

	DIN EN 61400-27-1 (VDE 0127-27-1)	DIN
	Diese Norm ist zugleich eine VDE-Bestimmung im Sinne von VDE 0022. Sie ist nach Durchführung des vom VDE-Präsidium beschlossenen Genehmigungsverfahrens unter der oben angeführten Nummer in das VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen und in der „etz Elektrotechnik + Automation“ bekannt gegeben worden.	VDE
ICS 27.180 Windenergieanlagen – Teil 27-1: Elektrische Simulationsmodelle – Windenergieanlagen (IEC 61400-27-1:2015); Deutsche Fassung EN 61400-27-1:2015 Wind turbines – Part 27-1: Electrical simulation models – Wind turbines (IEC 61400-27-1:2015); German version EN 61400-27-1:2015 Eoliennes – Partie 27-1: Modèles de simulation électrique – Eoliennes (IEC 61400-27-1:2015); Version allemande EN 61400-27-1:2015 Gesamtumfang 102 Seiten DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE		

Anwendungsbeginn

Anwendungsbeginn für die von CENELEC am 2015-03-20 angenommene Europäische Norm als DIN-Norm ist 2016-05-01.

Nationales Vorwort

Vorausgegangener Norm-Entwurf: E DIN EN 61400-27-1 (VDE 0127-27-1):2012-07.

Für dieses Dokument ist das nationale Arbeitsgremium K 383 „Windenergieanlagen“ der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE (www.dke.de) zuständig.

Die enthaltene IEC-Publikation wurde vom TC 88 „Wind turbine systems“ erarbeitet.

Das IEC-Komitee hat entschieden, dass der Inhalt dieser Publikation bis zu dem Datum (stability date) unverändert bleiben soll, das auf der IEC-Website unter „<http://webstore.iec.ch>“ zu dieser Publikation angegeben ist. Zu diesem Zeitpunkt wird entsprechend der Entscheidung des Komitees die Publikation

- bestätigt,
- zurückgezogen,
- durch eine Folgeausgabe ersetzt oder
- geändert.

Das Original-Dokument enthält Bilder in Farbe, die in der Papierversion in einer Graustufen-Darstellung wiedergegeben werden. Elektronische Versionen dieses Dokuments enthalten die Bilder in der originalen Farbdarstellung.

Nationaler Anhang NA (informativ)

Zusammenhang mit Europäischen und Internationalen Dokumenten

Für den Fall einer undatierten Verweisung im normativen Text (Verweisung auf ein Dokument ohne Angabe des Ausgabedatums und ohne Hinweis auf eine Abschnittsnummer, eine Tabelle, ein Bild usw.) bezieht sich die Verweisung auf die jeweils aktuellste Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments.

Für den Fall einer datierten Verweisung im normativen Text bezieht sich die Verweisung immer auf die in Bezug genommene Ausgabe des Dokuments.

Eine Information über den Zusammenhang der zitierten Dokumente mit den entsprechenden Deutschen Dokumenten ist nachstehend wiedergegeben.

Tabelle NA.1

Europäisches Dokument	Internationales Dokument	Deutsches Dokument	Klassifikation im VDE-Vorschriftenwerk
–	IEC 60050	a	–
EN 61000 (alle Teile)	IEC 61000 (alle Teile)	DIN EN 61000 (VDE 0839) (alle Teile)	VDE 0839 (alle Teile)
EN 61400-21:2008	IEC 61400-21:2008	DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21):2009-06	VDE 0127-21
EN 61400-25 (alle Teile)	IEC 61400-25 (alle Teile)	DIN EN 61400-25 (VDE 0127-25) (alle Teile)	VDE 0127-25 (alle Teile)
–	IEC 61400-27-2 ^b	–	–
^a „Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch – Deutsche Ausgabe“, Online-Zugang: http://www.dke.de/dke-iev . ^b In Vorbereitung.			

Nationaler Anhang NB (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN 61000 (VDE 0839) (alle Teile), *Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)*

DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21):2009-06, *Windenergieanlagen – Teil 21: Messung und Bewertung der Netzverträglichkeit von netzgekoppelten Windenergieanlagen (IEC 61400-21:2008); Deutsche Fassung EN 61400-21:2008*

DIN EN 61400-25 (VDE 0127-25) (alle Teile), *Windenergieanlagen – Teil 25: Kommunikation für die Überwachung und Steuerung von Windenergieanlagen*

Windenergieanlagen –
Teil 27-1: Elektrische Simulationsmodelle –
Windenergieanlagen
(IEC 61400-27-1:2015)

Wind turbines –
Part 27-1: Electrical simulation models –
Wind turbines
(IEC 61400-27-1:2015)

Eoliennes –
Partie 27-1: Modèles de simulation électrique –
Eoliennes
(IEC 61400-27-1:2015)

Diese Europäische Norm wurde von CENELEC am 2015-03-20 angenommen. CENELEC-Mitglieder sind gehalten, die CEN/CENELEC-Geschäftsordnung zu erfüllen, in der die Bedingungen festgelegt sind, unter denen dieser Europäischen Norm ohne jede Änderung der Status einer nationalen Norm zu geben ist.

