

Nennfrequenz	Nominal Frequency	60	Hz
Grenzwert Unterfrequenz, minimum	Limit Underfrequency, minimum	57,5 (55*)	Hz
Grenzwert Unterfrequenz, maximum	Limit Underfrequency, maximum	60,0	Hz
Grenzwert Überfrequenz, minimum	Limit Overfrequency, minimum	60,0	Hz
Grenzwert Überfrequenz, maximum	Limit Overfrequency, maximum	62,5 (65*)	Hz
Schrittweite	Step width	0,01	Hz
Verzögerungszeit, minimum	Delay time, minimum	60	ms
Verzögerungszeit, maximum	Delay time, maximum	2000	ms
Schrittweite	Step width	20	ms

* Erweiterter Bereich möglich, wenn "grid_frequency_range" auf 5 und "T1", "grid_f_scaling" auf 51199 gesetzt ist

* Extended Range possible if "grid_frequency_range" is 5 and "T1", "grid_f_scaling" is 51199

6.5 Init-Parameter

Parameter	Bereich / Range	Standard / Default	Einheit / Unit
grid_frequency_nominal	50 / 60	50	Hz
grid_frequency_min	47,5..50 / 57,5..60 (45..50 / 55..60*)	48,5	Hz
grid_frequency_max	50..52,5 / 60..62,5 (50..55 / 60..65*)	51,5	Hz
grid_frequency_delay	60..2000	600	ms
grid_frequency_range	2,5 / 5,0	2,5	Hz

* Erweiterter Bereich möglich, wenn "grid_frequency_range" auf 5 und "T1", "grid_f_scaling" auf 51199 gesetzt ist

* Extended Range possible if "grid_frequency_range" is 5 and "T1", "grid_f_scaling" is 51199

6.6 Wirkungskette bei Grenzüberschreitungen / Reactions on limit exceedance

Bei Frequenzfehlern hat die Anlage das gleiche Verhalten wie bei Spannungsfehlern, d.h. Es gilt das bereits in Kapitel 5.3 Gesagte.

On frequency errors, the machine has the same behavior as on voltage errors. The behavior is described in chapter 5.3.

7 Eigenschaften des Netzschutzes / Properties of the grid protection

Die Schutzfunktionen für Über- und Unterspannung sowie Über- und Unterfrequenz sind redundant in der Anlagensteuerung (SPS) und in der Umrichtersteuerung ausgeführt. Es werden jeweils abgeschlossene und von der übrigen Steuerung unabhängige Programmteile verwendet.

Hierbei wird sowohl die Umrichtersteuerung als auch die Anlagensteuerung über eine 24V-USV versorgt, deren Stützzeit typischerweise bei 60s liegt. Ein Ausfall der 24V-Versorgung führt zum Öffnen des Hauptschalters durch eine Unterspannungsspule.

Alle eingestellten Schutzparameter können über das Bedienteil im Turmfuß abgelesen werden; eine Veränderung der Schutzeinstellungen ist nur über die Init-Datei möglich (paßwortgeschützt über FTP).

Die Anlage ist mit einer Prüfklemmleiste zur Überprüfung der Schutzfunktionen ausgestattet.

The protection functions for Over-/Underfrequency and Under-/Overvoltage are redundant in the turbine control (PLC) and in the converter control. In each control, seperated software block are implemented, independent from other control software parts.

The converter control and the turbine control are bufferes by a 24V-UPS with a typical supply time of 60s. Dropouts of this voltage will open the main contactor by the undervoltage coil.

All protection parameter can be read and checked on the control panel in the tower base. Changes of the protection settings are only possible by changing the Init-File (by FTP-Transfer, protected by password).

The turbine is equipped with a connector block to feed in test signals and test the reactions of the grid protection.

8 Verhalten bei Netzfehlern / Fault-Ride-Through Behavior

Bei Netzfehlern wie Überfrequenz, Unterfrequenz, Überspannung und Unterspannung schaltet die Anlage gemäß den in den entsprechenden Kapiteln beschriebenen Charakteristika ab, indem sie das Pulsen der IGBTs unterbindet und den Hauptschalter öffnet. Die Anlage ist darauf ausgelegt, bei Unterspannung für eine bestimmte Zeit am Netz zu bleiben. Dieses Verhalten kann in der Init-Datei sowie in der Umrichtersteuerung parametrisiert werden.

On grid errors like Over-/Underfrequency and Under-/Overvoltage, the turbine switches off by stopping pulsing the IGBTs and opening the main contactor. The exact limits are described in the corresponding chapters. The machine is designed to stay on the grid at undervoltage for a certain time. This behavior can be adjusted in the Init-File and in the converter controller.

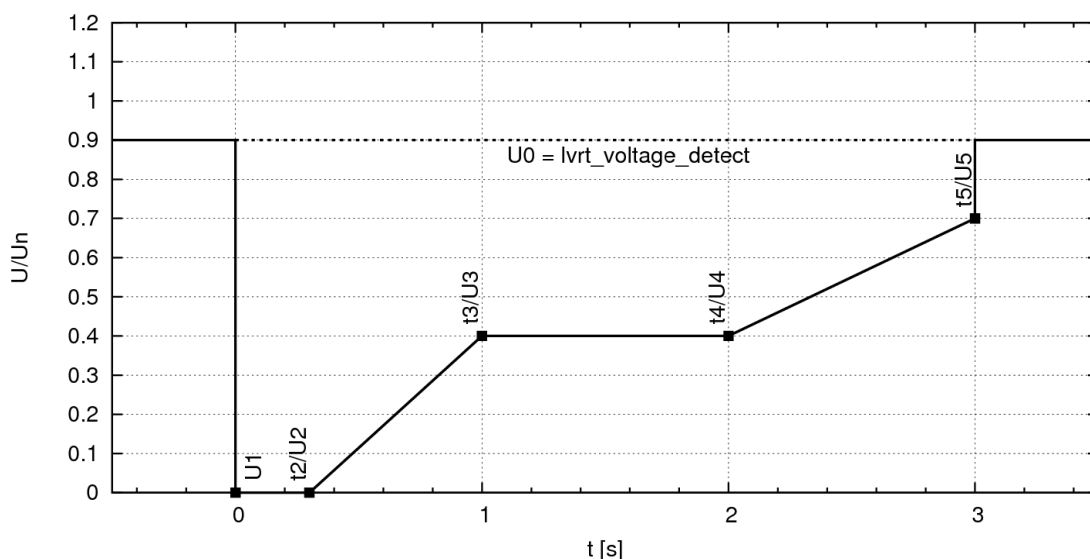


Abbildung 14: Beispiel Spannungsgrenzkurve / LVRT limit curve example

Das Durchfahren von Spannungseinbrüchen kann über eine Kurve mit maximal 5 Stützstellen parametrisiert werden. Hierbei stellt das erstmalige Unterschreiten der Schwelle U_0 (Init-Parameter "lvrt_U0", Umrichtersteuerungsparameter "lvrt_detect_voltage") den Beginn eines Spannungseinbruchs dar. Alle verwendeten Zeiten sind relativ zu diesem Zeitpunkt.

Die Anlage bleibt am Netz solange die Netzspannung oberhalb der durch die Stützstellen definierten Linie liegt.

Überschreitet die Netzspannung wieder die Grenze U_0 ist der Spannungseinbruch beendet und die Anlage kehrt zum Normalbetrieb zurück.

Es müssen mindestens die Parameter U_1 , U_2 und t_2 parametrisiert werden. Wenn keine weiteren Stützstellen benötigt werden, müssen diese auch nicht in der Init-Datei angegeben werden. Alternativ hierzu können sie auf die gleichen Werte wie die letzte benutzte Stützstelle gesetzt werden.

Sofern der Parameter U_0 nicht in der Init-Datei angegeben ist wird hierfür der Wert "grid_voltage_min" (Kapitel Schutzeinstellungen, Unterspannungsschutz) verwendet.

Wenn die Spannung der letzten Stützstelle ungleich U_0 ist, wird die Grenzkurve von der Anlagensteuerung um einen vertikalen Ast zu U_0 hin ergänzt (Im Beispiel: $U_5 < U_0$)

The low-voltage ride-through behavior can be parametrized by a curve with at maximum 5 nodes. The time where the grid voltage drops below the limit U0 (Init-Parameter "lvrt_U0", parameter in converter control "lvrt_detect_voltage") marks the beginning of the LVRT operation mode. All times are referenced to this.

The machine stays connected to the grid as long the grid voltage is above the line marked by the nodes.

If the grid voltage rises again above the limit U0, the LVRT operation mode is quit and the machine returns to normal operation mode.

At least the parameters U1, U2 and t2 must be given by the init-file. If there are no more nodes needed, they don't need to be in the init-file. Alternatively, they can be set to the values of the last used node.

If the parameter U0 is not given in the init-file, the parameter "grid_voltage_min" (Chapter Protection Settings, Undervoltage Protection) will be used.

If the voltage of the last node is not equal to U0, the limit curve will be vertically enhanced to U0.

8.1 Init-Parameter

Die Spannungen sind als Leiter-Erde-Spannung angegeben.

The voltages are given as phase-to-ground value.

