

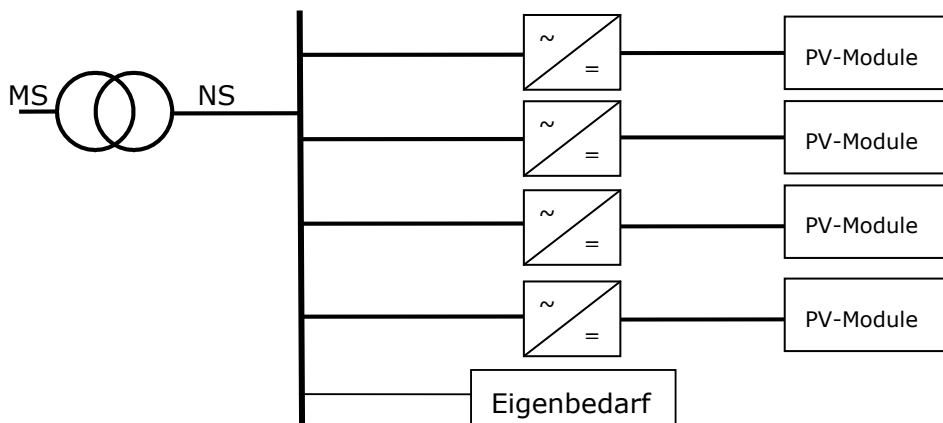
D Beispiele für die Anschlussbeurteilung von Erzeugungsanlagen

D.1 Anschluss einer 800-kW-Photovoltaik-Anlage

Daten der Erzeugungsanlage

beantragte Anschlusswirkleistung:	800 kW
voraussichtliche Jahresenergie:	720 MWh
beantragter Eigenbedarf:	10 kW

Erzeugungseinheiten



Hersteller:	WR, Typ PV 200
Bemessungsscheinleistung:	$S_{rE} = 220 \text{ kVA}$
Anzahl der Erzeugungseinheiten:	4 Stück
Wechselrichter:	Selbstgeführter Wechselrichter 14 kHz Bemessungsspannung: 400 V Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$: einstellbar zwischen 0,92 untererregt und 0,92 übererregt
Konzept (Kurzbeschreibung, Umrichterkonzept)	
- 4 Zentralwechselrichter über 1000-kVA-Kundentransformator angeschlossen	
- Entkopplungsschutzeinrichtungen in jedem Zentralwechselrichter einzeln realisiert	
- Anschluss an das MS-Netz über Sicherheits-Lasttrennschalter-Kombination	
- Eigenbedarf 10 kW	

Kurzschlussverhalten (bei einem dreipoligen Fehler auf der NS-Seite des Maschinentransformators)

Verhältnis subtransienter Kurzschlussstrom / Bemessungsstrom $\hat{I}_{k3} / I_{rE} = 1 \text{ p.u.}$

bzw. Verhältnis Anlaufstrom / Bemessungsstrom $I_{An} / I_{rE} = 1 \text{ p.u.}$

Entkupplungseinrichtungen

Die Entkupplungseinrichtungen sind im Zentralwechselrichter integriert. Da die Entkupplungsschutzeinrichtungen auf der Niederspannungsseite realisiert werden, wird die Stufung des Kundentransformators vom Netzbetreiber festgelegt. Ohne Zustimmung des Netzbetreibers darf das Übersetzungsverhältnis nicht geändert werden.

In der Übergabestation wurde eine übergeordnete Entkupplungsschutzeinrichtung (inkl. Leistungsschalter) konzeptionell berücksichtigt.

Erzeugungsanlage (Daten stammen aus dem Datenblatt)

Kundentransformator

OS-Seite	Bemessungsspannung:	$U_{rT-OS} = 20 \text{ kV}$
	Bemessungsleistung:	$S_{rT-OS1} = 1000 \text{ kVA}$
	Stufenschalter max.	$U_{max1} = 21 \text{ kV}$
	Stufenschalter min.	$U_{min1} = 19 \text{ kV}$
	Anzahl der Stufen:	5
US1-Seite	Bemessungsspannung:	$U_{rT-US1} = 0,4 \text{ kV}$
	Schaltgruppe	Dyn5
	rel. Kurzschlussspannung bei Mittelstellung des Stufenschalters:	OS-US $u_{k-OS-US} = 6 \%$

Mittelspannungsseitiges Netz der Erzeugungsanlage

gesamte Kabellänge: 2 km

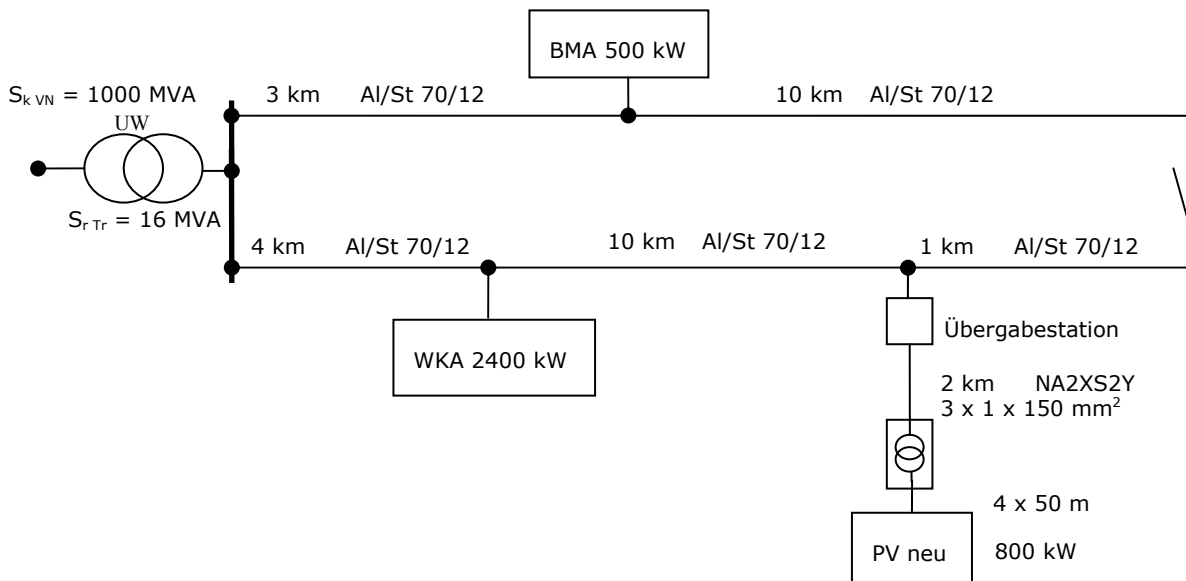
Typ, Querschnitt des Kabels: NA2XS2Y 3 x 1 x 150 mm²

Niederspannungsseitiges Netz der Erzeugungsanlage

gesamte Kabellänge: 0,05 km

Typ, Querschnitt des Kabels: NYY 4 x 300 mm² x 4

Netzdaten



Kurzschlussleistung des vorgelagerten Netzes: $S_{kVN} = 1000 \text{ MVA}$

Netztransformator: $S_{rTr} = 16 \text{ MVA}$ $u_k = 12 \%$ $P_{Cu} = 92 \text{ kW}$

Freileitung Al/St 70/12: $R' = 0,413 \Omega/\text{km}$ $X' = 0,345 \Omega/\text{km}$

Berechnung der Netzkurzschlussleistung S_{kV} am Netzanschlusspunkt

- Impedanzen des 110-kV-Netzes, $S_{kVN} = 1000 \text{ MVA}$

$$Z_N = \frac{U^2}{S_{kVN}} = \frac{20 \text{ kV} \cdot 20 \text{ kV}}{1000 \text{ MVA}} = 0,4 \Omega$$

$$X_N \approx Z_N = 0,4 \Omega$$

Wenn das Verhältnis Reaktanz zu Widerstand nicht bekannt ist, kann als Richtwert ein Wert von 6 eingesetzt werden.

$$X_N = 0,4 \Omega \qquad R_N = 0,07 \Omega$$

- Impedanzen des Netztransformators, $S_{rTr} = 16 \text{ MVA}$, $u_k = 12 \%$

$$S_{kT} = \frac{S_r}{u_k} = 133,3 \text{ MVA} \qquad X_T \approx Z_T = \frac{U^2}{S_{kT}} = 3 \Omega$$

Der Widerstand des Netztransformators kann in der Regel vernachlässigt, aber auch gegebenenfalls aus den Kurzschlussverlusten des Netztransformators berechnet werden.