Auf dem letzten Stand befindliche Listen dieser nationalen Normen mit ihren bibliographischen Angaben sind beim CEN-CENELEC Management Centre oder bei jedem CENELEC-Mitglied auf Anfrage erhältlich.

Diese Europäische Norm besteht in drei offiziellen Fassungen (Deutsch, Englisch, Französisch). Eine Fassung in einer anderen Sprache, die von einem CENELEC-Mitglied in eigener Verantwortung durch Übersetzung in seine Landessprache gemacht und dem CEN-CENELEC Management Centre mitgeteilt worden ist, hat den gleichen Status wie die offiziellen Fassungen.

CENELEC-Mitglieder sind die nationalen elektrotechnischen Komitees von Belgien, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, der ehemaligen jugoslawischen Republik Mazedonien, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Kroatien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, den Niederlanden, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, der Schweiz, der Slowakei, Slowenien, Spanien, der Tschechischen Republik, der Türkei, Ungarn, dem Vereinigten Königreich und Zypern.

CENELEC

Europäisches Komitee für Elektrotechnische Normung
European Committee for Electrotechnical Standardization
Comité Européen de Normalisation Electrotechnique

CEN-CENELEC Management Centre: Avenue Marnix 17, B-1000 Brüssel

© 2015 CENELEC – Alle Rechte der Verwertung, gleich in welcher Form und in welchem Verfahren, sind weltweit den Mitgliedern von CENELEC vorbehalten.

Ref. Nr. EN 61400-27-1:2015 D

Europäisches Vorwort

Der Text des Dokumentes 88/510/FDIS, zukünftige 1. Ausgabe der IEC 61400-27-1, erarbeitet durch IEC/TC 88 „Wind turbines“ wurde zur parallelen IEC-CENELEC-Abstimmung vorgelegt und von CENELEC als EN 61400-27-1 angenommen.

Nachstehende Daten wurden festgelegt:

- spätestes Datum, zu dem dieses Dokument auf nationaler Ebene durch Veröffentlichung einer identischen nationalen Norm oder durch Anerkennung übernommen werden muss (dop): 2016-04-16
- spätestes Datum, zu dem nationale Normen, die diesem Dokument entgegenstehen, zurückgezogen werden müssen (dow): 2018-03-20

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. CENELEC [und/oder CEN] sind nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Anerkennungsnotiz

Der Text der Internationalen Norm IEC 61400-27-1 wurde von CENELEC ohne irgendeine Abänderung als Europäische Norm angenommen.

In der offiziellen Fassung ist unter „Literaturhinweise“ zu den aufgelisteten Norm die nachstehende Anmerkung einzutragen:

IEC 61400-25 (alle Teile) ANMERKUNG Harmonisiert als EN 61400-25 (alle Teile).

Inhalt

Seite

Europäisches Vorwort	2
Einleitung	9
1 Anwendungsbereich	12
2 Normative Verweisungen	12
3 Begriffe, Abkürzungen und Indizes	12
3.1 Begriffe	12
3.2 Abkürzungen und Indizes	16
3.2.1 Abkürzungen	16
3.2.2 Indizes	17
4 Symbole und Einheiten	18
4.1 Allgemeines	18
4.2 Symbole (Einheiten)	18
5 Spezifikation von Modellen	20
5.1 Überblick	20
5.2 Allgemeine Spezifikationen	21
5.3 Schnittstelle der Modelle	23
5.4 Parameter und Initialisierung	23
5.4.1 Allgemeines	23
5.4.2 Parameterkategorien	24
5.4.3 Globale Parameter	24
5.4.4 Initialisierung	24
5.5 Modulare Struktur von Modellen	25
5.5.1 Generische modulare Struktur	25
5.5.2 Typ 1	25
5.5.3 Typ 2	28
5.5.4 Typ 3	30
5.5.5 Typ 4	33
5.6 Modulbibliothek	37
5.6.1 Aerodynamische Modelle	37
5.6.2 Mechanische Modelle	39
5.6.3 Generatorsatzmodelle	40
5.6.4 Elektrische Einrichtungen	45
5.6.5 Regelmodelle	45
5.6.6 Netzschutzmodell	58
6 Spezifikation des Validierungsverfahrens	60
6.1 Überblick	60
6.2 Allgemeine Spezifikationen	60
6.3 Validierungsverfahren	62