Parameter	Bereich / Range	Standard / Default	Einheit / Unit
lvrt_u0	0..358; Schrittweite / step width: 1	322	V
lvrt_u1	0..358; Schrittweite / step width: 1	0	V
lvrt_u2	0..358; Schrittweite / step width: 1	0	V
lvrt_u3	0..358; Schrittweite / step width: 1	322	V
lvrt_u4	0..358; Schrittweite / step width: 1	322	V
lvrt_u5	0..358; Schrittweite / step width: 1	322	V
lvrt_t2	0..5000; Schrittweite / step width: 20	500	ms
lvrt_t3	0..5000; Schrittweite / step width: 20	1500	ms
lvrt_t4	0..5000; Schrittweite / step width: 20	1500	ms
lvrt_t5	0..5000; Schrittweite / step width: 20	1500	ms

8.2 Blindleistung / Reactive Power

Während eines Spannungseinbruchs kann durch die Umrichtersteuerung zusätzlicher Blindstrom eingespeist werden (kapazitives Verhalten). Dieser ist in seiner Höhe relativ zur Tiefe des Spannungseinbruchs einstellbar (k-faktor) und beträgt maximal Nennstrom. Auch bei 2-poligen Fehlern kann Blindstrom eingespeist werden, und zwar maximal 40% des Nennstroms.

Der Startpunkt der k-faktor-Berechnung kann ebenfalls gesetzt werden. Im folgenden Diagramm ist dies als U_{sk} dargestellt. Standardmäßig beträgt der Startwert 90% der Nennspannung.

During a voltage drop, the turbine can feed in additional reactive current (capacitive behavior) to support the grid. The amount of current can be adjusted relative to the depth of the voltage drop (k-factor) and can be rated current at maximum. Also in 2-phase fault conditions, reactive current can be fed in, at maximum 40% of rated current.

The start point of the k-factor-calculation can also be set. As default, it is 90% of the rated voltage.

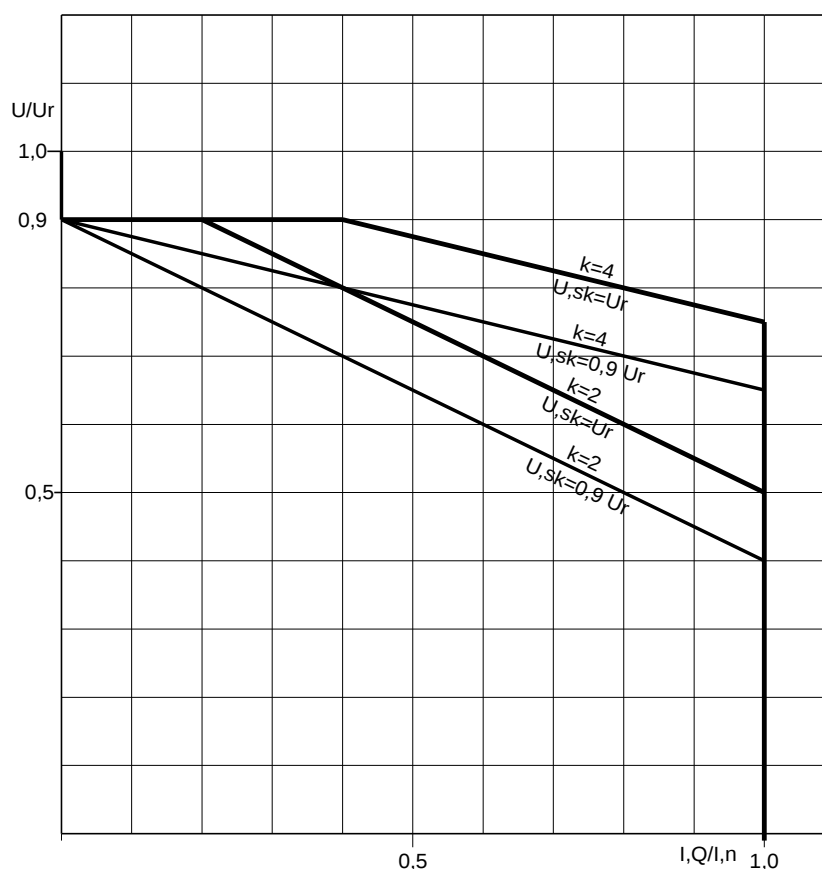


Abbildung 15: Blindstrom während LVRT / Reactive Current during LVRT

Der vom k-Faktor abhängige Blindstrom wird zusätzlich zum Vorfehlerblindstrom eingespeist. Wenn im Fehler überhaupt kein Blind- und Wirkstrom eingespeist werden soll, ist der k-Faktor (Parameter F3) auf -1 und die Wirkstrombegrenzung im Fehler (F2) auf 0 zu setzen.

The k-factor dependent reactive current is fed in additional to the reactive current before the fault. If no feed in of current (active and reactive) is desired, the k-factor (Parameter F3) has to be set to -1 and the active current limit in the error (F2) has to be set to 0.

8.3 Parameter in der Umrichtersteuerung / Parameter in the converter controller

Da während eines Spannungseinbruchs die Umrichtersteuerung die Regelung der Blindleistung übernimmt, sind diesbezügliche Parameter hier einzustellen.

Because the converter controller is controlling the reactive current during voltage drops, parameters related to reactive current delivery have to be adjusted in the converter controller.

Name	Beschreibung / Description	Standard / Default
F0	lvrt_voltage_detect Spannungsschwelle, ab der ein LVRT erkannt wird. Dieser Wert entspricht dem Parameter lvrt_U0 in der Init-Datei Voltage limit below which a LVRT is detected. This has to be the same value as the parameter lvrt_U0 in the init-file. Skalierung / Scaling: 32767 → 700V rms Leiter-Erde / Phase-to-ground	15083 (322V)
F2	lvrt_active_current_limit Maximaler Wirkstrom während des LVRT Maximum active current during the voltage drop Skalierung / Scaling: 32767 → 2652A rms	2500 (200A)
F3	lvrt_kfactor k-Faktor, zulässiger Bereich: -1..1000, nur Ganzzahlen! -1 ist Zero-Power-Mode k-factor, allowed range: -1..1000, only integer numbers! -1 is Zero-Power-Mode	2
F4	lvrt_detect_delay Zeit in ms, nach der ein LVRT erkannt wird Time in ms after a LVRT is detected	30
F5	lvrt_end_delay Zeit in ms, nach der ein LVRT beendet wird Time in ms after a LVRT is finished	30
G0	lvrt_reactive_current_offset Blindstromoffset Reactive current offset	2400
G1	lvrt_reactive_current_limit_3p Maximaler Blindstromwert für 3-polige Kurzschlüsse, -17000 entspricht Nennstrom Maximum reactive current for 3-phase faults, -17000 equals rated current	-17000
G2	lvrt_reactive_current_limit_2p Maximaler Blindstromwert für 2-polige Kurzschlüsse Wenn keine Blindstromeinspeisung gewünscht ist, ist hier -1600 einzustellen. Bei einer gewünschten Einspeisung von 40% des Nennstroms ist hier -8400 einzustellen. Maximum reactive current for 2-phase faults. An adjustment to -1600 equals to no reactive current feed in; -8400 equals to 40% of rated current	-1600
G3	lvrt_kfactor_voltage Spannung, ab der der k-Faktor zu wirken beginnt Start Voltage for the k-factor Skalierung / Scaling: 32767 → 700V rms Leiter-Erde / Phase-to-ground	15083 (322V)

9 Leistungs-Frequenz-Regelung / Power frequency control

Die Anlage verfügt über eine frequenzabhängige Begrenzung der Leistung. Hierbei wird bei Überschreiten eines einstellbaren Frequenzwertes die momentan erzeugte Wirkleistung als Maximalwert eingefroren. Bei einer weiteren Steigerung der Netzfrequenz wird ausgehend von diesem Leistungswert die Maximalleistung weiter reduziert. Die Reduktion kann als Verhältnis zum eingefrorenen Leistungswert relativ zur weiteren Frequenzerhöhung eingestellt werden. Die Leistung wird erst wieder gesteigert, wenn die Frequenz unter einen weiteren einstellbaren Grenzwert sinkt.

The turbine is equipped with a grid-frequency dependent power reduction. If the frequency rises over a adjustable limit, the momentary active power is freezed as maximum allowed active power. If the frequency further increases, the maximum allowed active power is further reduced by a adjustable gradient. The active power limit stays at the limit until the frequency falls below a second adjustable limit.