- Kurzschlussverluste $P_{Cu} = 92 \text{ kW}$

$$P_{Cu} = 3 \cdot I_r^2 \cdot R_T = 3 \cdot \frac{S_r^2}{3 \cdot U^2} \cdot R_T$$

$$R_T = \frac{U^2}{S_r^2} \cdot P_{Cu} = 0,14 \Omega$$

- Impedanzen der Freileitung, Länge 14 km

- Reaktanzbelag der Freileitung: 0,345 Ω/km

- Widerstandsbelag der Freileitung: 0,413 Ω/km

$$X_L = 4,83 \Omega \quad R_L = 5,78 \Omega$$

Die für den Anschluss der Anlage maßgebenden Impedanzen ergeben sich aus der Summe der drei Einzelwerte zu

$$X_{kV} = 8,23 \Omega \quad R_{kV} = 5,99 \Omega \quad Z_{kV} = 10,18 \Omega$$

und die Kurzschlussleistung zu

$$S_{kV} = \frac{U^2}{Z_{kV}} = 39,3 \text{ MVA}$$

Festlegungen des Netzbetreibers zum Netzanschluss

Bei dem Netz handelt es sich um ein Landnetz, an dem weitere Erzeugungsanlagen erwartet werden. Um das Netz optimal auszulasten, sollen sich alle neuen Erzeugungsanlagen an der statischen Spannungsstützung beteiligen. Eine dynamische Netzstützung wird vorerst nicht vorgesehen.

Die statische Spannungsstützung soll mit einer $\cos\varphi(P)$ -Kennlinie realisiert werden. Die $\cos\varphi(P)$ -Kennlinie wird vom Netzbetreiber vorgegeben. Hierzu muss die Erzeugungsanlage so betrieben werden können, dass der Verschiebungsfaktor am Netzanschlusspunkt zwischen

$$0,95_{\text{untererregt}} \leq \cos\varphi \leq 1$$

eingestellt werden kann.

An der Anschlussfreileitung ist bereits eine Windkraftanlage ($P_{AV} = 2,4 \text{ MW}$, $\cos\varphi = 1$) angeschlossen. Ausserdem befindet sich eine weitere Erzeugungsanlage (Biomasse, $P_{AV} = 500 \text{ kW}$, $\cos\varphi = 1$) auf der anderen Ringseite.

Überprüfung der zulässigen Spannungsänderung nach Kapitel 2.3

Da die Spannung an der Sammelschiene des Umspannwerkes als konstant angenommen wird, werden für das Kriterium „Spannungsänderung“ nur die Impedanzen im Mittelspannungsnetz berücksichtigt.

$$X_{kV, MS} = 4,83 \Omega \qquad R_{kV, MS} = 5,78 \Omega \qquad Z_{kV, MS} = 7,53 \Omega$$

Bei einem Verschiebungsfaktor $\cos\varphi = 1$, ergibt sich eine Spannungsänderung am Verknüpfungspunkt der PV-Anlage von:

$$\Delta u_a = \frac{S_{Amax} \cdot (R_{kV} \cdot \cos|\varphi| - X_{kV} \cdot \sin|\varphi|)}{U^2} = \frac{800kVA \cdot (5,78\Omega \cdot 1)}{(20kV)^2} = 1,16\%$$

Die maximale Scheinleistung der Erzeugungsanlage ergibt sich bei einem Verschiebungsfaktor von $\cos\varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$.

Nach Formel B.1-1 wird für den untererregten Betrieb eine Spannungsänderung am Verknüpfungspunkt der PV-Anlage von:

$$\Delta u_a = \frac{S_{Amax} \cdot (R_{kV} \cdot \cos|\varphi| - X_{kV} \cdot \sin|\varphi|)}{U^2} = \frac{842kVA \cdot (5,78\Omega \cdot 0,95 - 4,83\Omega \cdot 0,31)}{(20kV)^2} = 0,84\%$$

ermittelt. Unter Berücksichtigung der vorhandenen Windkraftanlage und der geplanten Photovoltaik-Anlage ergibt sich durch Überlagerung der Spannungsänderungen beider Anlagen eine Spannungsänderung, wie in Tabelle D.1-1 dargestellt.

	Spannungsänderung in %	
	VP WKA	VP PV
WKA ($\cos \varphi = 1$)	0,99	0,99
PV neu ($0,95_{\text{untererregt}}$)	0,24	0,84
Summe	1,23	1,83

Tabelle D.1-1: Spannungsänderung an den einzelnen Verknüpfungspunkten.

Es ergibt sich eine Spannungsanhebung von 1,83 %, der Anschluss ist also zulässig.

Anmerkung: Mit einem Verschiebungsfaktor von $\cos \varphi = 1$ würde sich eine Spannungsanhebung am VP PV von $u_a = 1,16 \% + 0,99 \% = 2,15 \%$ ergeben. Der Anschluss wäre also nicht zulässig.

Zur individuellen Festlegung der $\cos\varphi(P)$ -Kennlinie muss mindestens noch ein weiterer Punkt der Kennlinie berechnet werden. Die Kennlinie wird so festgelegt, dass die Spannungsanhebung konstant ist. Das bedeutet, es ergibt sich für jeden Verschiebungsfaktor eine maximal mögliche Einspeisung, z.B.:

$$P_{Amax} = \frac{\cos\varphi \cdot \Delta u_a \cdot U^2}{(R_{kV} \cdot \cos|\varphi| - X_{kV} \cdot \sin|\varphi|)} = \frac{0,0084 \cdot (20kV)^2}{5,78\Omega} = 580kW$$

Es ergeben sich folgende Kennlinienpunkte:

cos φ (nur PV-Anlage)	Spannungsänderung PV + WKA (nur PV) in %		
	VP WKA	VP PV	P_{Amax}/kW
0,95 untererregt	1,23 (0,24)	1,83 (0,84)	800
0,98 untererregt	1,23 (0,24)	1,83 (0,84)	700
1	1,23 (0,24)	1,83 (0,84)	580

Tabelle D.1-2: Spannungsänderung an den einzelnen Verknüpfungspunkten.

Aus Tabelle D.1-2 ergibt sich folgende Kennlinie:

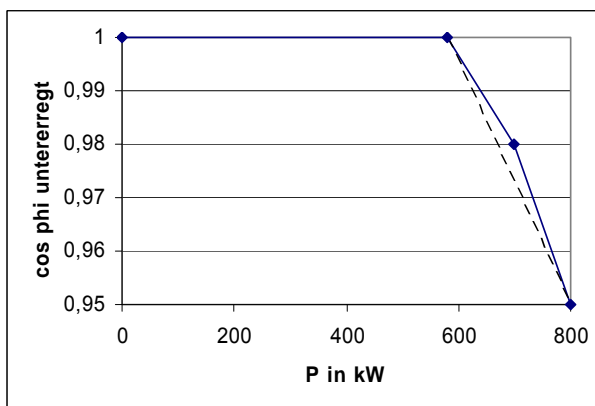


Bild D.1-1: $\cos\varphi(P)$ -Kennlinie

Die in Bild D.1-1 dargestellte Kennlinie muss in den Wechselrichtern hinterlegt werden. Vereinfacht kann auch die gestrichelt dargestellte Gerade angenommen werden.

Die Erzeugungsanlage geht erst in den untererregten Betrieb, wenn es für die Spannungsanhebung notwendig ist. Die durch die untererregte Fahrweise zusätzlich entstehenden Verluste werden durch die Kennlinie minimiert.