6.3.1	Spannungseinbrüche	62
6.3.2	Referenzpunktänderungen	66
6.3.3	Netzschutz	67
Anhang A (informativ) Validierungsprüfdokumente		69
A.1	Allgemeines	69
A.2	Informationen zum Simulationsmodell und zur Durchführung der Validierung	69
A.3	Vorlage für die Ergebnisse der Validierungsprüfung	70
A.3.1	Allgemeines	70
A.3.2	Spannungseinbrüche	70
A.3.3	Referenzpunktänderungen	70
A.3.4	Netzschutz	71
Anhang B (normativ) Grenzen der möglichen Genauigkeit der Modelle		72
B.1	Allgemeines	72
B.2	Zwangsläufige Simulationsfehler	72
B.3	Messfehler	72
Anhang C (normativ) Kritisch gedämpftes Digital-Tiefpassfilter zweiter Ordnung		74
Anhang D (informativ) Vereinfachtes Modell der WKW-Ebene		75
D.1	Allgemeines	75
D.2	Anwendungsbereich	75
D.3	Beschreibung des Modells des Spannungs- und Blindleistungsreglers	75
D.4	Beschreibung des Modells des Frequenz- und Wirkleistungsreglers	77
Anhang E (informativ) Zweidimensionales aerodynamisches Modell		79
E.1	Zweck	79
E.2	Modellansatz	79
E.3	Anpassung der Modellparameter	80
E.4	Anwendungsfälle	82
E.4.1	Allgemeines	82
E.4.2	Anwendungsfälle einer Stabilitätsuntersuchung	82
E.4.3	Anwendungsfälle der Validierung	83
E.5	Initialisierung des Modells bei leistungsgeminderten Bedingungen	83
Anhang F (informativ) Generische Softwareschnittstelle für die Anwendung von Modellen in verschiedenen Softwareumgebungen		84
F.1	Beschreibung des Ansatzes	84
F.2	Beschreibung der Softwareschnittstelle	85
F.2.1	Beschreibung der Datenstrukturen	85
F.2.2	Funktionen für die Kommunikation über die ESE-Schnittstelle	87
F.2.3	Eingangswerte, Ausgangswerte, Parameter	88
Anhang G (normativ) Bibliothek der Blocksymbole		89
G.1	Allgemeines	89

G.2	Verzögerung des Zeitschritts	89
G.3	Unabhängiger Begrenzer der Rampengeschwindigkeit	89
G.4	Filter erster Ordnung mit absoluten Grenzen, Geschwindigkeitsgrenzen und Freeze-Flag	90
G.5	Wertetabelle	91
G.6	Komparator	91
G.7	Zeitglied	91
G.8	Anti-Windup-Integrator	92
G.9	Integrator mit Rückstellung	93
G.10	Filter erster Ordnung mit Grenzwerterkennung	93
G.11	Verzögerungs-Flag	94
G.12	Erkennung ansteigender Flanken	94
	Literaturhinweise	96
	Anhang ZA (normativ) Normative Verweisungen auf internationale Publikationen mit ihren entsprechenden europäischen Publikationen	98

Bilder

Bild 1	– Einteilung der Netzstabilität nach der IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions	9
Bild 2	– Beispiel für eine Sprungantwort	14
Bild 3	– Allgemeine Schnittstelle zwischen WEA-Modell, Netzmodell und WKW-Modell	23
Bild 4	– Allgemeine Schnittstelle für die Initialisierung von WEA-Modell, WKW-Modell und Netzmodell	24
Bild 5	– Generische modulare Struktur von WEA-Modellen	25
Bild 6	– Elektrische und mechanische Hauptkomponenten von WEAs des Typs 1	26
Bild 7	– Modulare Struktur des WEA-Modells des Typs 1A	26
Bild 8	– Modulare Struktur des WEA-Modells des Typs 1B	27
Bild 9	– Elektrische und mechanische Hauptkomponenten von WEAs des Typs 2	28
Bild 10	– Modulare Struktur des WEA-Modells des Typs 2	29
Bild 11	– Modulare Struktur des Regelmodells des Typs 2	29
Bild 12	– Elektrische und mechanische Hauptkomponenten von WEAs des Typs 3	30
Bild 13	– Modulare Struktur des WEA-Modells des Typs 3	31
Bild 14	– Modulare Struktur des Regelmodells des Typs 3	32
Bild 15	– Elektrische und mechanische Hauptkomponenten von WEAs des Typs 4	33
Bild 16	– Modulare Struktur des WEA-Modells des Typs 4A	34
Bild 17	– Modulare Struktur des Regelmodells des Typs 4A	35
Bild 18	– Modulare Struktur des WEA-Modells des Typs 4B	36
Bild 19	– Modulare Struktur des Regelmodells des Typs 4B	36
Bild 20	– Signalfussplan für das Modell mit konstantem aerodynamischem Drehmoment	37
Bild 21	– Signalfussplan für das eindimensionale aerodynamische Modell	38
Bild 22	– Signalfussplan für das zweidimensionale aerodynamische Modell	39