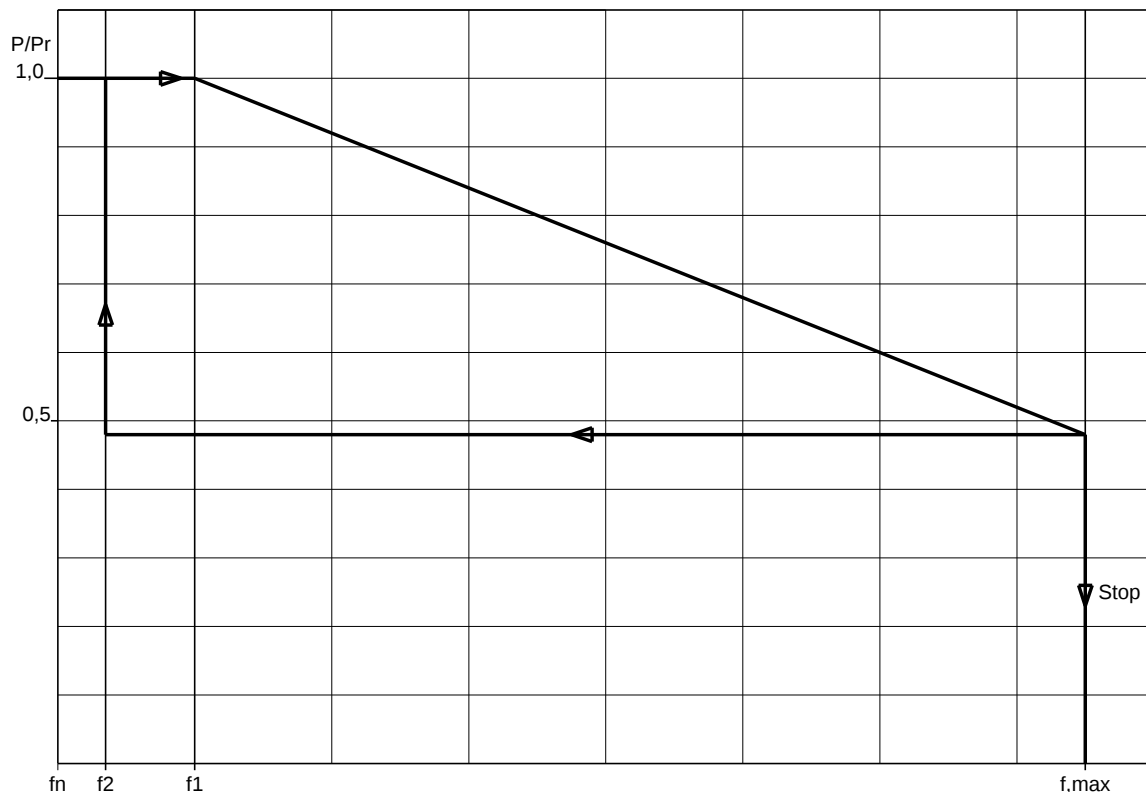


Abbildung 16: Leistungs-Frequenz-Regelung / Power frequency control

9.1 Init-Parameter

Parameter	Bereich / Range	Standard / Default	Einheit / Unit
grid_frequency_rise_f1	50..52,5 / 60..62,5 Schrittweite / step width: 0,01	50,2 / 60,2	Hz
grid_frequency_rise_f2	50..52,5 / 60..62,5 Schrittweite / step width: 0,01	50,05 / 60,05	Hz
grid_frequency_max (siehe auch / see also: Schutzeinstellungen Frequenz / Protection Settings Frequency)	50..52,5 / 60..62,5	51,5	Hz
grid_frequency_delay (siehe auch / see also: Schutzeinstellungen Frequenz / Protection Settings Frequency)	60..2000; Schrittweite / step width: 20	600	ms
grid_frequency_rise_pf_gradient	10..200; Schrittweite / step width: 1	40	%/Hz
grid_frequency_rise_pt_gradient	1 .. 200; Schrittweite / step width: 1	50	kW/s

10 Leistungsgradienten / Power ramps

Die Gradienten für Wirk- und Blindleistung hängen von den entsprechenden Situationen ab und lassen sich individuell einstellen. Hierzu sei in folgende Kapitel verwiesen:

- Wirkleistungsabgabe: Gradient bei externer Wirkleistungsreduktion
- Blindleistungsabgabe: allgemeiner Gradient für die Blindleistungsabgabe
- Leistungs-Frequenz-Regelung: Gradient für die Leistungsreduktion bei Frequenzerhöhung
- Wiederschaltzeit: "start_power_gradient" ist der Gradient für den Start der Anlage nach Neustart der SPS und nach Netzfehlern; "restart_power_gradient" ist der Gradient für manuelles Starten und den selbständigen Start nach Fehlern (keine Netzfehler!)

The ramps for active and reactive power depend on the situation and can be adjusted individually. Please refer to the following chapters:

- Active Power Capability: Gradient used on external power reduction
- Reactive Power capability: Gradient used for the reactive power delivery
- Power Frequency Control: Gradient used for power reduction in case of overfrequency
- Reconnection time: "start_power_gradient" is the gradient used for the start of the machine after PLC reboot or grid faults; "restart_power_gradient" ist the gradient for manual start and for automatic start after failures (others than grid errors).

11 Wiederzuschaltzeit / Reconnection time

Die Wartezeit zum Neustart nach einem Netzausfall ist in der Init-Datei einstellbar. Die Zeit, bis die Anlage wieder Leistung einspeist, hängt aber auch von den Windverhältnissen ab, d.h. davon, wie lange die Anlage braucht, um wieder auf ihre minimale Drehzahl zu kommen.

Außerdem hängt die Wiederzuschaltzeit davon ab, ob die Anlagensteuerung über die USV weiter versorgt wurde, oder der Spannungseinbruch so lang war, daß sie sich abgeschaltet hat und neu starten muß.

The delay time to a restart of the machine after a grid loss is adjustable in the Init-file. The time that is needed in reality to feed in power to the grid also depends on the wind conditions, because the machine needs dependent on the wind conditions some time to reach the minimum speed again.

Furthermore, the reconnection time depends on the duration of the grid loss. On short losses, the PLC is supplied by the UPS. On longer grid losses, the PLC needs to reboot.

Minimale Wartezeit	Minimum Delay Time	0	s
Maximale Wartezeit	Maximum Delay Time	1200	s
USV Pufferzeit	UPS buffer time	45	s
Typische Neustartzeit der SPS	Typical PLC reboot time	30	s

11.1 Init-Parameter

Parameter	Bereich / Range	Standard / Default	Einheit / Unit
grid_loss_autostart_delay	0 - 1200; Schrittweite / Step width: 1	300	s
start_power_gradient	1..200; Schrittweite / Step width: 1	2	kW/s
restart_power_gradient	1..200; Schrittweite / Step width: 1	50	kW/s

12 Eigenbedarf / Stand-by consumption

Wirkleistung, 10min- Maximalwert	Active power, 10min-Maximum value	30	kW
Wirkleistung, 10min-Mittelwert	Active power, 10min-Mean value	5	kW
Blindleistung, 10min-Maximalwert	Reactive power, 10min-Maximum value	4	kVAr

Der Eigenbedarf ist unabhängig von der Umgebungstemperatur.

The Stand-by consumption is independent to the ambient temperature.

13 Änderungsverfolgung / Release History

13.1 Rev. c zu Rev. b

1. Abbildungen numeriert; Abbildung 2, 3 und 5-10 neu hinzugefügt; Abbildung 13 aktualisiert
2. Kapitel 2.8: Minimale Softwareversion des Umrichter auf 0.47 erhöht
3. Kapitel 4.2: Neue Funktionalität "cos phi/P-Kennlinie" hinzugefügt.
4. Kapitel 8.1: Init-Parameter für LVRT ergänzt (U0, U4, U5, t4, t5). Zulässiger Bereich für alle Zeiten (t2..t5) auf 5s erhöht.
5. Kapitel 11.1: "restart_power_gradient" eingeführt. Dieser gilt für manuelles Starten der Anlage oder automatische Starts nach Fehlern (außer Netzfehler)
6. Kapitel 14.3.7: Parameterliste aktualisiert (Software Version ab 0.46).
7. Wirkleistungsregelung ist feiner parametrierbar. Hierzu Parameter U0 durch C4 und U1 durch C2 ersetzt, sowie Parameter C0, C1 und C3 hinzugefügt.
8. Parameter X0 entfällt, da nie verwendet.
9. Zur Vereinheitlichung der Software mit Goldwind-Umrichtern wurde Parameter H5 hinzugefügt.
10. Parameter T1 hinzugefügt. Gibt die Skalierung des Frequenzmeßbereichs an (notwendig für Brasilien: Meßbereich +/-5Hz). Gleichzeitig ist der neue Parameter "grid_frequency_range" in der Init-Datei abzuändern.

13.2 Rev. d zu Rev. c

1. Kapitel 2.8: Softwareversion Umrichter $\geq 0.47f$
2. Kapitel 2.10.8: Bemessungskurzschlußstrom ergänzt
3. Kapitel 4.1: Blindleistungsbereitstellung in Abhängigkeit von Unterspannung und Umgebungstemperatur eingefügt (4 Diagramme). Text unter PQ-Diagramm geändert.
4. Kapitel 5: Abbildung S/Smax über U entfernt, da dies jetzt detaillierter in Kapitel 4.1 dargestellt ist.
5. Kapitel 5.1: schnellen (festen) Eigenschutz der Anlage auf 1,3 Un angehoben. Einstellbereich von grid_voltage_max auf 1,25 Un angehoben.
6. Kapitel 5.2: Zweite Unterspannungsschutz-Stufe eingeführt, da die Implementierung über die LVRT-Kurve zuviel Verwirrung stiftet.
7. Kapitel 8.2: Karstellung, daß der Blindstrom im Fehler zusätzlich zum Vorfehlerstrom gefahren wird; zusätzlich k=-1 eingeführt (Zero-Power-Mode)
8. Kapitel 14 aus diesem Dokument entfernt, übersetzt, und in ein separates Dokument „Vensys_1500kW_LVRT_Behavior“ ausgelagert.