Überprüfung der Bemessung der Betriebsmittel nach Kapitel 2.2

Dauerstrombelastung

Die maximale Scheinleistung ergibt sich aus der maximalen Wirkleistung und dem am Netzanschluss vorgegebenen Leistungsfaktor (in diesem Fall = $\cos \varphi$):

$$S_{A\max} = \frac{P_{E\max}}{\cos \varphi} = \frac{800\text{kW}}{0,95} = 842\text{kVA}$$

Der sich bei der Netz-Nennspannung von 20 kV ergebende maximale Einspeisestrom beträgt:

$$I_{A\max} = \frac{S_{A\max}}{(\sqrt{3} \cdot 20\text{kV})} = \frac{842\text{kVA}}{(\sqrt{3} \cdot 20\text{kV})} = 24,3\text{ A}$$

Im (n-1)-Fall können sich die Einspeiseströme der Bestandsanlagen (500 kW, $\cos \varphi = 1$, $I_{A\max, \text{BMA}} = 14,4\text{ A}$ und 2.400 kW, $\cos \varphi = 1$, $I_{A\max, \text{WKA}} = 69,3\text{ A}$) und der Neuanlage auf folgenden Wert addieren:

$$I_{A\max, \text{ges}} = 24,3\text{ A} + 14,4\text{ A} + 69,3\text{ A} = 108\text{ A}$$

Den Engpass bildet in diesem Netz die Al/St 70/12 Freileitung mit einer zulässigen Dauerstrombelastbarkeit von 290 A. Die maximalen Einspeiseströme liegen somit weit unterhalb der zulässigen Dauerstrombelastbarkeit der Betriebsmittel.

Kurzschlussstrom

- Die Freileitung stellt mit einem Bemessungs-Kurzschlussstrom von 4,8 kA den Engpass dar.
- Der Kurzschlussstrom an der Sammelschiene des Umspannwerkes beträgt 3,4 kA.
- Die WKA liefert einen Kurzschlussstrom in Höhe des Nennstromes von $I''_{K, \text{WKA}} = 0,07\text{ kA}$.
- Die neue Photovoltaik-Anlage liefert einen Kurzschlussstrom in Höhe des Nennstromes von $I''_{K, \text{PV}} = 0,024\text{ kA}$.

Je nach Ort des Kurzschlusses verringern sich beide Anteile (Impedanzen der Freileitung, der Kabel und des Kundentransformators). Werden diese Impedanzen vernachlässigt, ergibt sich ein maximal auftretender Kurzschlussstrom von 3,5 kA (bzw. 3,6 kA im (n-1)-Fall).

Die Kurzschlussfestigkeit der Betriebsmittel ist ausreichend.

Anmerkung:

Der Stoßkurzschlussstrom kann abhängig vom X/R-Verhältnis das bis zu 2,83-fache des Kurzschlussstromes erreichen. Dies kann für elektrische Betriebsmittel (im oder in der Nähe des Umspannwerkes, in der Nähe der Einspeisung) kritischer als der thermische Kurzschlussstrom sein.

Aufgrund des geringen Kurzschlussstromes von weniger als 3,5 kA bzw. 3,6 kA ist eine Überprüfung der dynamischen Kurzschlussfestigkeit in diesem Fall nicht erforderlich.

Überprüfung der Netzurückwirkung „Schnelle Spannungsänderung“

Die Bemessungsscheinleistung der Wechselrichter der Erzeugungsanlage ist mit jeweils 200 kVA angegeben. Der Wert für $k_{i\max}$ beträgt 1,2.

$$\Delta u_a = k_{i\max} \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}} = 1,2 \cdot \frac{200 \text{ kVA}}{39,3 \text{ MVA}} = 0,61\%$$

Die schnelle Spannungsänderung beträgt 0,61 % und ist damit zulässig.

Die Zuschaltung der weiteren Wechselrichter muss verzögert erfolgen.

$$\Delta t_{\min} = 23 \cdot (100 \cdot \Delta u)^3 \quad \text{in [Sekunden]} \quad \Delta t_{\min} = 23 \cdot (100 \cdot 0,0061)^3 = 5,2 \text{ s}$$

Die weiteren Wechselrichter dürfen in einem Abstand von jeweils 6 Sekunden zugeschaltet werden.

Bei der gleichzeitigen Abschaltung aller Erzeugungsanlagen ist die Spannungsänderung an jedem Punkt im Netz begrenzt auf $\Delta u_{\max} \leq 5\%$.

Bei der schnellen Spannungsänderung wird die Spannungsregelung am Netztransformator nicht berücksichtigt, deshalb müssen neben den Impedanzen des Mittelspannungsnetzes auch die Impedanzen des Netztransformators und der überlagerten Netze berücksichtigt werden.

	Spannungsänderung in %		
	UW SS	VP WKA	VP PV
BMA (cos φ = 1)	-0,03	-0,03	-0,03
WKA (cos φ = 1)	-0,13	-1,12	-1,12
PV (cos φ = 0,95 untererregt)	0,18	-0,06	-0,66
Summe	+0,02	-1,21	-1,81

Tabelle D.1-2: Spannungsänderung bei Abschaltung aller Erzeugungsanlagen

Die 5 %-Grenze für die Abschaltung aller Erzeugungsanlagen wird nicht überschritten.

Überprüfung der Netzurückwirkung „Langzeitflicker“

- Langzeitflicker (Kapitel 2.4.2) sind nicht relevant bei PV-Anlagen

Überprüfung der Netzurückwirkung „Oberschwingungen und Zwischenharmonische“

Die Richtlinie bestimmt die zulässigen von der PV-Anlage eingespeisten Oberschwingungsströme nach der Gleichung 2.4.3-2.

$$I_{Vzul} = i_{Vzul} \cdot S_{kV} \cdot \frac{S_A}{S_{Gesamt}}$$

Die Werte für den bezogenen Strom i_{Vzul} sind in Tabelle 2.4.3-1 angegeben. Die so für den Windpark zulässigen Einspeise-Oberschwingungsströme sind in der 3. Spalte der Tabelle D.1-3 aufgeführt.

Die 4. Spalte der Tabelle D.1-3 zeigt die im Einheiten-Zertifikat angegebenen Oberschwingungsströme bezogen auf den Bemessungsstrom einer Erzeugungseinheit (1 Wechselrichter). Da die Erzeugungseinheit mit pulsmodulierten Umrichtern arbeitet, wird ein kontinuierliches Oberschwingungsspektrum erzeugt, wobei die für die einzelnen Ordnungszahlen geltenden Amplituden des Stroms gering sind. Der Prüfbericht hat daher keine Werte angegeben, wenn der Oberschwingungsstrom unter 0,05 % liegt. Dies hat zur Konsequenz, dass oberhalb der 19. Ordnung bei ungeraden Ordnungszahlen und oberhalb der 6. Ordnung bei geraden Ordnungszahlen keine Messwerte mehr vorhanden sind.

Die Richtlinie empfiehlt in den Erläuterungen, für ganzzahlige Ordnungen die von mehreren Erzeugungseinheiten erzeugten Oberschwingungsströme nur für die 2. Ordnung arithmetisch zu addieren. Für höhere Ordnungen erfolgt die Überlagerung quadratisch.

Ordnungszahl	i_{vzul}	I_{vAZul}	$(I_v/I_r)_{WR}$	I_{vWR}	$I_{vPV-Anlage}$
ν	A/MVA	A	%	A	A
Ungerade					
5	0,029	0,062	0,4	0,026	0,052
7	0,041	0,088	0,65	0,042	0,084
11	0,026	0,056	0,3	0,019	0,038
13	0,019	0,041	0,3	0,019	0,038
17	0,011	0,024	0,15	0,01	0,02
19	0,009	0,019	0,1	0,006	0,012
23	0,006	0,013	-	-	-
Gerade					
2	0,015	0,032	0,1	0,006	0,024
4	0,008	0,017	0,05	0,003	0,006
6	0,005	0,011	0,05	0,003	0,006

Tabelle D.1-3: Vergleich der nach Richtlinie für die PV-Anlage zulässigen mit den sich aus dem Einheiten-Zertifikat ergebenden Einspeise-Oberschwingungsströmen.

Die Tabelle zeigt, dass die eingespeisten Oberschwingungsströme für alle Ordnungen zulässig sind. Die gemessenen Werte für die Zwischenharmonischen des Stroms werden im Auszug aus dem Einheiten-Zertifikat gewöhnlich nicht aufgeführt. Der Antragsteller hat jedoch den gesamten Bericht des Prüfinstituts zur Verfügung gestellt. Da die Überlagerung der 4 Erzeugungseinheiten hier quadratisch erfolgt, liegen die gemessenen Ströme stets unterhalb der zulässigen Ströme, solange sich die Beurteilung auf den Bereich oberhalb der Messgrenze von 0,05 % des Bemessungsstrom beschränkt.