Bild 23 – Signalflussplan für das Zwei-Massen-Modell	40
Bild 24 – Signalflussplan für das Generatorsatzmodell des Typs 3A.....	41
Bild 25 – Signalflussplan für das Generatorsatzmodell des Typs 3B.....	43
Bild 26 – Signalflussplan für das Generatorsatzmodell des Typs 4	44
Bild 27 – Signalflussplan für das Wechselmodell des Referenzrahmens	45
Bild 28 – Signalflussplan für das Modell der Leistungsregelung über den Blatteinstellwinkel	46
Bild 29 – Signalflussplan für das Regelmodell des Blatteinstellwinkels	47
Bild 30 – Signalflussplan für das Regelmodell des Läuferwiderstands	48
Bild 31 – Signalflussplan für das Modell der P-Regelung des Typs 3.....	50
Bild 32 – Signalflussplan für eine PI-Regelung des Drehmoments des Typs 3.....	50
Bild 33 – Signalflussplan für das Modell der P-Regelung des Typs 4A	51
Bild 34 – Signalflussplan für das Modell der P-Regelung des Typs 4B	52
Bild 35 – Signalflussplan für das Modell der Q-Regelung	54
Bild 36 – Signalflussplan für die Strombegrenzung.....	56
Bild 37 – Signalflussplan für das Konstant-Q-Begrenzungsmodell	57
Bild 38 – Signalflussplan für das QP- und QU-Begrenzungsmodell	57
Bild 39 – Signalflussplan für das Netzschutzsystem	59
Bild 40 – Signalflussplan für die Spannungs-Frequenz-Messung	59
Bild 41 – Signalverarbeitungsstruktur für die „Rückkopplungs“-Methode	63
Bild 42 – Signalverarbeitungsstruktur für die Methode der „Simulation des gesamten Netzes“	63
Bild 43 – Fenster für einen Spannungseinbruch	65
Bild D.1 – Signalflussplan für WEA-Blindleistungsregler.....	77
Bild D.2 – Signalflussplan für den WEA-Wirkleistungsregler	78
Bild E.1 – Aerodynamische Leistung als Funktion des Blatteinstellwinkels θ und der Windgeschwindigkeit v	80
Bild E.2 – Partielle Ableitung der Leistung bezogen auf eine Änderung der Rotordrehzahl $\partial p_{\text{aero}} / \partial \omega_{\text{WTR}}$ als Funktion des Blatteinstellwinkels θ und der Windgeschwindigkeit v	80
Bild E.3 – Partielle Ableitung der Leistung bezogen auf den Blatteinstellwinkel dp_{θ} als Funktion des Blatteinstellwinkels θ	80
Bild E.4 – Partielle Ableitung der Leistung bezogen auf eine Änderung der Rotordrehzahl dp_{ω} als Funktion der Windgeschwindigkeit v für 1 p.u. (Volllinie) und 0,5 p.u. (gestrichelte Linie) der Wirkleistung	80
Bild E.5 – Näherung der aerodynamischen Leistung als Funktion der Windgeschwindigkeit	82
Bild E.6 – Näherung des Blatteinstellwinkels als Funktion der Windgeschwindigkeit.....	82
Bild F.1 – Simulationsablauf bei Nutzung der ESE-Schnittstelle.....	88
Bild G.1 – Blocksymbol für die Verzögerung eines einzelnen Integrationszeitschritts.....	89
Bild G.2 – Blocksymbol für einen unabhängigen Begrenzer der Rampengeschwindigkeit.....	89
Bild G.3 – Signalflussplan für die Implementierung des unabhängigen Begrenzers der Rampengeschwindigkeit.....	90
Bild G.4 – Blocksymbol für einen Filter erster Ordnung mit absoluten Grenzen, Geschwindigkeitsgrenzen und Freeze-Flag	90

Bild G.5 – Signalfussplan für die Implementierung eines Filters erster Ordnung mit absoluten Grenzen, Geschwindigkeitsgrenzen und Freeze-Flag.....	90
Bild G.6 – Signalfussplan für die Implementierung des Freeze-Zustands ohne Filter ($T = 0$)	91
Bild G.7 – Blocksymbol für eine Wertetabelle	91
Bild G.8 – Blocksymbole für Komparatoren	91
Bild G.9 – Blocksymbol für ein Zeitglied.....	91
Bild G.10 – Funktion des Zeitglieds.....	92
Bild G.11 – Blocksymbol für einen Anti-Windup-Integrator	92
Bild G.12 – Signalfussplan für die Implementierung eines Anti-Windup-Integrators.....	93
Bild G.13 – Blocksymbol für einen Integrator mit Rückstellung	93
Bild G.14 – Blocksymbol für ein Filter erster Ordnung mit Grenzwerterkennung	93
Bild G.15 – Blocksymbol für die Implementierung des Filters erster Ordnung mit Grenzwerterkennung.....	94
Bild G.16 – Blocksymbol für ein Verzögerungs-Flag.....	94
Bild G.17 – Signalfussplan für die Implementierung eines Verzögerungs-Flags	94
Bild G.18 – Blocksymbol für die Erkennung ansteigender Flanken	95
Bild G.19 – Signalfussplan für die Erkennung ansteigender Flanken	95

Tabellen

Tabelle 1 – Globale WEA-Modellparameter.....	24
Tabelle 2 – Initialisierungsvariablen, die in Signalfussplänen von Modellen auf jeden Fall angewendet werden	25
Tabelle 3 – Im Modell des Typs 1A benutzte Module	27
Tabelle 4 – Im Modell des Typs 1B benutzte Module	28
Tabelle 5 – Im Modell des Typs 2 benutzte Module.....	30
Tabelle 6 – Im Modell des Typs 3 benutzte Module.....	33
Tabelle 7 – Im Modell des Typs 4A benutzte Module	35
Tabelle 8 – Im Modell des Typs 4B benutzte Module	37
Tabelle 9 – Parameterliste für das eindimensionale aerodynamische Modell	38
Tabelle 10 – Parameterliste für das zweidimensionale aerodynamische Modell.....	38
Tabelle 11 – Parameterliste für das Zwei-Massen-Modell	39
Tabelle 12 – Parameterliste für das Generatorsatzmodell des Typs 3A.....	41
Tabelle 13 – Parameterliste für das Generatorsatzmodell des Typs 3B.....	42
Tabelle 14 – Parameterliste für das Generatorsatzmodell des Typs 4	44
Tabelle 15 – Parameterliste für das Wechselmodell des Referenzrahmens	44
Tabelle 16 – Parameterliste für das Modell der Leistungsregelung über den Blatteinstellwinkel	46
Tabelle 17 – Parameterliste für das Regelmodell des Blatteinstellwinkels	47
Tabelle 18 – Parameterliste für das Regelmodell des Läuferwiderstands.....	48
Tabelle 19 – Parameterliste für das Modell der P-Regelung des Typs 3.....	49
Tabelle 20 – Parameterliste für das Modell der P-Regelung des Typs 4.....	51