13.3 Rev. e zu Rev. d

1. Kapitel 2: Angaben zur Vensys 82 ergänzt
2. Kapitel 2.8: Softwareversion Umrichtersteuerung ≥ 0.48
3. Kapitel 2.10: Taktfrequenz des Umrichters eingefügt

13.4 Rev. f zu Rev. e

1. Kapitel 2: Daten der Vensys 70 eingepflegt (Rotor, Rotorblatt, Generator, Turm)
2. Kapitel 4: P/Q-Diagramm überarbeitet; cos-phi/U-Diagramm eingefügt.
3. Kapitel 4: Temperaturabhängige P/Q-Diagramme entfernt, da bei höheren Temperaturen Wasserkühlung zum Einsatz kommt.
4. Kapitel 4: Formeln und Tabelle zur Bestimmung des Wirkleistungslimits bei Unterspannung eingefügt
5. Kapitel 5: S/U-Diagramm eingefügt; Hinweis, daß zeitlich unbefristeter Betrieb außerhalb der Spannungsgrenzen möglich ist, dabei aber mehr Harmonische erzeugt werden.
6. Kapitel 7 und 8 neu gegliedert. Erklärungen bezüglich 4. Ergänzung der MSR eingefügt.



Flicker and Voltage Evaluation Rhode Island 10/2014

Final Report

prepared by:

ReNeCt GmbH

M.Sc. Patrick Feld

St.Johanner Str. 101-105
66115 Saarbrücken

Tel: +49(681)9494-1645

Fax: +49(681)9494-1647

Email: p.feld@renect.de

Customer:

Vensys Energy AG
Im Langental 6
66539 Neunkirchen

08.10.2014



Titel Flicker and Voltage Evaluation Rhode Island					
Index	Date	Name	Amendements	Approved	Date
01	08.10.2014	P.Feld	Document created	C.Contini <i>C. Contini</i>	09.10.14

 ReNeCt GmbH	Final Report Flicker and Voltage Evaluation Rhode Island	08.10.2014
		Vensys Energy AG

Summary

On behalf of Vensys Energy AG, ReNeCt GmbH has carried out an evaluation of flicker and voltage variation of 3 wind farms of the project coventry.

The following parameters were checked:

- Flicker emission during continuous operation
- Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)
- Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)
- Voltage change due to a switching operation

Conclusion:

The results show no conspicuities. All checked parameters are below the given limit values. No recommendations needed.

 ReNeCt GmbH	Final Report Flicker and Voltage Evaluation Rhode Island	08.10.2014
		Vensys Energy AG

Table of content

1	Purpose.....	1
2	Rated data	1
3	Calculation.....	2
3.1	Wind farm at Perry Hill/ Piggy Lane, Unit 1; 2; 2A and 2B	2
3.2	Wind farm at Flat River Road, Unit 3 and 4.....	6
3.3	Wind farm at Victory Highway, Unit 5; 6, 6A and 6B	8
4	Conclusion and recommendations.....	12
5	Table of figures.....	13

 ReNeCt GmbH	Final Report Flicker and Voltage Evaluation Rhode Island	08.10.2014
		Vensys Energy AG
		Seite 1 von 19

1 Purpose

On behalf of Vensys Energy AG, ReNeCt GmbH has carried out an evaluation of flicker and voltage variation of 3 wind farms of the project Coventry which were connected to different grid points. These points are:

- Perry Hill/ Piggy Lane (units 1; 2; 2A and 2B)
- Flat River Road (units 3 and 4)
- Victory Highway (units 5; 6; 6A and 6B)

The detailed connection is to be found in Figure 1 to Figure 4.

In the calculation the following parameters were determined:

- Flicker emission during continuous operation
- Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)
- Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)
- Voltage change due to a switching operation

2 Rated data

The parameters of the wind turbine Vensys 82 SDL were taken from the test report of the unit certificate (Figure 5). The grid data were sent by mail by Mr. Nicola Reis (ControlPoint Technologies, Inc.) (Figure 6).

3 Calculation

The calculations were explained after the desired example. Moreover the equations from the example were also used. The “worst” parameters of the wind turbine were taken for the calculation, to get worst case results.

3.1 Wind farm at Perry Hill/ Piggy Lane, unit 1; 2; 2A and 2B

3.1.1 One turbine in service

<u>Wind Turbine Data</u>	<u>Symbol</u>	<u>Unit</u>	<u>Grid Phase Angle</u>	
			70°	85°
Flicker Coefficient	c		0,970	0,880
Flicker Step Factor for grid phase angle of 70°/85°	K_f	°	0,093	0,096
Voltage variation factor for grid phase angle of 70°/85°	K_u		0,162	-0,160
Rated power of wind turbine	S_n	MVA	1,5	1,5
Number of identical turbines	N_{wt}		1	1
Number of switching operations per turbine over 10 minutes				
-for startup at cut-in wind speed			10	10
-for startup at rated wind speed	N_{10}		1	1
-for worst case of switching between generators				
Number of switching operations per turbine over 120 minutes				
-for startup at cut-in wind speed			12	12
-for startup at rated wind speed	N_{120}		12	12
-for worst case of switching between generators				
<u>Sytem Data</u>				
Short circuit level at PCC	S_k	MVA	27,70	
Grid impedance phase angle		°	71,66	
Short circuit ratio relative to wind farming	$S_k/(N_{wt} \times S_n)$		18,47	
<u>Criteria</u>				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		0,7	
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		0,9	
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		0,7	
Voltage change due to a switching operation	Δu			
-1 change per minute due to 1 turbine		%	2,0	
-10 change per minute due to 10 turbine		%	1,2	
-25 change per minute due to 10 turbine		%	1,0	
<u>Calculations</u>				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		0,053	0,048
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		0,185	0,191
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		0,087	0,090
Voltage change due to a switching operation	Δu	%	0,009	-0,009
<u>Criteria Check</u>				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		OK	OK
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		OK	OK
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		OK	OK
Voltage change due to a switching operation	Δu		OK	OK

3.1.2 Two turbines in service

Wind Turbine Data	Symbol	Unit	Grid Phase Angle	
			70°	85°
Flicker Coefficient	C		0,970	0,880
Flicker Step Factor for grid phase angle of 70/85°	K_f	°	0,093	0,096
Voltage variation factor for grid phase angle of 70/85°	K_u		0,162	-0,160
Rated power of wind turbine	S_n	MVA	1,5	1,5
Number of identical turbines	N_{wt}		2	2
Number of switching operations per turbine over 10 minutes				
-for startup at cut-in wind speed			10	10
-for startup at rated wind speed	N_{10}		1	1
-for worst case of switching between generators				
Number of switching operations per turbine over 120 minutes				
-for startup at cut-in wind speed			12	12
-for startup at rated wind speed	N_{120}		12	12
-for worst case of switching between generators				
Sytem Data				
Short circuit level at PCC	S_k	MVA	27,70	
Grid impedance phase angle		°	71,66	
Short circuit ratio relative to wind farming	$S_k/(N_{wt} \times S_n)$		9,23	
Criteria				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		0,7	
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		0,9	
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		0,7	
Voltage change due to a switching operation	Δu			
-1 change per minute due to 1 turbine		%	2,0	
-10 change per minute due to 10 turbine		%	1,2	
-25 change per minute due to 10 turbine		%	1,0	
Calculations				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		0,074	0,067
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		0,229	0,237
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		0,108	0,111
Voltage change due to a switching operation	Δu		0,009	-0,009
Criteria Check				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		OK	OK
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		OK	OK
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		OK	OK
Voltage change due to a switching operation	Δu		OK	OK

3.1.3 Three turbines in service

	Symbol	Unit	Grid Phase Angle	
			70°	85°
Wind Turbine Data				
Flicker Coefficient	C		0,970	0,880
Flicker Step Factor for grid phase angle of 70°/85°	K_f	°	0,093	0,096
Voltage variation factor for grid phase angle of 70°/85°	K_u		0,162	-0,160
Rated power of wind turbine	S_n	MVA	1,5	1,5
Number of identical turbines	N_{wt}		3	3
Number of switching operations per turbine over 10 minutes				
-for startup at cut-in wind speed			10	10
-for startup at rated wind speed	N_{10}		1	1
-for worst case of switching between generators				
Number of switching operations per turbine over 120 minutes				
-for startup at cut-in wind speed			12	12
-for startup at rated wind speed	N_{120}		12	12
-for worst case of switching between generators				
Sytem Data				
Short circuit level at PCC	S_k	MVA	27,70	
Grid impedance phase angle		°	71,66	
Short circuit ratio relative to wind farming	$S_k/(N_{wt} \times S_n)$		6,16	
Criteria				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		0,7	
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		0,9	
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		0,7	
Voltage change due to a switching operation	Δu			
-1 change per minute due to 1 turbine		%	2,0	
-10 change per minute due to 10 turbine		%	1,2	
-25 change per minute due to 10 turbine		%	1,0	
Calculations				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		0,091	0,083
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		0,260	0,269
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		0,122	0,126
Voltage change due to a switching operation	Δu		0,039	-0,009
Criteria Check				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		OK	OK
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		OK	OK
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		OK	OK
Voltage change due to a switching operation	Δu		OK	OK