Als abschließende Beurteilung wird entschieden, die Oberschwingungen und Zwischenharmonische im Einspeisestrom als zulässig zu bewerten.

Überprüfung der Rückwirkung auf Tonfrequenz-Rundsteueranlagen

Rundsteuerung wird in dem vorliegenden Netz nicht betrieben.

Entscheidung über den Anschluss

Der Anschluss der 800-kW-Photovoltaik-Anlage an das ländliche 20-kV-Netz kann zugelassen werden, wenn die Erzeugungsanlage mit einem Verschiebungsfaktor einspeist, der der vorgegebenen $\cos\varphi(P)$ -Kennlinie entspricht.

Ein Anlagenzertifikat ist bei dieser Erzeugungsanlage nicht erforderlich, da die Anschlussleistung $S_A \leq 1$ MVA ist und die Anschlusskabel der PV-Anlage eine Länge von 2 Kilometern nicht überschreitet.

Ausführung der Übergabestation

Es wird die Ausführung der Übergabestation entsprechend Bild C.6 mit Lasttrennschalter und Kurzschlusschutz durch HH-Sicherung auf der Mittelspannungsseite des Kundentransformators (Netzanschlusspunkt) vorgesehen.

Hierbei ist sicherzustellen, dass ein Kurzschluss auf der Anschlussleitung oder im Kundentransformator in weniger als 100 ms abgeschaltet wird.

Anmerkungen:

Der Kurzschluss auf der NS-Seite des Netztransformators (worst case) ist zu betrachten. Die Gesamtimpedanz ergibt sich somit aus der Impedanz am Netzanschlusspunkt, des Anschlusskabels und des Netztransformators.

Netzanschlusspunkt

$$X_{KV} = 8,23 \, \Omega \quad R_{KV} = 5,99 \, \Omega$$

Anschlusskabel

$$2 \text{ km NA2XS2Y } 3 \times 1 \times 150 \text{ mm}^2: \quad X' = 0,122 \, \Omega/\text{km} \quad R' = 0,211 \, \Omega/\text{km}$$

$$X_K = 0,24 \, \Omega \quad R_K = 0,42 \, \Omega$$

Bezogen auf die Niederspannungsseite:

$$X = 8,47 \Omega \cdot \left(\frac{0,4}{20} \right)^2 = 3,4 \text{ m}\Omega \quad R = 6,41 \Omega \cdot \left(\frac{0,4}{20} \right)^2 = 2,6 \text{ m}\Omega$$

Impedanz des Kundentransformators

$$R_T = \frac{U^2 \cdot P_{Cu}}{S_r^2} = \frac{(400V)^2 \cdot 9,6kW}{(1MVA)^2} = 1,5 \text{ m}\Omega$$

$$X_T = \frac{U^2}{S_r \cdot 100} \cdot \sqrt{u_k^2 - \left(\frac{P_{Cu} \cdot 100}{S_r}\right)^2} = \frac{(400V)^2}{1MVA \cdot 100} \cdot \sqrt{(6\%)^2 - \left(\frac{9,6kW \cdot 100}{1MVA}\right)^2} = 9,5 \text{ m}\Omega$$

Somit ergibt sich an der Unterspannungsseite des Kundentransformators eine Kurzschlussleistung (nur netzseitig) von:

$$S_{k,TrNS} = \frac{U^2}{\sqrt{R^2 + X^2}} = \frac{400V^2}{\sqrt{(4,1m\Omega)^2 + (12,9m\Omega)^2}} = 11,8 \text{ MVA}$$

Die HH-Sicherung muss also bei einem Strom von 341 A innerhalb von 100 ms auslösen. Gegebenenfalls wird der Einsatz eines Leistungsschalters mit UMZ-Schutz erforderlich.

D.2 Anschluss eines 20-MW-Windparks

Erzeugungsanlage

beantragte Anschlusswirkleistung: 20 MW

voraussichtliche Jahresenergie: 40.000 MWh

beantragter Eigenbedarf: 30 kW

genutzte Energie:

- Wind
- Wasser
- Biomasse
- Photovoltaik
-

gewünschter Netzanschlusspunkt: Sammelschiene UW Müllerdorf

Kurzbeschreibung der Erzeugungsanlage:

10 Windenergieanlagen der Fa. Windpower Typ WEA 2000, 2 MW pro Einheit

WEA Netz in zwei Strängen, Übergabestation im UW.

Anlagen: Lageplan, Anlage

Übersichtsskizze, Anlage

Erzeugungseinheiten

Hersteller: Windpower Typ WEA 2000

Bemessungsscheinleistung $S_{rE} = 2,2 \text{ MVA}$

Anzahl der Erzeugungseinheiten 10 Stück

Generator:

- Asynchronmaschine
- Synchronmaschine
- Bemessungsspannung 690 V

Konzept:

- Doppelgespeister Asynchrongenerator mit „Fault-ride-through“-Möglichkeit.
- Wirkleistungsreduzierung bei Nennwind von Nennleistung auf 0 in 20 s möglich.
- Verschiebungsfaktor über 20-mA-Schnittstelle einstellbar zwischen 0,9 übererregt und 0,9 untererregt
- Ankopplung ans WEA-Netz über Dy5-Maschinentransformatoren und Netzstation mit Lastrennschaltern
- Verhältnis Anlaufstrom / Bemessungsstrom: $I_{An} / I_{rE} = 1,5$ p.u.

Kurzschlussverhalten:

Die folgenden Angaben beziehen sich auf einen


- dreipoligen Kurzschluss im vorgelagerten Netz bei dem auf der OS-Seite des Maschinentransfos eine Spannung von 0 % U_c auftritt,
- dreipoligen Kurzschluss im vorgelagerten Netz bei dem auf der OS-Seite des Maschinentransfos eine Restspannung von 30 % U_c auftritt,
- dreipoligen Kurzschluss im vorgelagerten Netz bei dem auf der OS-Seite des Maschinentransfos eine Restspannung von 80 % U_c auftritt.


Es werden die Werte des Kurzschlussstromes I''_{k3} gem. DIN VDE 0102, bezogen auf den Bemessungsstrom der Erzeugungseinheit bei Kurzschlusseintritt, sowie bei 150 ms und 1000 ms nach Kurzschlusseintritt angegeben:

I''_k / I_{rE1}	$U = 0$	$U = 30 \% U_c$	$U = 80 \% U_c$
$t = 0s$	3,0	2,0	1,0
$t = 150ms$	1,0	1,0	1,0
$t = 1000ms$	1,0	1,0	1,0

Entkupplungseinrichtungen:

Die Entkupplungseinrichtungen sind messtechnisch angeschlossen an

das Mittelspannungsnetz 

den Generator 

Hersteller SBC...Typ...AFB 700...

Einstellbereich	Frequenzsteigerung $f >$	50 – 52 Hz	0 – 10 s *)
	Frequenzrückgang $f <$	47 - 50 Hz	0 – 10 s *)
	Spannungssteigerung $U >>$	1,0 – 1,3 p.u.	0 - 5 s *)
	Spannungsrückgang $U <$	0,1 – 1,0 p.u.	0 - 5 s *)
	Spannungsrückgang $U <<$	0,1 – 1,0 p.u.	0 - 5 s *)

*) Die Summe aus Eigenzeit der Entkupplungsschutzeinrichtung und Schalteinrichtung beträgt 100 ms.