Tabelle 21 – Parameterliste für das Modell der P-Regelung des Typs 4B.....	51
Tabelle 22 – Allgemeine Q-Regelbetriebsarten M_{qG} der WEA	52
Tabelle 23 – UVRT-Q-Regelbetriebsarten M_{qUVRT}	52
Tabelle 24 – Parameterliste für das Modell der Q-Regelung	53
Tabelle 25 – Beschreibung der F_{UVRT} -Flag-Werte.....	55
Tabelle 26 – Parameterliste für das Strombegrenzungsmodell	55
Tabelle 27 – Parameterliste für das Konstant-Q-Begrenzungsmodell	56
Tabelle 28 – Parameterliste für das QP- und QU-Begrenzungsmodell.....	57
Tabelle 29 – Parameterliste für das Netzschutzmodell	58
Tabelle 30 – Für Fehlerberechnungen benutzte Fenster	66
Tabelle A.1 – Erforderliche Informationen über das Simulationsmodell und die Durchführung der Validierung.....	69
Tabelle A.2 – Weitere Informationen, die erforderlich sind, wenn eine Simulation des gesamten Netzes durchgeführt wird.....	69
Tabelle A.3 – Zusammenfassung der Validierung von Spannungseinbrüchen	70
Tabelle A.4 – Zusammenfassung der Validierung von Referenzpunktänderungen	71
Tabelle A.5 – Zusammenfassung der Validierung des Netzschutzes	71
Tabelle D.1 – Im Spannungs- und Blindleistungsregelmodell angewendete Parameter	76
Tabelle D.2 – Im Frequenz- und Wirkleistungsregelmodell angewendete Parameter	78
Tabelle E.1 – Punkte, die die Beziehung zwischen der Windgeschwindigkeit v und der partiellen Ableitung dp_{ω} kennzeichnen	81
Tabelle E.2 – Parameterliste für das aerodynamische Verhalten eines spezifischen WEA-Typs	82

Einleitung

Die Normenreihe IEC 61400-27 legt genormte dynamische elektrische Simulationsmodelle für die Erzeugung von Windenergie fest. IEC 61400-27-1 beschreibt Modelle und Modellvalidierungsverfahren für Windenergieanlagen. IEC 61400-27-2 enthält Modelle und Modellvalidierungsverfahren für Windkraftwerke.

Das zunehmende Eindringen von Windenergie in Stromversorgungsnetze bringt mit sich, dass Übertragungsnetzbetreiber (TSOs) (en: Transmission System Operators) und Verteilungsnetzbetreiber (DSOs) (en: Distribution System Operators) dynamische Modelle für die Erzeugung von Windenergie für Untersuchungen der Netzstabilität anwenden müssen. Die von den Herstellern von Windkraftwerken entwickelten Modelle geben das Verhalten ihrer Anlagen mit einer großen Detailgenauigkeit wieder. Diese Detailgenauigkeit ist für Stabilitätsuntersuchungen großer Stromversorgungsnetze mit einer großen Anzahl von Windenergieanlagen aus folgenden Gründen nicht geeignet: erstens, weil die große Detailgenauigkeit die Komplexität und damit die Simulationszeit des Computers immens erhöht, und zweitens, weil die Anwendung der detaillierten herstellereigenen Modelle eine erhebliche Menge an Eingabedaten erfordert, um die einzelnen Typen von Windenergieanlagen darzustellen.

Der Zweck der vorliegenden Norm ist die Festlegung generischer dynamischer Modelle, die zur Untersuchung der Netzstabilität angewendet werden können. Die IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions hat die Stabilität von Stromversorgungsnetzen in Kategorien nach Bild 1 eingeteilt.

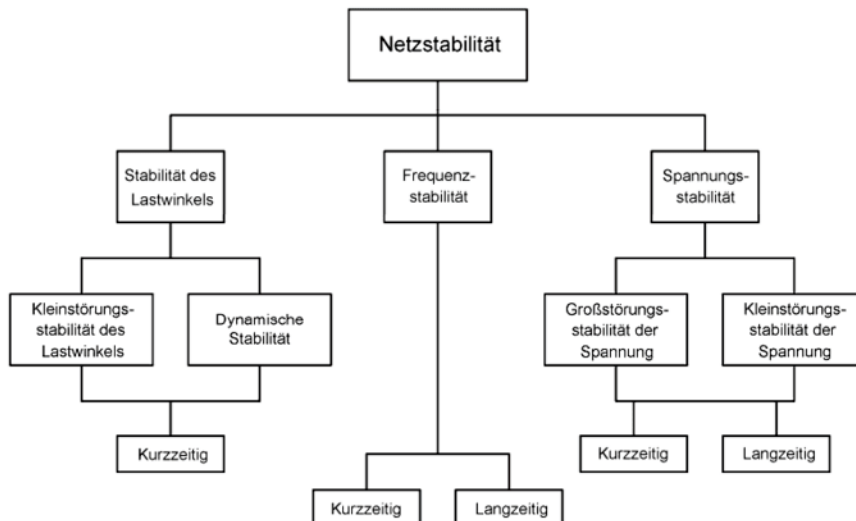


Bild 1 – Einteilung der Netzstabilität nach der IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions

Unter Bezugnahme auf diese Kategorien wurden die Modelle entwickelt, um die Erzeugung von Windenergie in Untersuchungen der kurzzeitigen Großstörungsstabilität der Spannung darzustellen, sie können aber auch für Untersuchungen anderer kurzzeitiger dynamischer Erscheinungen wie der Stabilität des Lastwinkels, der Frequenzstabilität und der Kleinstörungsstabilität der Spannung angewendet werden. Damit sind die Modelle für dynamische Simulationen von Ereignissen in Stromversorgungsnetzen wie Kurzschlüssen (Netzstützung bei Spannungseinbruch), Erzeugungsausfall oder Lastwegfall und Netzauftrennung eines synchronen Bereichs in mehrere synchrone Bereiche anwendbar, wie im Anwendungsbereich angegeben.

Die Modelle müssen ausreichend genau sein, um das dynamische Verhalten an den Anschlussklemmen der Windenergieanlage wiederzugeben, sie müssen aber auch für die Untersuchung großer Netze geeignet sein. Aus diesem Grund werden vereinfachte Modelle von Windenergieanlagen festgelegt, die das typische Verhalten bekannter Technologien von Windenergieanlagen nachbilden.

Die in der vorliegenden Norm festgelegten Modelle für Windenergieanlagen gelten für das Mitsystemverhalten der Grundschiwingung¹⁾. Die Modelle unterliegen den folgenden Einschränkungen:

- Die Modelle sind nicht für Untersuchungen der Langzeitstabilität vorgesehen.
- Die Modelle sind nicht für Untersuchungen von untersynchronen Wechselwirkungen vorgesehen.
- Die Modelle sind nicht für Untersuchungen der Schwankungen vorgesehen, die sich aus der Veränderlichkeit der Windgeschwindigkeit in Zeit und Raum ergeben. Das bedeutet, dass die Modelle keine Erscheinungen wie Turbulenz, Turmschatten, Windgradient und Nachlaufströmungen einbeziehen.
- Die Modelle beziehen keine Erscheinungen ein wie Oberschwingungen, Flicker oder andere EMV-Aussendungen nach der Normenreihe IEC 61000.
- Die Modelle sind ausdrücklich nicht unter Berücksichtigung von Eigenwertberechnungen (für die Kleinsignalstabilität) entwickelt worden²⁾.
- Die hier festgelegten Modelle gelten nur für Windenergieanlagen und umfassen daher keine Betriebssysteme auf der Ebene des Windkraftwerks und keine zusätzlichen Hilfseinrichtungen wie SVCs, STATCOMs und andere Einrichtungen nach IEC 61400-27-2. Die Verbindung von Modellen von Windenergieanlagen mit Modellen des Betriebssystems von Windkraftwerken wird in IEC 61400-27-2 behandelt.
- Die vorliegende Norm geht nicht auf die Besonderheiten von Kurzschlussberechnungen ein.
- Die Modelle gelten nicht für Untersuchungen von äußerst schwachen Netzen einschließlich von Situationen, in denen Windenergieanlagen ohne eine weitere synchrone Erzeugung im Inselbetrieb arbeiten.
- Die Modelle unterliegen den Einschränkungen durch die technischen Spezifikationen in 5.2.

Es ist vorgesehen, das in der vorliegenden Norm festgelegte Validierungsverfahren auf Normmodelle und andere Grundfrequenzmodelle von Windenergieanlagen anzuwenden. Das Validierungsverfahren unterliegt den folgenden Einschränkungen:

- Das Validierungsverfahren gibt keine Anforderungen an die Genauigkeit des Modells vor. Es legt nur Messwerte fest, mit denen die Genauigkeit des Modells quantitativ angegeben werden kann³⁾.
- Das Validierungsverfahren legt keine Prüf- und Messverfahren fest, es beruht auf den in IEC 61000-21 angegebenen Prüfungen.
- Die Validierung des Simulationsmodells dient nicht dem Nachweis der Einhaltung der Anforderungen der Netzanschlussbedingungen, der Netzqualität oder der nationalen Gesetzgebung.
- Die Prüf- und Messverfahren führen Fehler ein, die die mögliche Genauigkeit nach den Festlegungen im Validierungsverfahren begrenzen.
- Das Validierungsverfahren schließt keine Validierung des stationären Zustands ein, sondern richtet sich auf die Validierung des dynamischen Verhaltens des Modells.