3.1.4 Four turbines in service

<u>Wind Turbine Data</u>	<u>Symbol</u>	<u>Unit</u>	<u>Grid Phase Angle</u>	
			70°	85°
Flicker Coefficient	C		0,970	0,880
Flicker Step Factor for grid phase angle of 70°/85°	K_f	°	0,093	0,096
Voltage variation factor for grid phase angle of 70°/85°	K_u		0,162	-0,160
Rated power of wind turbine	S_n	MVA	1,5	1,5
Number of identical turbines	N_{wt}		4	4
Number of switching operations per turbine over 10 minutes				
-for startup at cut-in wind speed			10	10
-for startup at rated wind speed	N_{10}		1	1
-for worst case of switching between generators				
Number of switching operations per turbine over 120 minutes				
-for startup at cut-in wind speed			12	12
-for startup at rated wind speed	N_{120}		12	12
-for worst case of switching between generators				
<u>Sytem Data</u>				
Short circuit level at PCC	S_k	MVA	27,70	
Grid impedance phase angle		°	71,66	
Short circuit ratio relative to wind farming	$S_k/(N_{wt} \times S_n)$		4,62	
<u>Criteria</u>				
Flicker emission during continous operation	P_{ft}		0,7	
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		0,9	
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{ft}		0,7	
Voltage change due to a switching operation	Δu			
-1 change per minute due to 1 turbine		%	2,0	
-10 change per minute due to 10 turbine		%	1,2	
-25 change per minute due to 10 turbine		%	1,0	
<u>Calculations</u>				
Flicker emission during continous operation	P_{ft}		0,105	0,095
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		0,284	0,294
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{ft}		0,134	0,138
Voltage change due to a switching operation	Δu		0,053	-0,009
<u>Criteria Check</u>				
Flicker emission during continous operation	P_{ft}		OK	OK
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		OK	OK
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{ft}		OK	OK
Voltage change due to a switching operation	Δu		OK	OK

3.2 Wind farm at Flat River Road, unit 3 and 4

3.2.1 One turbine in service

<u>Wind Turbine Data</u>	<u>Symbol</u>	<u>Unit</u>	<u>Grid Phase Angle</u>	
			50°	70°
Flicker Coefficient	C		1,530	0,970
Flicker Step Factor for grid phase angle of 50°/70°	K_f	°	0,104	0,093
Voltage variation factor for grid phase angle of 50°/70°	K_u		0,521	0,162
Rated power of wind turbine	S_n	MVA	1,5	1,5
Number of identical turbines	N_{wt}		1	1
Number of switching operations per turbine over 10 minutes				
-for startup at cut-in wind speed			10	10
-for startup at rated wind speed	N_{10}		1	1
-for worst case of switching between generators				
Number of switching operations per turbine over 120 minutes				
-for startup at cut-in wind speed			12	12
-for startup at rated wind speed	N_{120}		12	12
-for worst case of switching between generators				
<u>Sytem Data</u>				
Short circuit level at PCC	S_k	MVA	26,20	
Grid impedance phase angle		°	67,91	
Short circuit ratio relative to wind farming	$S_k/(N_{wt} \times S_n)$		17,47	
<u>Criteria</u>				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		0,7	
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		0,9	
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		0,7	
Voltage change due to a switching operation	Δu			
-1 change per minute due to 1 turbine		%	2	
-10 change per minute due to 10 turbine		%	1,2	
-25 change per minute due to 10 turbine		%	1	
<u>Calculations</u>				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		0,088	0,056
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		0,219	0,196
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		0,103	0,092
Voltage change due to a switching operation	Δu	%	0,030	0,009
<u>Criteria Check</u>				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		OK	OK
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		OK	OK
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		OK	OK
Voltage change due to a switching operation	Δu		OK	OK

3.2.2 Two turbines in service

<u>Wind Turbine Data</u>	<u>Symbol</u>	<u>Unit</u>	<u>Grid Phase Angle</u>	
			50°	70°
Flicker Coefficient	C		1,530	0,970
Flicker Step Factor for grid phase angle of 50/70°	K_f	°	0,104	0,093
Voltage variation factor for grid phase angle of 50/70°	K_u		0,521	0,162
Rated power of wind turbine	S_n	MVA	1,5	1,5
Number of identical turbines	N_{wt}		2	2
Number of switching operations per turbine over 10 minutes				
-for startup at cut-in wind speed			10	10
-for startup at rated wind speed	N_{10}		1	1
-for worst case of switching between generators				
Number of switching operations per turbine over 120 minutes				
-for startup at cut-in wind speed			12	12
-for startup at rated wind speed	N_{120}		12	12
-for worst case of switching between generators				
<u>Sytem Data</u>				
Short circuit level at PCC	S_k	MVA	26,20	
Grid impedance phase angle		°	67,91	
Short circuit ratio relative to wind farming	$S_k/(N_{wt} \times S_n)$		8,73	
<u>Criteria</u>				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		0,7	
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		0,9	
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		0,7	
Voltage change due to a switching operation	Δu			
-1 change per minute due to 1 turbine		%	2,0	
-10 change per minute due to 10 turbine		%	1,2	
-25 change per minute due to 10 turbine		%	1,0	
<u>Calculations</u>				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		0,124	0,079
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		0,271	0,243
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		0,128	0,114
Voltage change due to a switching operation	Δu		0,030	0,009
<u>Criteria Check</u>				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		OK	OK
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		OK	OK
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		OK	OK
Voltage change due to a switching operation	Δu		OK	OK

3.3 Wind farm at Victory Highway, unit 5; 6, 6A and 6B

3.3.1 One turbine in service

<u>Wind Turbine Data</u>	<u>Symbol</u>	<u>Unit</u>	<u>Grid Phase Angle</u>	
			70°	85°
Flicker Coefficient	C		0,970	0,880
Flicker Step Factor for grid phase angle of 70°/85°	K_f	°	0,093	0,096
Voltage variation factor for grid phase angle of 70°/85°	K_u		0,162	-0,160
Rated power of wind turbine	S_n	MVA	1,5	1,5
Number of identical turbines	N_{wt}		1	1
Number of switching operations per turbine over 10 minutes				
-for startup at cut-in wind speed			10	10
-for startup at rated wind speed	N_{10}		1	1
-for worst case of switching between generators				
Number of switching operations per turbine over 120 minutes				
-for startup at cut-in wind speed			12	12
-for startup at rated wind speed	N_{120}		12	12
-for worst case of switching between generators				
<u>Sytem Data</u>				
Short circuit level at PCC	S_k	MVA	19,20	
Grid impedance phase angle		°	72,74	
Short circuit ratio relative to wind farming	$S_k/(N_{wt} \times S_n)$		12,80	
<u>Criteria</u>				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		0,7	
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		0,9	
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		0,7	
Voltage change due to a switching operation	Δu			
-1 change per minute due to 1 turbine		%	2,0	
-10 change per minute due to 10 turbine		%	1,2	
-25 change per minute due to 10 turbine		%	1,0	
<u>Calculations</u>				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		0,076	0,069
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		0,267	0,276
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		0,126	0,130
Voltage change due to a switching operation	Δu	%	0,013	-0,013
<u>Criteria Check</u>				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		OK	OK
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		OK	OK
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		OK	OK
Voltage change due to a switching operation	Δu		OK	OK

3.3.2 Two turbines in service

Wind Turbine Data	Symbol	Unit	Grid Phase Angle	
			70°	85°
Flicker Coefficient	C		0,970	0,880
Flicker Step Factor for grid phase angle of 70/85°	K_f	°	0,093	0,096
Voltage variation factor for grid phase angle of 70/85°	K_u		0,162	-0,160
Rated power of wind turbine	S_n	MVA	1,5	1,5
Number of identical turbines	N_{wt}		2	2
Number of switching operations per turbine over 10 minutes				
-for startup at cut-in wind speed			10	10
-for startup at rated wind speed	N_{10}		1	1
-for worst case of switching between generators				
Number of switching operations per turbine over 120 minutes				
-for startup at cut-in wind speed			12	12
-for startup at rated wind speed	N_{120}		12	12
-for worst case of switching between generators				
Sytem Data				
Short circuit level at PCC	S_k	MVA	19,20	
Grid impedance phase angle		°	72,74	
Short circuit ratio relative to wind farming	$S_k/(N_{wt} \times S_n)$		6,40	
Criteria				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		0,7	
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		0,9	
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		0,7	
Voltage change due to a switching operation	Δu			
-1 change per minute due to 1 turbine		%	2,0	
-10 change per minute due to 10 turbine		%	1,2	
-25 change per minute due to 10 turbine		%	1,0	
Calculations				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		0,107	0,097
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		0,331	0,342
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		0,156	0,161
Voltage change due to a switching operation	Δu		0,013	-0,013
Criteria Check				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		OK	OK
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		OK	OK
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		OK	OK
Voltage change due to a switching operation	Δu		OK	OK