Maschinentransformator:

OS-Seite	Bemessungsspannung:	$U_{rT-OS} =$	20 kV
	Bemessungsleistung:	$S_{rT-OS1} =$	2,5 MVA
	Stufenschalter max.	$U_{max1} =$	21 kV
	Stufenschalter min.	$U_{min1} =$	19 kV
	Anzahl der Stufen:		3
US-Seite	Bemessungsspannung:	$U_{rT-US} =$	0,69 kV
	Bemessungsleistung:	$S_{rT-US} =$	2,5 MVA
Schaltgruppe			Dy5

Kurzschlussspannung bei Mittelstellung des Stufenschalters: 6 %

Mittelspannungsseitiges Netz der Erzeugungsanlage:

- Windparknetz mit 2 Strängen je 3 km, Jeder Strang über eine getrennte Kabelstrecke 800 mm² , Aluminium, Länge 8 km, zur Übergabestation

gesamte Kabellänge: 22 km

Typ, Querschnitt des Kabels: NA2XS(F)2Y, 800 mm²

gesamte Kabellänge: 2x8 km

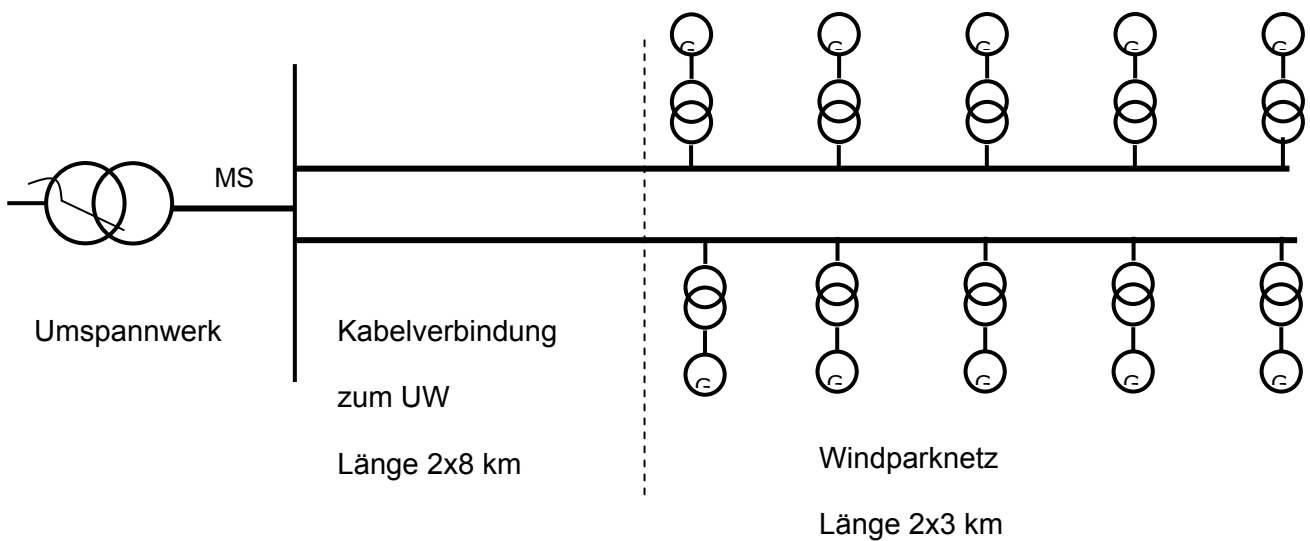
Typ, Querschnitt des Kabels: NA2XS(F)2Y, 150-500 mm²

2x3km

gesamte Freileitungslänge: km

Typ, Querschnitt der Leitung:

Prinzipieller Aufbau des Windparknetzes:



Festlegungen des Netzbetreibers zum Netzanschluss

Das UW Müllerdorf wird über zwei 31,5-MVA-Netztransformatoren aus dem 110-kV-Netz gespeist. Die 20-kV-Anlage hat zwei Sammelschienen 1 und 2, die getrennt betrieben werden können. Das UW dient gleichzeitig der Energieversorgung der Stadt Müllerdorf.

An dem UW ist bereits ein Windpark mit der Nennleistung von 6 MW angeschlossen, dessen Leistung bei Nennwind nicht reduziert werden kann, da dieser Windpark nach den früher geltenden Richtlinien genehmigt und errichtet wurde. Am UW-Abgang, an dem dieser Windpark angeschlossen ist, sind auch Netzstationen mit Verbrauchern vorhanden. Die Kabel-

Verbindung ist mit NA2XSy 240 mm² Al ausgeführt. Die Entfernung vom UW zum Verknüpfungspunkt beträgt dieses Windpark 6 km.

Es ist zu überprüfen, unter welchen Bedingungen der neue Windpark mit der MS-Sammelschienuzuordnung

- Sammelschiene 1: Abgänge zur Versorgung der Stadt Müllerdorf
- Sammelschiene 2: Abgang zum bestehenden 6-MW-Windparks WP1
Einspeisung des neuen 20-MW-Windparks

angeschlossen werden kann.

Der neue Windpark soll entsprechend den Forderungen des Netzbetreibers des übergeordneten 110-kV-Netzes der Spannungshaltung im 110-kV-Netz sowohl im Normalbetrieb des Netzes als auch im Fehlerfall dienen.

Die vereinbarte Versorgungsspannung beträgt 20 kV. Die Spannungsregelung ist auf ein Spannungsband zwischen 20,0 kV und 20,5 kV eingestellt.

Überprüfung der Bemessungsleistungen der Betriebsmittel nach Kapitel 2.2

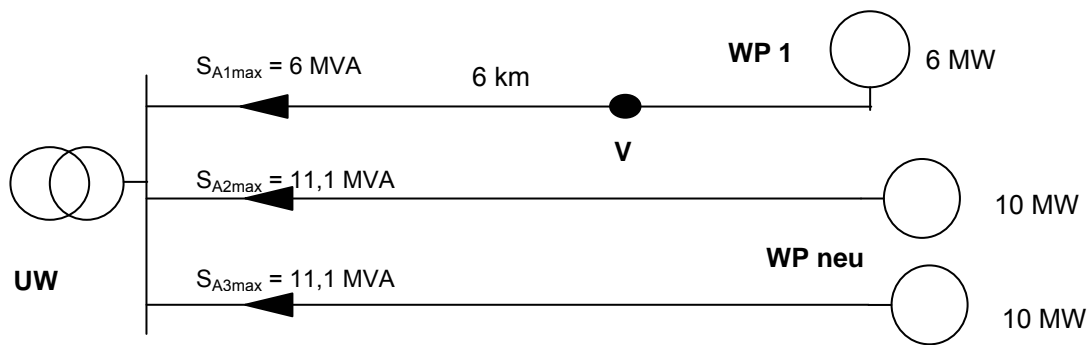
Die Abgänge der MS-Anlage im Umspannwerk sind für den Bemessungsstrom 630 A, Sammelschiene und Transformatoreinspeisefeld entsprechend der Transformatorleistung für den Bemessungsstrom von 1250 A ausgelegt. Die aus der Erzeugerleistung zu erwartende Belastung beträgt:

- bestehender Windpark WP1 mit 6 MW, $\cos\varphi = 1$: 173 A
- neu beantragter Windpark WP neu, 20 MW, $\cos\varphi = 0,9$: 641 A

Für den neu beantragten Windpark sind zwei Abgangsfelder erforderlich. Die Anlage muss um diese beiden Felder erweitert werden.

Die Gesamtlänge der Kabel des neuen Windparks beträgt 22 km mit einer Ladeleistung von 1,3 MVA. Das Netz wird gelöscht betrieben und die am Netztransformator vorhandenen Erdschlusslöschspule muss verstärkt werden.

Überprüfung des zulässigen Spannungsbandes nach Kapitel 2.3



SS2

Bild D.2-1 Aufteilung der der Erzeugungsanlagen auf die UW-Abgänge

Es sind die in den Erläuterungen angegebenen Formeln B.1-3 und B.1-4 anzuwenden, wobei die einzelnen Leitungsabschnitte getrennt zu behandeln sind.

$$\Delta u_a = \frac{S_{Amax} \cdot \cos(\psi_{kV} + |\varphi|)}{S_{kV}} = \frac{S_{Amax} \cdot (R_{kV} \cdot \cos|\varphi| - X_{kV} \cdot \sin|\varphi|)}{U^2}$$

Da der neue Windpark zur Spannungsstützung eingesetzt werden soll, sind die Spannungsänderungen für den gesamten Bereich des geforderten Verschiebungsfaktors zu bestimmen.

Der Netztransformator des UW ist mit einer Stufenschalterregelung versehen, der die Oberspannungswicklung in konstanten Stufen von 1,5 kV auf 110 kV ±15 kV verändern kann.