Die folgenden Interessenvertreter sind mögliche Anwender der in der vorliegenden Norm festgelegten Modelle:

- TSOs und DSOs, die Endanwender der Modelle sind und Untersuchungen der Netzstabilität als Teil des Planungsprozesses sowie des Betriebs der Stromversorgungsnetze durchführen;
- Betreiber von Windkraftwerken, die gewöhnlich für die Bereitstellung der Modelle von Windkraftwerken für TSOs und/oder DSOs vor der Inbetriebnahme der Anlage verantwortlich sind;

¹⁾ Diese Norm behandelt symmetrische sowie unsymmetrische Fehlzustände, für unsymmetrische Fehlzustände werden aber nur die Mitkomponenten festgelegt.

²⁾ Diese Windenergieanlagen sind stark nichtlinear und es sind Vereinfachungen bei der Entwicklung der vorgeschlagenen Modelle vorgenommen worden. Die Linearisierung für die Eigenwertanalyse ist damit auf der Basis dieser vereinfachten Modelle weder von Belang noch zweckdienlich.

³⁾ [Abschnitt 6](#) legt eine große Anzahl von Messwerten für die Genauigkeit des Modells fest. Die Bedeutung der einzelnen Messwerte hängt vom Typ des Netzes und vom Typ der Stabilitätsuntersuchung ab. [Anhang B](#) beschreibt Grenzen für die mögliche Genauigkeit der Modelle.

- Hersteller von Windenergieanlagen, die in der Regel dem Betreiber Modelle von Windenergieanlagen zur Verfügung stellen;
- Entwickler moderner Software für Simulationswerkzeuge für Stromversorgungsnetze, die die Norm zur Implementierung von normierten Modellen der Windenergie als Teil der Softwarebibliothek nutzen werden;
- Zertifizierungsstellen für eine unabhängige Validierung von Modellen von Windenergieanlagen;
- Ausbildungseinrichtungen und Forschungsgemeinschaften, die auch einen Nutzen aus generischen Modellen ziehen können, da herstellerepezifische Modelle in der Regel vertraulich sind.

1 Anwendungsbereich

IEC 61400-27 legt genormte elektrische Simulationsmodelle für Windenergieanlagen und Windkraftwerke fest. Die festgelegten Modelle sind Simulationsmodelle des Mitsystems im Zeitbereich, die für Untersuchungen von Stromversorgungsnetzen und Netzstabilität vorgesehen sind. Mit den Modellen können dynamische Simulationen der Kurzzeitstabilität in Stromversorgungsnetzen durchgeführt werden. IEC 61400-27 enthält Validierungsverfahren für die festgelegten elektrischen Simulationsmodelle. Die Validierungsverfahren in IEC 61400-27 beruhen auf den in IEC 61400-21 festgelegten Prüfungen,

IEC 61400-27 besteht aus zwei Teilen mit den folgenden Anwendungsbereichen:

- IEC 61400-27-1 legt dynamische Simulationsmodelle für generische Topologien/Entwürfe/Konfigurationen von marktüblichen Windenergieanlagen fest. Die Norm definiert Grundbegriffe und -parameter für die Festlegung der elektrischen Kennwerte einer Windenergieanlage an den Anschlussklemmen. Die Modelle werden modular beschrieben, so dass sie für Entwürfe zukünftiger Windenergieanlagen angewendet werden können. Die dynamischen Simulationsmodelle beziehen sich auf die Anschlussklemmen der Windenergieanlage. Die in IEC 61400-27-1 festgelegten Validierungsverfahren basieren auf den in IEC 61400-21 festgelegten Prüfungen für das Verhalten bei Spannungseinbrüchen, bei Referenzpunktänderungen und des Netzschutzes.
- IEC 61400-27-2 legt dynamische Simulationsmodelle für generische Topologien/Konfigurationen von marktüblichen Windkraftwerken einschließlich von Betriebsführungssystemen des Windkraftwerks und von zusätzlichen Hilfseinrichtungen fest. Darüber hinaus gibt die Norm ein Verfahren zur Schaffung von Modellen für zukünftige Konfigurationen von Windkraftwerken an. Die Modelle der Windkraftwerke beruhen auf den in IEC 61400-27-1 festgelegten Modellen von Windenergieanlagen.

Die in IEC 61400-27 festgelegten elektrischen Simulationsmodelle sind unabhängig von jeglichen Software-simulationswerkzeugen.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden Dokumente, die in diesem Dokument teilweise oder als Ganzes zitiert werden, sind für die Anwendung dieses Dokuments erforderlich. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

IEC 60050, *International electrotechnical vocabulary*

IEC 61400-21, *Wind turbines – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*

3 Begriffe, Abkürzungen und Indizes

3.1 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die Begriffe nach IEC 60050-415 und die folgenden Begriffe.

3.1.1

verfügbare aerodynamische Leistung

größtmögliche Leistung unter Berücksichtigung von Windgeschwindigkeit, Bemessungsleistung, Grenzen der Rotordrehzahl und Begrenzungen des Blatteinstellwinkels

3.1.2

generisches Modell

Modell, das durch Änderung der Modellparameter so angepasst werden kann, dass verschiedene Windenergieanlagen oder Windkraftwerke nachgebildet werden können

3.1.3

Integrationszeitschritt

Simulationszeitintervall zwischen zwei aufeinanderfolgenden numerischen Lösungen der Differentialgleichungen eines Modells