3.3.3 Three turbines in service

	Symbol	Unit	Grid Phase Angle	
			70°	85°
Wind Turbine Data				
Flicker Coefficient	C		0,970	0,880
Flicker Step Factor for grid phase angle of 70°/85°	K_f	°	0,093	0,096
Voltage variation factor for grid phase angle of 70°/85°	K_u		0,162	-0,160
Rated power of wind turbine	S_n	MVA	1,5	1,5
Number of identical turbines	N_{wt}		3	3
Number of switching operations per turbine over 10 minutes				
-for startup at cut-in wind speed			10	10
-for startup at rated wind speed	N_{10}		1	1
-for worst case of switching between generators				
Number of switching operations per turbine over 120 minutes				
-for startup at cut-in wind speed			12	12
-for startup at rated wind speed	N_{120}		12	12
-for worst case of switching between generators				
Sytem Data				
Short circuit level at PCC	S_k	MVA	19,20	
Grid impedance phase angle		°	72,74	
Short circuit ratio relative to wind farming	$S_k/(N_{wt} \times S_n)$		4,27	
Criteria				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		0,7	
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		0,9	
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		0,7	
Voltage change due to a switching operation	Δu			
-1 change per minute due to 1 turbine		%	2,0	
-10 change per minute due to 10 turbine		%	1,2	
-25 change per minute due to 10 turbine		%	1,0	
Calculations				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		0,131	0,119
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		0,375	0,387
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		0,177	0,182
Voltage change due to a switching operation	Δu		0,057	-0,013
Criteria Check				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		OK	OK
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		OK	OK
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		OK	OK
Voltage change due to a switching operation	Δu		OK	OK

3.3.4 Four turbines in service

	Symbol	Unit	Grid Phase Angle	
			70°	85°
Wind Turbine Data				
Flicker Coefficient	C		0,970	0,880
Flicker Step Factor for grid phase angle of 70°/85°	K_f	°	0,093	0,096
Voltage variation factor for grid phase angle of 70°/85°	K_u		0,162	-0,160
Rated power of wind turbine	S_n	MVA	1,5	1,5
Number of identical turbines	N_{wt}		4	4
Number of switching operations per turbine over 10 minutes				
-for startup at cut-in wind speed			10	10
-for startup at rated wind speed	N_{10}		1	1
-for worst case of switching between generators				
Number of switching operations per turbine over 120 minutes				
-for startup at cut-in wind speed			12	12
-for startup at rated wind speed	N_{120}		12	12
-for worst case of switching between generators				
Sytem Data				
Short circuit level at PCC	S_k	MVA	19,20	
Grid impedance phase angle		°	72,74	
Short circuit ratio relative to wind farming	$S_k/(N_{wt} \times S_n)$		3,20	
Criteria				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		0,7	
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		0,9	
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		0,7	
Voltage change due to a switching operation	Δu			
-1 change per minute due to 1 turbine		%	2,0	
-10 change per minute due to 10 turbine		%	1,2	
-25 change per minute due to 10 turbine		%	1,0	
Calculations				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		0,152	0,138
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		0,410	0,424
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		0,193	0,199
Voltage change due to a switching operation	Δu		0,076	-0,013
Criteria Check				
Flicker emission during continous operation	P_{lt}		OK	OK
Flicker emissions due to switching operations (10 minutes)	P_{st}		OK	OK
Flicker emissions due to switching operations (120 minutes)	P_{lt}		OK	OK
Voltage change due to a switching operation	Δu		OK	OK

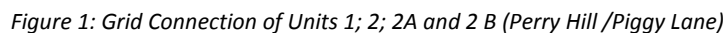
 ReNeCt GmbH	Final Report Flicker and Voltage Evaluation Rhode Island	08.10.2014
		Vensys Energy AG
		Seite 12 von 19

4 Conclusion and recommendations

The results show no conspicuities. All checked parameters are below the given limit values. No recommendations needed.

5 Table of figures

Figure 1: Grid Connection of Units 1; 2; 2A and 2 B (Perry Hill /Piggy Lane)	14
Figure 2: Grid Connection of Unit 3 (Flat River Road)	15
Figure 3: Grid Connection of Unit 4 (Flat River Road)	16
Figure 4: Grid Connection of Units 5; 6; 6A and 6B.....	17
Figure 5: Wind Turbine Data from the test report.....	18
Figure 6: Grid data received for the calculation of the flicker and voltage variation. Perry Hill/Piggy (top), Flat river Road (mid) and Victory Highway (below) are the corresponding connection points..	19



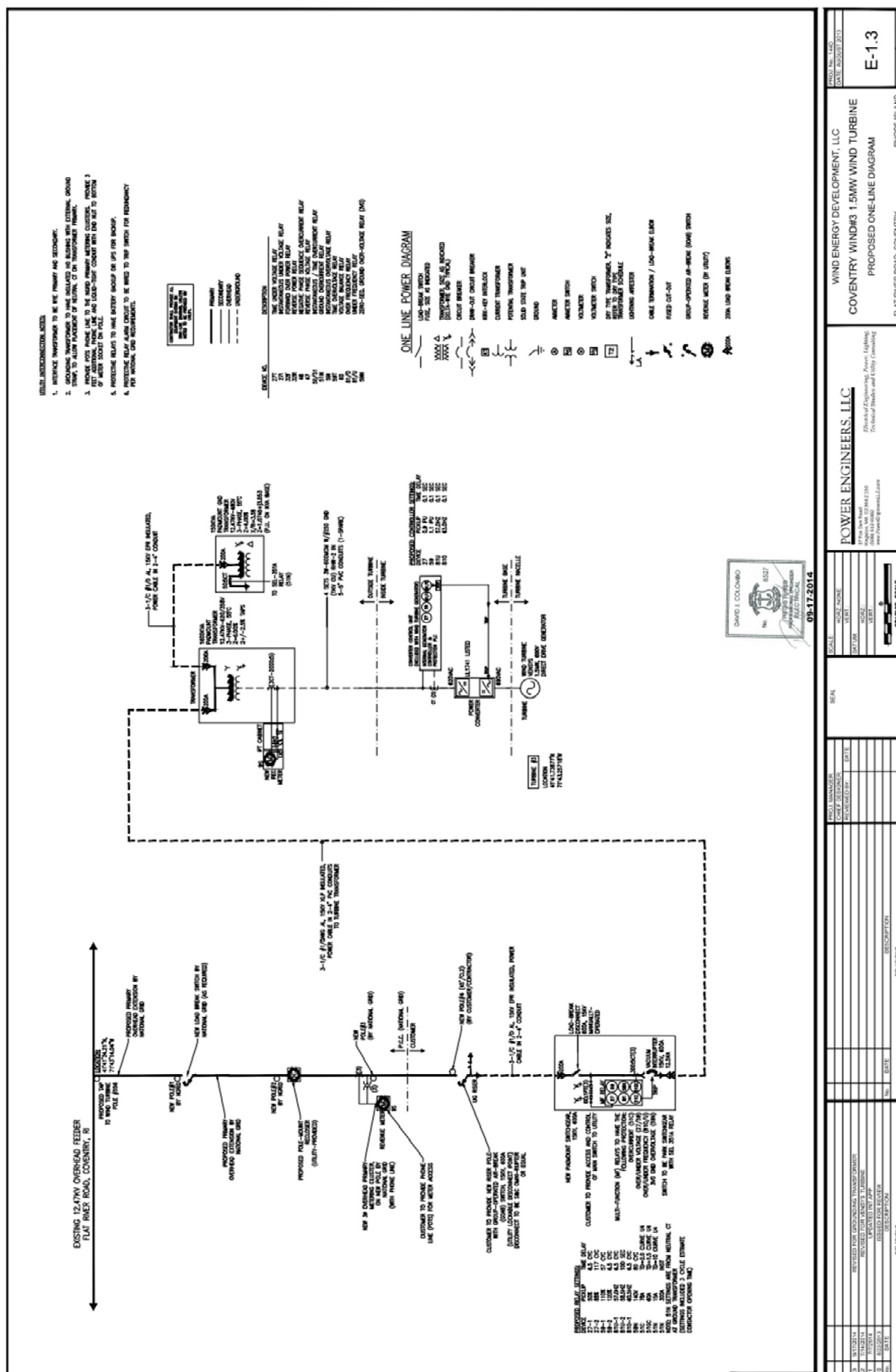


Figure 2: Grid Connection of Unit 3 (Flat River Road)