Zunächst wird die Spannungsänderung zwischen der UW-Sammelschiene 2 und dem Verknüpfungspunkt V in Bild D.2-1 berechnet. Hierzu liegen Berechnungsprogramme vor, es können aber auch aus den üblicherweise bekannten Daten ausreichend genaue Werte ermittelt werden.

- Impedanzen des 110-kV-Netzes, $S_{kVN} = 2000 \text{ MVA}$

$$Z_N = \frac{U^2}{S_{kVN}} = \frac{20 \cdot 20}{2000} = 0,2 \Omega$$

Wenn das Verhältnis Reaktanz zu Widerstand nicht bekannt ist, kann als Richtwert ein Wert von 6 eingesetzt werden. Es ergeben sich dann die Werte:

$$X_N = 0,20 \, \Omega \quad R_N = 0,03 \, \Omega$$

- Impedanzen des Netztransformators, $S_r = 31,5 \text{ MVA}$, $u_k = 15 \%$

$$S_{kT} = \frac{S_r}{u_k} = 210 \text{ MVA}$$

$$Z_T = \frac{U^2}{S_{kT}} = 1,90 \, \Omega$$

Der Widerstand des Netztransformators kann in der Regel vernachlässigt, aber auch gegebenenfalls aus den Kurzschlussverlusten des Netztransformators berechnet werden.

Beispiel Kurzschlussverluste $P_{Cu} = 150 \text{ kW}$

$$P_{Cu} = 3 \cdot I_r^2 \cdot R_T = 3 \cdot \frac{S_r^2}{3 \cdot U^2} \cdot R_T$$

$$R_T = \frac{U^2}{S_r^2} \cdot P_{Cu} = 0,06 \, \Omega$$

- Impedanzen des Kabels zu Verknüpfungspunkt V, Länge 6 km

Reaktanzbelag des Kabels: $0,10 \, \Omega/\text{km}$

Widerstandsbelag des Kabels: $0,13 \, \Omega/\text{km}$

$$X_L = 0,60 \, \Omega \quad R_L = 0,78 \, \Omega$$

Die für die UW-Sammelschiene 2 maßgebenden Impedanzen ergeben sich aus der Summe der zwei Einzelwerte zu

$$X_{kSS} = 2,10 \, \Omega \quad R_{kSS} = 0,09 \, \Omega \quad Z_{kSS} = 2,10 \, \Omega \quad \psi_{kSS} = 87,5^\circ$$

und die Kurzschlussleistung an der UW-Sammelschiene 2 zu

$$S_{kSS} = \frac{U^2}{Z_{kSS}} = 190 \text{ MVA}$$

Die Einspeisung des WP 1 mit 6 MVA, $\cos\varphi = 1$, hebt die Spannung am Verknüpfungspunkt V gegenüber der an der UW-Sammelschiene 2, unabhängig von der Einspeisung des geplanten WP neu, nach Gleichung B.1-4, um 1,17 % an.

Weiterhin ist es erforderlich, die Spannungsänderung an der UW-Sammelschiene 2 zu ermitteln und zwar ohne Wirkung der Stufenschalterregelung, da der zulässige Regelbereich durch Verbrauch oder Einspeisung auf der MS-Seite begrenzt ist. Dabei sind Wirk- und Blindleistungen der beiden Windparks phasengerecht zu addieren und der sich daraus ergebende Verschiebungsfaktor zu ermitteln. Die sich für volle Einspeisung und Schwachlast ergebenden Verhältnisse sind in Tabelle D.2-1 zusammengestellt.

Verschiebungsfaktor	Wirkleistung MW	Blindleistung MVA	Scheinleistung MVA	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Δu_{SS} %
0,9 _{untererregt}	26,00	9,69	27,75	0,94	0,35	-4,50
0,95 _{untererregt}	26,00	6,57	26,82	0,97	0,25	-2,87
1	26,00	0,00	26,00	1,00	0,00	0,59
0,95 _{übererregt}	26,00	-6,57	26,82	0,97	-0,25	4,04
0,9 _{übererregt}	26,00	-9,69	27,75	0,94	-0,35	5,67

Tabelle D.2-1: Spannungsänderungen an der UW-Sammelschiene 2 ohne Berücksichtigung der Stufenschalterregelung bei voller WEA-Einspeisung und Schwachlast, hier zu 0 angenommen.

Für den Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 1$ ergibt sich eine Spannungsänderung an der Sammelschiene von 0,59 %. Bei einer solchen Spannungsänderung wird die Regelung nicht in jedem Fall eingreifen, da die Stufung 1,5 % beträgt und die Spannung auf der MS-Seite nicht unbedingt in der oberen Hälfte des Regelbereichs sein muss. Da die Spannung am Verknüpfungspunkt V um 1,17 % über der Spannung an der Sammelschiene liegt, ergibt sich dort eine Spannungsanhebung von 1,76%, ist also zulässig.

Für die von 1 abweichenden Verschiebungsfaktoren gilt die in Kapitel 2.4.1 angegebene Grenze von 5 % für die Abschaltung des gesamten Windparks WP neu bzw. für die Abschaltung beider Windparks gleichzeitig. Die Ergebnisse zeigen, dass der Windpark diese Bedingung für den gesamten in Kapitel 2.5.4 geforderten Bereich von 0,95_{untererregt} bis 0,95_{übererregt} erfüllt.

Anmerkung:

Bei untererregtem Betrieb des neuen Windparks tritt an der Sammelschiene des UW eine negative Spannungsänderung, also eine Spannungsabsenkung auf. Diese Spannungsabsenkung wird spätestens dann durch den Stufenschalter ausgeglet, wenn sie die Stufung der Regelwicklung von -1,5 % unterschreitet. Das Übersetzungsverhältnis des Transformators wird hierdurch erniedrigt, d.h. die Spannung des 110-kV-Netzes liegt über der Nennspannung der Oberspannungswicklung.

Die Normen des Verbands Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE) haben in der Norm VDE 0532 Teil 1 die zulässige Übererregung festgelegt:

VDE 0532 Teil 1, Kapitel 4.4 „Zulässige Übererregung“

Der Transformator muss seinen Nennstrom auch bei einer angelegten Spannung, die 105 % der Nennspannung beträgt, sekundärseitig abgeben können.

Anmerkung:

Die geringe Temperaturerhöhung, die bei 105 % der Nennspannung durch die erhöhten Leerlaufverluste entsteht, ist vernachlässigbar. Die Stufenschalterregelung kann demnach eine Spannungsabsenkung von 5 % ohne Leistungseinbußen ausregeln.

Bei übererregtem Betrieb tritt eine Spannungsanhebung auf, die durch die Stufenschalterregelung durch Wahl eines größeren Übersetzungsverhältnisses ausgeglichen wird. Die Nennspannung der OS-Wicklung liegt dann oberhalb der Netzspannung und der in das Netz gespeiste Strom wird erniedrigt.

Bei übererregtem Betrieb kann es am Verknüpfungspunkt V zu Spannungsanhebungen kommen, die trotz Stufenschalterregelung über 2 % liegen. Dies liegt an der Stufung der Regelwicklung von 1,5 % sodass die Spannung am Verknüpfungspunkt V mit und ohne Einspeisung um bis zu 1,5 % +1,17 % = 2,67 % differieren kann. Es ist zu überprüfen, ob dies unter Berücksichtigung der auf der Niederspannungsseite vorhandenen Einspeiser zu einer Überschreitung der Niederspannungstoleranzen am Verknüpfungspunkt V führt. Ist dies nicht der Fall, kann auch der übererregte Betrieb des Windparks zugelassen werden.

Überprüfung der Netzzrückwirkung „Schnelle Spannungsänderung“

Die Bemessungsscheinleistung des Einzelgenerators der Anlage ist mit 2,2 MVA im Datenblatt angegeben. Den Wert für $k_{i\max}$ wird aus dem Datenblatt mit 1,5 entnommen.