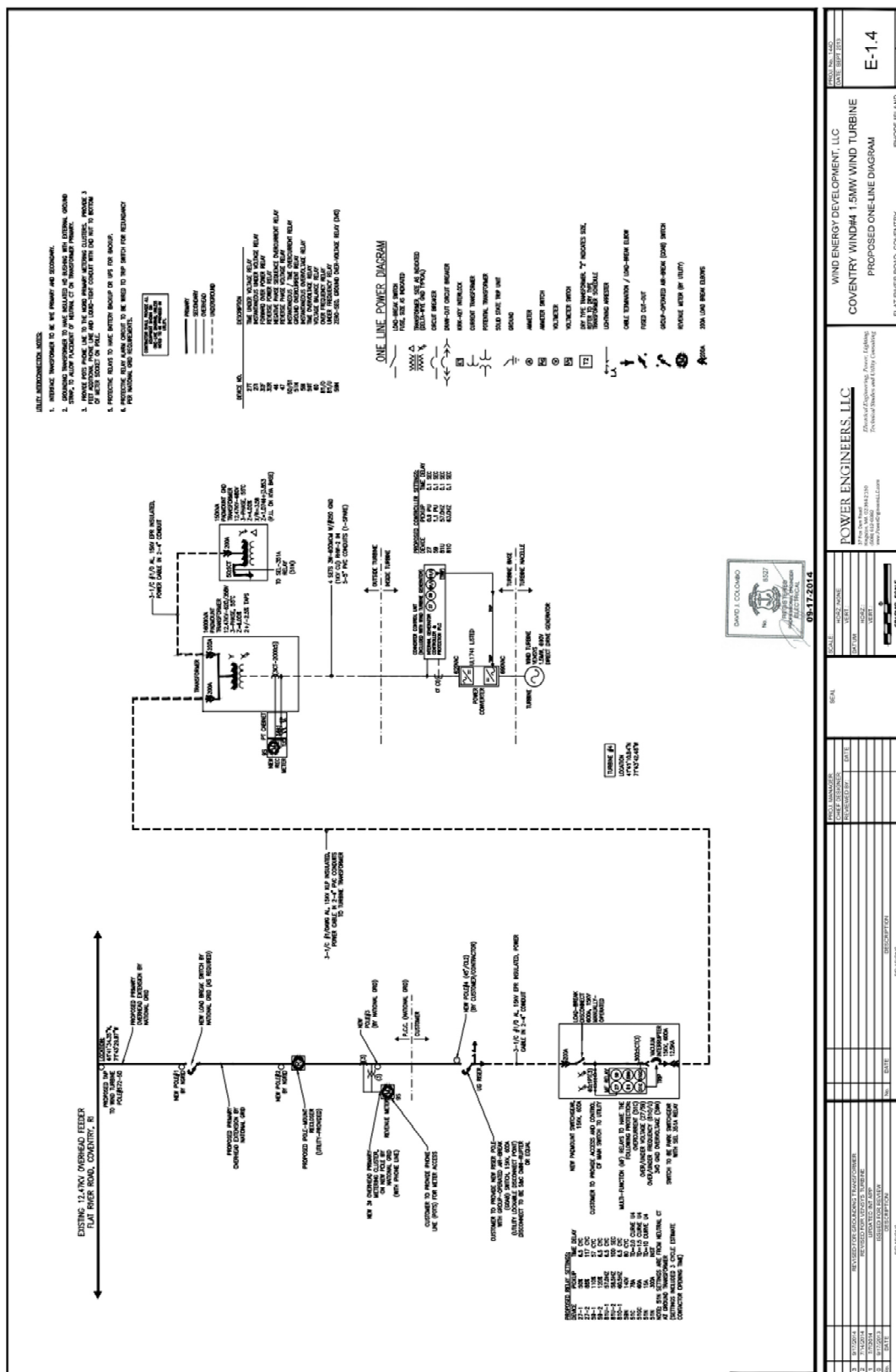


Figure 3: Grid Connection of Unit 4 (Flat River Road)

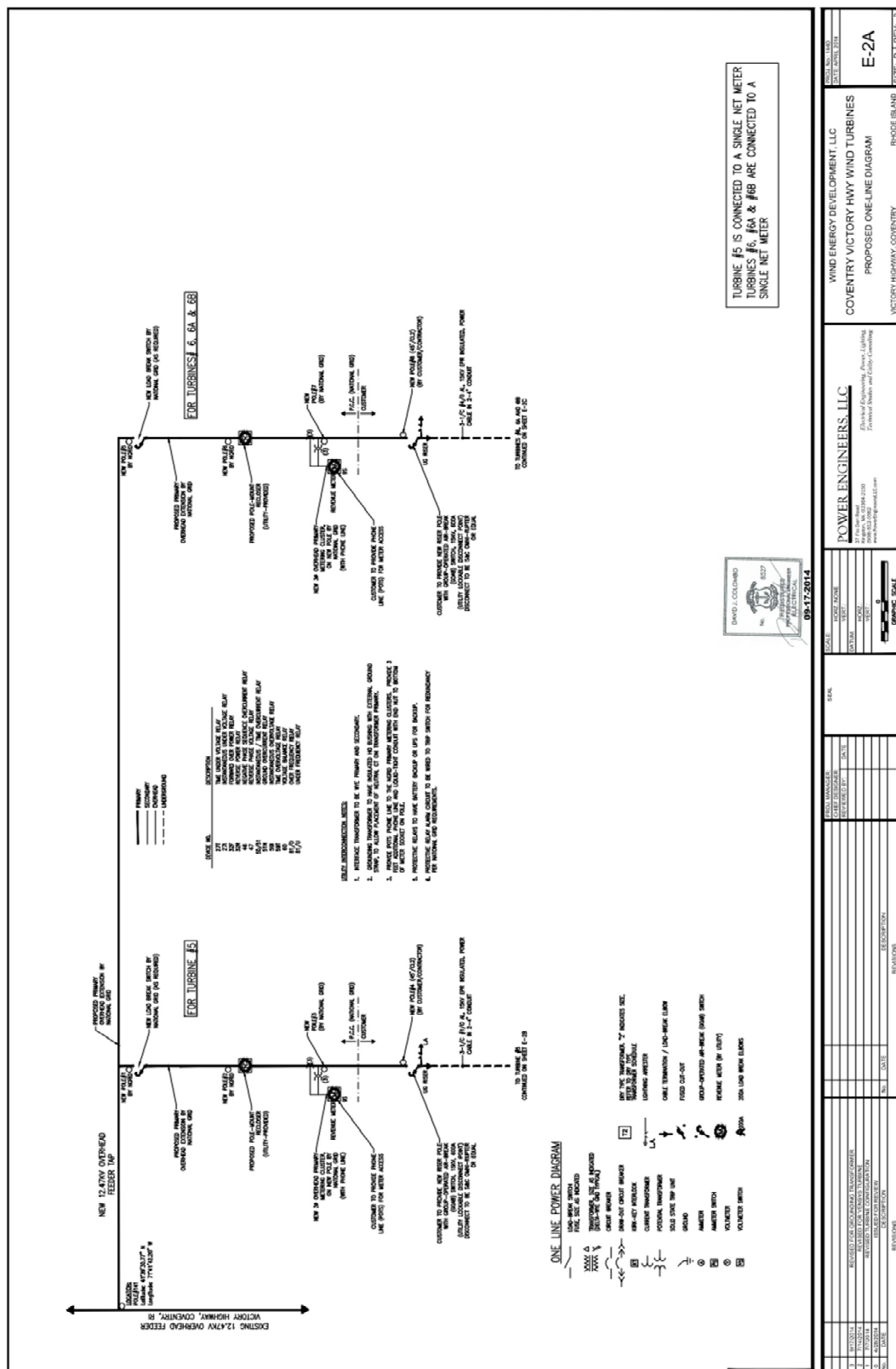


Figure 4: Grid Connection of Units 5; 6; 6A and 6B

Neendaten / Rated data:

Nennscheinleistung S_n <i>Rated apparent power S_n</i>	1,500 kVA	Nennstrom I_n <i>Rated current I_n</i>	1,396.8 A
Nennfrequenz f_n <i>rated frequency f_n</i>	50 Hz	Nennspannung U_n <i>rated Voltage U_n</i>	620 V

Flicker:

Netzimpedanzwinkel/ Network impedance phase angle, ψ_k	30°	50°	70°	85°
Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit/ Annual average wind speed, v_a (m/s)	Flickerkoeffizient/ <i>Flicker coefficient</i> , $c(\psi_k, v_a)$			
$v_a = 6.0$ m/s	1.29	1.53	0.97	0.88
$v_a = 7.5$ m/s	1.40	1.21	0.97	0.87
$v_a = 8.5$ m/s	1.45	1.25	0.97	0.87
$v_a = 10.0$ m/s	1.50	1.28	0.97	0.87

Schalthandlungen/Switching operations:

Schaltvorgang/ <i>Case of switching operation</i>	Einschalten bei Einschaltwind/ <i>Start-up at cut-in wind speed</i>			
Max. Anzahl an Schalthandlungen, N_{10} <i>Max. number of switching operations, N_{10}</i>	10			
Max. Anzahl an Schalthandlungen, N_{120} <i>Max. number of switching operations, N_{120}</i>	12			
Netzimpedanzwinkel/ <i>Grid impedance angle</i>	30°	50°	70°	85°
Spannungsänderungsfaktor/ <i>Voltage change factor, $k_U(\psi_k)$</i>	0.023	0.012	-0.001	-0.010
Flickerformfaktor/ <i>Flicker step factor, $k_f(\psi_k)$</i>	0.081	0.069	0.058	0.057

Schaltvorgang/ <i>Case of switching operation</i>	Einschalten bei Nennwind/ <i>Start-up at rated wind speed</i>			
Max. Anzahl an Schalthandlungen, N_{10} <i>Max. number of switching operations, N_{10}</i>	1			
Max. Anzahl an Schalthandlungen, N_{120} <i>Max. number of switching operations, N_{120}</i>	12			
Netzimpedanzwinkel/ <i>Grid impedance angle</i>	30°	50°	70°	85°
Spannungsänderungsfaktor/ <i>Voltage change factor, $k_U(\psi_k)$</i>	0.816	0.521	0.162	-0.124
Flickerformfaktor/ <i>Flicker step factor, $k_f(\psi_k)$</i>	0.121	0.104	0.089	0.088

Schaltvorgang/ <i>Case of switching operation</i>	Seviceabschaltung bei Nennleistung/ <i>Cut off at rated power</i>			
Max. Anzahl an Schalthandlungen, N_{10} <i>Max. number of switching operations, N_{10}</i>	1			
Max. Anzahl an Schalthandlungen, N_{120} <i>Max. number of switching operations, N_{120}</i>	12			
Netzimpedanzwinkel/ <i>Grid impedance angle</i>	30°	50°	70°	85°
Spannungsänderungsfaktor/ <i>Voltage change factor, $k_U(\psi_k)$</i>	0.802	0.496	0.130	-0.160
Flickerformfaktor/ <i>Flicker step factor, $k_f(\psi_k)$</i>	0.068	0.082	0.093	0.096
Schlechtester Wert aller Schaltvorgänge, k_{imax} / <i>Worst case all switching operation, k_{imax}</i>	1.142			

Figure 5: Wind Turbine Data from the test report of the Vensys 82 SDL (only extracts)

WED 1, 2, 2A, & 2B POI Perry Hill/Piggy Fault DATA Perry Hill & Flat River Reconductored	AMPS	MVA	X/R	Ro/X1	Xo/X1
Single Phase	854.4	19	2.609	2.60962	2.30792
Three Phase	1247	27.7	3.01595	0.98764	2.30792
THEVENIN IMPEDANCE (OHM)					
Positive sequence	Negative Sequence	Zero Sequence			
1.86734+j5.63181	1.86735+j5.63173	5.56218+j12.9978			

WED 3 & 4 POI Fault DATA 4/0 flat River Reconductored	AMPS	MVA	X/R	Ro/X1	Xo/X1
Single Phase	803	17.8	2.46399	1.04629	2.32746
Three Phase	1178	26.2	2.46399	1.04629	2.32746
THEVENIN IMPEDANCE (OHM)					
Positive sequence	Negative Sequence	Zero Sequence			
2.10129+j5.91929	2.1013+j 5.9192	6.19331+j13.7769			

WED 5, 6, 6A & 6B POI Fault DATA	AMPS	MVA	X/R	Ro/X1	Xo/X1
Single Phase	701	15.6	3.21898	0.4655	1.73289
Three Phase	863	19.2	3.21898	0.4655	1.73289
THEVENIN IMPEDANCE (OHM)					
Positive sequence	Negative Sequence	Zero Sequence			
2.82348+j8.13514	2.82356+j8.13525	3.7869+j14.0973			

Figure 6: Grid data received for the calculation of the flicker and voltage variation. Perry Hill/Piggy (top), Flat river Road (mid) and Victory Highway (below) are the corresponding connection points.

Von: Theo Peters

Gesendet: Freitag, 21. November 2014 10:02

An: 'Kennedy, John C.'; 'dave@powerengineersllc.com'

Cc: 'Mark DePasquale (md@wedenergy.com)'

Betreff: AW: WED Data ----FW: Clarification documents

Hello John,

Yes this is right. Looking forward to see the study.
Greetings from Mark who is dictating...
Theo

Von: Kennedy, John C. [<mailto:John.Kennedy@nationalgrid.com>]

Gesendet: Freitag, 21. November 2014 09:30

An: Theo Peters; 'dave@powerengineersllc.com'

Cc: 'Mark DePasquale (md@wedenergy.com)'

Betreff: RE: WED Data ----FW: Clarification documents

Hi Theo,
Our engineer is reviewing and has asked for you to specifically confirm his questions below:

Is the maximum ramp up rate 200 kW/sec?
Is the maximum ramp down rate 200 kW/sec?
Is the minimum ramp up 1 kW/sec?
Is the minimum ramp down rate is 1 kW/sec?

Are all ramp rates fully adjustable in 1 kW/sec steps?

Dave,
We still need the distances for 3, 4, 5 & 6?

Best,

John Kennedy

nationalgrid

Lead Technical Support Consultant - RI

Technical Sales and Engineering Support

Office: 401-784-7221

Please select the appropriate link below for the latest DG information:

National Grid's DG Website(RI)

RIPUC No.2078 Standards for Connecting Distributed Generation

RIPUC No.2075 Net Metering Provision

ESB No.756 Requirements for Parallel Generation

From: Theo Peters [<mailto:T.Peters@vensys.de>]

Sent: Monday, November 17, 2014 11:31 AM

To: Kennedy, John C.

Cc: Mark DePasquale (md@wedenergy.com)

Subject: WG: WED Data ----FW: Clarification documents

Hi John,

Yes, the below table shows the min and max ramp up steps. 200kW/s
Lower is possible to, if NG would like a ramp up in smaller steps we can adjust to that.

Does that clarify your question?

Greetings from Germany

Theo

Theodor Peters

VENSYS Energy AG Im Langental 6 66539 Neunkirchen GERMANY

T: +49 68 21 95 17 - 0 F: +49 68 21 95 17 - 411

Cell Germany: +49 160 9059 2876 Cell Canada +1 226 821 2102

t.peters@vensys.de www.vensys.de

Amtsgericht Saarbrücken / Local court of Saarbruecken

HRB 16393 / USt-ID-Nr.: DE 255 678 056

Vorstand / Board of Directors:

Jürgen Rinck, Stefan Groß

Aufsichtsratsvorsitzender / Chairman of supervisory board:

Wu Gang

Diese E-Mail enthält vertrauliche und/oder rechtlich geschützte Informationen. Wenn Sie nicht der richtige Adressat sind oder diese E-Mail irrtümlich erhalten haben, informieren Sie bitte sofort den Absender und vernichten Sie diese Mail. Das unerlaubte Kopieren sowie die unbefugte Weitergabe dieser E-Mail sind nicht gestattet.

This e-mail may contain confidential and/or privileged information. If you are not the intended recipient or have received this e-mail in error please notify the sender immediately and destroy this e-mail. Any unauthorised copying, disclosure or distribution of the material in this e-mail is strictly forbidden.

Besuchen Sie uns:/Visit us:

Windenergietage NRW 2014 – 27.-28. November – Bad Driburg, Germany

Vorschau 2015:/Forecast 2015:

AllEnergy2015 – 6.-7.May – stand G41 – Glasgow, Scotland

PSEW2015 – April – Serock, Poland

HUSUM Wind 2015 – 15.9.-18.9. – stand 1D13 – Husum, Germany

From: Kennedy, John C. []
Sent: Friday, November 14, 2014 11:27 AM
To: Mark(Wind) Depasquale
Cc: 'Nick Reis'; George, Caleb; 'David Colombo'
Subject: FW: WED Data ----FW: Clarification documents

Mark,
Please have Theo confirm that the table below indicates max and min ramp up/ramp down rates.
thanks

John Kennedy

nationalgrid
Lead Technical Support Consultant - RI
Technical Sales and Engineering Support
Office: 401-784-7221

Please select the appropriate link below for the latest DG information:

[National Grid's DG Website\(RI\)](#)
[RIPUC No.2078 Standards for Connecting Distributed Generation](#)
[RIPUC No.2075 Net Metering Provision](#)
[ESB No.756 Requirements for Parallel Generation](#)

From: Reis, Nicholas J.
Sent: Thursday, November 13, 2014 10:31 AM
To: Kennedy, John C.
Cc: nreis@controlpointtech.com; George, Caleb; Kathy Castro @ Control Point
Subject: RE: WED Data ----FW: Clarification documents

Minimale Wirkleistungsgrenze ohne Netztrennung	Minimum Active Power Limit without tripping	75	kW
Maximale Wirkleistungsgrenze	Maximum Active Power Limit	1500	kW
Schrittweite	Step Width	1	kW
Kleinstmögliche Steigung der Wirkleistungsrampe	Minimum Active Power Gradient	1	kW/s
Größtmögliche Steigung der Wirkleistungsrampe	Maximum Active Power Gradient	200	kW/s
Standardeinstellung	Default value	50	kW/s
Schrittweite	Step Width	1	kW/s

Skalierung Analogeingang / Scaling analog input:

In order for me to accurately model what impact these machines can have on the power system we need a detailed explanation of what the minimum and maximum Active Power Gradient is?

What is the maximum ramp up rate kW/ sec of the generator and the maximum ramp down rate kW/ sec of the generator?

Thanks,

Nick

Nicholas J. Reis, P.E.

Contractor Control Point Technologies

Cell 401-413-9099
nicholas.reis@nationalgrid.com

From: Kennedy, John C.
Sent: Wednesday, November 12, 2014 3:19 PM
To: Reis, Nicholas J.
Cc: George, Caleb
Subject: WED Data ----FW: Clarification documents

Nick,
This is what WED has provided for ramp up rates requested. Let me know if information is what you require.
Thanks.

John Kennedy

nationalgrid
Lead Technical Support Consultant - RI
Technical Sales and Engineering Support
Office: 401-784-7221

Please select the appropriate link below for the latest DG information:

[National Grid's DG Website\(RI\)](#)
[RIPUC No.2078 Standards for Connecting Distributed Generation](#)
[RIPUC No.2075 Net Metering Provision](#)
[ESB No.756 Requirements for Parallel Generation](#)

From: Mark(Wind) Depasquale [<mailto:md@wedenergy.com>]
Sent: Tuesday, November 11, 2014 6:17 PM
To: Kennedy, John C.
Cc: 'P. E. David J. Colombo (Dave@PowerEngineersLLC.com)'; t.peters@vensys.de; Mark(Wind) Depasquale
Subject: Clarification documents

John, Enclosed documents from the manufacture, section 11 shows the ramp up / delay settings. It is possible to adjust this settings if required. This should be everything you need to answers Caleb's question.