Der Verknüpfungspunkt ist die Sammelschiene im UW mit einer Kurzschlussleistung von $S_{kSS} = S_{kV} = 190$ MVA. Es ergibt sich somit für das Einschalten einer einzelnen WEA eine schnelle Spannungsänderung von:

$$\Delta u_a = k_{i\max} \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}} = 1,5 \cdot \frac{2,2\text{MVA}}{190\text{MVA}} = 1,74\%$$

Die Durchsicht des Einheiten-Zertifikates ergibt, dass unter beiden für Windenergieanlagen angegebenen Faktoren k_f und k_u für die Netzimpedanz mit dem Winkel von $87,5^\circ$ der höchste Wert beim Einschalten bei Nennwind mit $k_u = 1,1$ vorliegt. Nach Gleichung B.2-3 ergibt sich damit eine Ersatzspannung von

$$\Delta u_{ers} = k_u \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}} = 1,1 \cdot \frac{2,2MVA}{190MVA} = 1,27\%$$

Der Wert liegt unter dem zulässigen Wert von 2 %. Er bedeutet, nach Gleichung B.2-4, dass die Anlagen bei Nennwind nur in Abständen von mehr als 47 s nacheinander eingeschaltet werden dürfen.

Der Faktor $k_{f(\psi)}$ für eine Netzimpedanz mit einem Winkel von $87,5^\circ$ ist im Einheiten-Zertifikat mit einem Wert von 0,93 angegeben. Hierfür ergibt sich nach Gleichung B.2-6 eine Langzeitflickerstärke von

$$P_{lt} = \frac{8}{S_{kV}} \cdot \left(\sum_{i=1}^{N_E} N_{E120i} \cdot (k_f \cdot S_{rE})^{3,2} \right)^{0,31} = \frac{8}{190} \left(10 \cdot (0,93 \cdot 2,2)^{3,2} \right)^{0,31} = 0,17$$

wobei angenommen ist, dass jede Erzeugungseinheit innerhalb 2 Stunden nur einmal zugeschaltet wird. Die sich ergebende Flickerstärke liegt unter dem zulässigen Wert von 0,46 und das Zuschalten des Windparks innerhalb von 2 Stunden ist zulässig.

Überprüfung der Netzurückwirkung „Langzeitflicker“

Nach Gleichung 2.4.2-2 bestimmt sich der Langzeitflicker einer Einzelanlage zu

$$P_{ltE} = c \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}} = 0,041$$

Im Einheiten-Zertifikat ist für den Winkel der Netzimpedanz von $87,5^\circ$ bei Vollast ein Anlagenflickerbeiwert von 3,5 angegeben. Es ergibt sich mit diesem Wert die angegebene Langzeitflickerstärke für eine Erzeugungseinheit.

Da 10 gleiche Erzeugungseinheiten im Windpark betrieben werden sollen, ergibt sich die Langzeitflickerstärke insgesamt nach Gleichung 2.4.2-4 zu

$$P_{lt\ res} = \sqrt{n} \cdot P_{lt\ E} = 0,13$$

Der insgesamt zulässige Wert an einem Verknüpfungspunkt beträgt $P_{ltzul} = 0,46$. Dem WP neu steht an der UW-Sammelschiene 2 der Anteil

$$P_{ltzulWP} = P_{ltzul} \cdot \frac{S_{A\ max}}{S_{Gesamt}} = 0,46 \cdot \frac{22MVA}{31,5MVA} = 0,32$$

zu. Dieser Wert liegt deutlich über dem erzeugten Flicker des Windparks, so dass dieses Kriterium eingehalten wird.

Überprüfung der Netzurückwirkung „Oberschwingungen und Zwischenharmonische“

Die Richtlinie bestimmt die zulässigen von dem Windpark eingespeisten Oberschwingungsströme nach der Gleichung 2.4.3-2.

$$I_{v\ Azul} = I_{v\ zul} \cdot \frac{S_A}{S_{Gesamt}} = i_{v\ zul} \cdot S_{kV} \cdot \frac{S_A}{S_{Gesamt}}$$

Die Werte für den bezogenen Strom i_{vzul} sind in Tabelle 2.4.3-1 angegeben. Die so für den Windpark zulässigen Einspeise-Oberschwingungsströme sind in der 3. Spalte der Tabelle D.2-3 aufgeführt.

Die 4. Spalte der Tabelle D.2-3 zeigt die im Einheiten-Zertifikat angegebenen Oberschwingungsströme bezogen auf den Bemessungsstrom einer Erzeugungseinheit. Da die Erzeugungseinheit mit pulsmodulierten Umrichtern arbeitet, wird ein kontinuierliches Oberschwingungsspektrum erzeugt, wobei die für die einzelnen Ordnungszahlen geltenden Amplituden des Stroms gering sind. Der Prüfbericht hat daher keine Werte angegeben, wenn der Oberschwingungsstrom unter 0,1 % liegt. Dies hat zur Konsequenz, dass oberhalb der 14. Ordnung keine Messwerte mehr vorhanden sind.

Die Richtlinie empfiehlt in den Erläuterungen, für ganzzahlige Ordnungen die von mehreren Erzeugungseinheiten erzeugten Oberschwingungsströme nur für die 2. Ordnung arithmetisch zu addieren. Für höhere Ordnungen erfolgt die Überlagerung quadratisch.

Ordnungszahl	i_{vZul}	I_{vAZul}	$(I_{\text{v}}/I_{\text{r}})_{\text{WEA}}$	I_{vWP}
v	A/MVA	A	%	A
Ungerade				
3	0,029	3,85	0,1	0,20
5	0,029	3,85	0,3	0,60
7	0,041	5,44	0,5	1,00
9	0,026	3,45	0,1	0,20
11	0,026	3,45	0,3	0,60
13	0,019	2,52	0,1	0,20
15	0,011	1,46	-	-
17	0,011	1,46	-	-
19	0,009	1,19	-	-
21	0,006	0,80	-	-
23	0,006	0,80	-	-
Gerade				
2	0,015	1,99	0,2	1,27
4	0,008	1,00	0,1	0,20
6	0,005	0,66	0,1	0,20
8	0,004	0,50	0,1	0,20
10	0,003	0,40	0,1	0,20
12	0,003	0,33	0,1	0,20
14	0,002	0,28	0,1	0,20

Tabelle D.2-3: Vergleich der nach Richtlinie für den Windpark neu zulässigen mit den sich aus dem Einheiten-Zertifikat ergebenden Einspeise-Oberschwingungsströmen

Tabelle D.2-3 zeigt, dass die eingespeisten Oberschwingungsströme für alle Ordnungen zulässig sind. Die gemessenen Werte für die Zwischenharmonischen des Stroms werden im Auszug aus dem Einheiten-Zertifikat gewöhnlich nicht aufgeführt. Der Antragsteller hat jedoch den gesamten Bericht des Prüfinstituts zur Verfügung gestellt. Da die Überlagerung der 10 Erzeugungseinheiten hier quadratisch erfolgt, liegen die gemessenen Ströme stets unterhalb der zulässigen Ströme, solange sich die Beurteilung auf den Bereich oberhalb der Messgrenze von 0,1 % des Generator-Bemessungsstrom beschränkt.

Als abschließende Beurteilung wird entschieden, die Oberschwingungen und Zwischenharmonische im Einspeisestrom als zulässig zu bewerten.

Überprüfung der Rückwirkungen durch Kommutierungseinbrüche

Kommutierungseinbrüche entstehen nur durch netzgeführte Umrichter mit Gleichstrom-Zwischenkreis. Pulsmodulierte Umrichter mit Gleichspannungs-Zwischenkreis erzeugen keine Kommutierungseinbrüche.

Überprüfung der Rückwirkungen auf Tonfrequenz-Rundsteueranlagen

Die Verbrauchseinrichtungen auf dem bestehenden Abgang werden durch Tonfrequenz-Rundsteuersignale, Frequenz 217 Hz, geschaltet. Durch die Zuschaltung der 10 Erzeugungseinheiten im beantragten Windpark ist die Beeinflussung des Rundsteuersignals zu bewerten.

Abhängig vom Ergebnis der Bewertung könnte eine Tonfrequenzsperre gefordert werden, die entweder zentral für die beiden Einspeisekabel oder an jeder Einzelanlage auf der Niederspannungsseite des WEA-Transformators anzubringen ist.

Überprüfung des Kurzschlussstromes nach Kapitel 2.5.2

Die MS-Schaltanlage des UW ist für den Bemessungs-Kurzzeitwechselstrom von 20 kA ausgelegt. Die dynamische Festigkeit der MS-Schaltanlage ist für den sich daraus ergebenden Stoßkurzschlussstrom von 50 kA geprüft.

Die Netzstationen am UW Müllerdorf sind für den Bemessungs-Kurzzeitwechselstrom von 16 kA ausgelegt. Die dynamische Festigkeit der Netzstationen ist für den sich daraus ergebenden Stoßkurzschlussstrom von 40 kA geprüft.

Der Netztransformator liefert einen Kurzschlussstrom von 6,0 kA und einen Stoßkurzschlussstrom aufgrund des hohen X/R-Verhältnisses mit dem 2,8-fachen Wert gleich 16,8 kA.

Der bestehende Windpark liefert einen Kurzschlussstrom von 0,64 kA, der im Fehlerfall bei Einspeisung induktiver Blindleistung ebenfalls induktiv ist.

Die im geplanten Windpark vorgesehenen Erzeugungseinheiten liefern laut Einheiten-Zertifikat einen schnell auf den Bemessungsstrom abklingenden Kurzschlussstrom gleich dem 3-fachen Wert des Bemessungsstroms der Erzeugungseinheit. Unter Berücksichtigung der Reaktanzen der Maschinentransformatoren ergibt sich für alle 10 WEA ein Kurzschlussstrom $I_{k''}$ von 1,7 kA. Der Stoßkurzschlussstrom wird entsprechend den Normen zum 2,5fachen Wert dieses Stroms, also zu 4,3 kA bestimmt. Dieser Wert ist zu dem für die dynamische Beanspruchung der Betriebsmittel zu dem durch den Netztransformator verursachten Stoßstrom zu addieren.

Die Summe der Anteile ergibt einen maximalen Kurzschlussstrom von 8,3 kA und einen Stoßkurzschlussstrom von 22,6 kA. Die Werte sind sowohl für die MS-Schaltanlage im UW als auch für die bestehenden Netzstationen unbedenklich.

Überprüfung der dynamischen Netzstützung nach Kapitel 2.5.1

Die Windenergieanlagen sind so ausgeführt, dass sie bei Spannungseinbrüchen im vorgelagerten Netz am Netz bleiben können. Bei Unterschreitung eines Pegel zwischen 0 und $0,8 U_n$ kann optional das Abschalten der Anlage innerhalb 0,3 s eingestellt werden. Alle Einstellungen beziehen sich auf die Niederspannungsseite der Maschinentransformatoren.

Wenn das Verbleiben am Netz für den Fehlerfall gefordert wird, stehen zwei Befehlspegel zur Verfügung:

1. Bei Unterschreitung einer einstellbaren Spannung zwischen $0,1 U_n$ und $0,8 U_n$ entscheidet das Regelsystem auf Fehler. Es bestehen zwei Optionen:

- Die Regelung schaltet unabhängig von der augenblicklichen Erzeugung auf Einspeisung eines induktiven Blindstroms in Höhe des Bemessungsstroms um. Die Erzeugungsanlage trägt dann zur Spannungsstützung im Netz entsprechend der Richtlinie bei.

- Die WEA speist weiterhin den der augenblicklichen Erzeugung entsprechenden Strom mit dem vorgegebenen Verschiebungsfaktor in das Netz ein.

2. Bei Überschreitung eines zwischen $0,5 U_n$ und $0,9 U_n$ einstellbaren Pegels erkennt das System wieder auf Normalbetrieb.

Bei Umschaltbefehle haben eine Verzögerungszeit von 20 ms nach Fehlereintritt.

Es wird entschieden, dass sich der WP neu an der dynamischen Netzstützung beteiligen soll.

Bei der Einstellung der Pegel ist zu berücksichtigen, dass die Einspeisung eines Blindstroms in Höhe des Bemessungsstroms an der Netzimpedanz der UW-Sammelschiene eine Spannungsanhebung von etwa 12 % verursacht. Da sich die Pegeleinstellungen auf die Niederspannungsseite des Maschinentransformators beziehen, sind die Spannungsabfälle der MS-Kabelverbindungen (etwa 3 %) und des Maschinentransformators (6 %) hinzuzählen, so dass sich die WEA-Niederspannung bei Umschaltung auf Blindstromeinspeisung um 21 % erhöht. Dieser Wert kann sich auf 24 % erhöhen, wenn der WP neu vor dem Fehler mit dem Verschiebungsfaktor 0,95 untererregt betrieben wurde.

Die Pegel müssen also so gewählt werden, dass die Spannung nach Umschalten auf Fehlerbetrieb auf der Niederspannungsseite nicht sofort über den Pegel Normalbetrieb ansteigt. Es werden die folgenden Pegel gewählt:

- Umschaltung auf Fehlerbetrieb: Spannung $< 0,65 U_n$
- Umschaltung zurück auf Normalbetrieb: Spannung $\geq 0,9 U_n$

Der damit zur Verfügung stehende Unterschied zwischen den Umschaltpegeln von 25 % U_c vermeidet das Umschalten der WEA-Regelung während eines Fehlers aufgrund der entstehenden Spannungsanhebung um 24 %.

Überprüfung der Wirkleistungsabgabe und der Blindleistungsbereitstellung nach Kapitel 2.5.3 und 2.5.4

Für beide Punkte sind die Anforderungen der Richtlinie erfüllt und können realisiert werden.

Vorgaben zur Ausführung der Anschlussanlage nach Kapitel 3

Die Anschlussanlage ist nach der Richtlinie Bild C.10 auszuführen.

Bei der Einstellung des Spannungssteigerungsschutzes ist zu berücksichtigen, dass sich die Spannung insbesondere bei übererregtem Betrieb mit voller Leistung gegenüber der Versorgungsspannung anheben kann.

Die Spannungsanhebung an der UW-Sammelschiene ist vernachlässigbar klein, da übererregter Betrieb nur dann gefordert wird, wenn Spannungsstützung im Normalbetrieb erforderlich ist.

Die Spannungsanhebung auf der Niederspannungsseite der Maschinentransformatoren beträgt 5 % bei übererregtem Betrieb mit dem Verschiebungsfaktor 0,95 aufgrund der Spannungsabfälle an den MS-Kabelverbindungen und den Maschinentransformatoren. Dazu kommt, dass die Spannung an der Sammelschiene des UW an der oberen Regelgrenze stehen kann, also 1,5 % über der vereinbarten Versorgungsspannung. Die Spannung kann somit im Normalbetrieb um 6,5 % über der Nennspannung der Niederspannungsseite liegen.

Bei Fehlern im Windpark oder auf der MS-Kabelverbindung vom Windpark zum UW liegt die Spannung auf der Niederspannungsseite der Maschinentransformatoren unter 20 %.

Die folgenden Schutzeinstellungen sind vorgegeben:

- übergeordneter Entkopplungsschutz (nach Tabelle 3.2.3.3-1 der Richtlinie)
- Entkopplungsschutz der WEA (nach Tabelle 3.2.3.3-2 der Richtlinie)

Die Ausführung der Anlage muss den Vorgaben der Richtlinie entsprechen. Datenleitungen zwischen Übergabestation und den einzelnen Erzeugungseinheiten für die geforderte Steuerung der Wirk- und Blindleistungen sind herzustellen.

Der WP neu bezieht Wirkleistung von etwa 30 kW in der Zeit ohne Erzeugung (etwa 2000 Stunden). Während dieser Zeit wird auch die Ladeleistung der Kabel von etwa 1,3 MVA dem Netz entnommen. Der Verschiebungsfaktor beträgt also 0,023 kapazitiv. Mit dem Netzbetreiber ist zu klären, welche Anforderungen an den Verschiebungsfaktor an der Übergabestelle in den Zeiten von Wirkleistungsbezug bestehen.

Nach Ermittlung des vorläufigen Verknüpfungspunktes UW-Sammelschiene 2 für den neuen Windpark lässt der Anschlussnehmer ein Anlagenzertifikat erstellen. Auf Basis dieser Unterlage führt der Netzbetreiber eine abschließende Anschlussbewertung und Festlegung des Verknüpfungspunktes durch.