3.1.4

Gegenkomponente (eines Dreiphasensystems)

diejenige der drei symmetrischen Komponenten, die nur in einem unsymmetrischen Dreiphasensystem sinusförmiger Größen vorhanden ist und durch die folgende komplexe mathematische Beziehung definiert ist:

$$\underline{X}_2 = \frac{1}{3} (\underline{X}_{L1} + \underline{a}^2 \underline{X}_{L2} + \underline{a} \underline{X}_{L3})$$

wobei $\underline{a}$ der 120-Grad-Operator ist und $\underline{X}_{L1}$, $\underline{X}_{L2}$ sowie $\underline{X}_{L3}$ die komplexen Ausdrücke der betreffenden Phasengröße sind, und $\underline{X}$ den Phasenvektor der Stromstärke oder der Spannung darstellt

Anmerkung 1 zum Begriff: Spannungs- oder Stromkomponenten des Gegensystems sind nur dann erheblich, wenn die Spannungen bzw. Ströme unsymmetrisch sind. Wenn z. B. die Phasenvektoren der Phasenspannung $\underline{U}_{L1} = U e^{j\theta}$, $\underline{U}_{L2} = U e^{j(\theta+4\pi/3)}$ und $\underline{U}_{L3} = U e^{j(\theta+2\pi/3)}$ symmetrisch sind, dann ist $\underline{U}_2 = (U e^{j\theta} + e^{j4\pi/3} U e^{j(\theta+4\pi/3)} + e^{j2\pi/3} U e^{j(\theta+2\pi/3)})/3 = U e^{j\theta} (1 + e^{j2\pi/3} + e^{j4\pi/3})/3 = 0$.

[QUELLE: IEC 60050-448:1995, 448-11-28, modifiziert (Ergänzung von Anmerkung 1 zum Begriff)]

3.1.5

Nennwirkleistung

Nennwert der Wirkleistung der Windenergieanlage, die vom Hersteller anzugeben ist und als bezogener Nennwert für alle Leistungen (Wirkleistung, Blindleistung, Scheinleistung) angewendet wird

3.1.6

Nennstrom

Nennwert I_n des Stroms der Windenergieanlage, der aus der Nennwirkleistung P_n und der Nennspannung U_n

berechnet wird nach $I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} U_n}$

3.1.7

Nennfrequenz

Nennwert der Frequenz der Windenergieanlage, die vom Hersteller anzugeben ist

3.1.8

Nennspannung

Nennwert der Spannung der Windenergieanlage, die vom Hersteller anzugeben ist

3.1.9

Zeiger

Effektivwertzeiger

für eine sinusförmige Größe $a(t) = \hat{A} \cos(\omega t + \nu_0)$ der komplexe Wert $\underline{A} = A e^{j\nu_0}$ mit $A = \frac{\hat{A}}{\sqrt{2}}$, dabei ist j die imaginäre Einheit, $\hat{A}$ die komplexe Amplitude, ω die Kreisfrequenz und ν_0 der Nullphasenwinkel

[QUELLE: IEC 60050-103:2009, 103-07-14]

3.1.10

Verbindungspunkt

Bezugspunkt im Elektrizitätsversorgungssystem, an dem die elektrische Anlage des Nutzers angeschlossen ist

[QUELLE: IEC 60050-617:2009, 617-04-01]

3.1.11

Mitkomponente (eines Dreiphasensystems)

diejenige der drei symmetrischen Komponenten, die nur in symmetrischen und unsymmetrischen Dreiphasensystemen sinusförmiger Größen vorhanden ist und durch die folgende komplexe mathematische Beziehung definiert ist:

$$\underline{X}_1 = \frac{1}{3} (\underline{X}_{L1} + \underline{a} \underline{X}_{L2} + \underline{a}^2 \underline{X}_{L3})$$

wobei $\underline{a}$ der 120-Grad-Operator ist und $\underline{X}_{L1}$, $\underline{X}_{L2}$ sowie $\underline{X}_{L3}$ die komplexen Ausdrücke der betreffenden Phasengröße sind, und $\underline{X}$ den Phasenvektor der Stromstärke oder der Spannung darstellt

[QUELLE: IEC 60050-448:1995, 448-11-27]

3.1.12

Netzstabilität

Fähigkeit eines Netzes, nach einer Zustandsänderung, z. B. einer Leistungs- oder Impedanzänderung, wieder einen stationären, durch Synchronismus der Generatoren gekennzeichneten Betriebszustand zu erreichen

Anmerkung 1 zum Begriff: IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions: Netzstabilität ist die Fähigkeit eines Stromversorgungsnetzes, bei einer gegebenen Anfangsbetriebsbedingung nach einer physikalischen Störung wieder einen Gleichgewichtszustand des Betriebs zu erreichen, wobei die meisten Systemvariablen so begrenzt werden, dass praktisch das ganze System unbeschädigt bleibt.

[QUELLE: IEC 60050-603:1986, 603-03-01]

3.1.13

quasistationärer Zustand eines Netzes

stationärer Kurzzeitzustand, z. B. während eines Spannungseinbruchs, der ausreichend lang für eine Periode ist, in dem die Netzvariablen als nahezu konstant betrachtet werden können

3.1.14

Reaktionszeit

vergangene Zeit von der Ausgabe eines Sprungbefehls bis der beobachtete Wert 10 % des Sprungs erreicht

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Reaktionszeit ist in Bild 2 dargestellt.

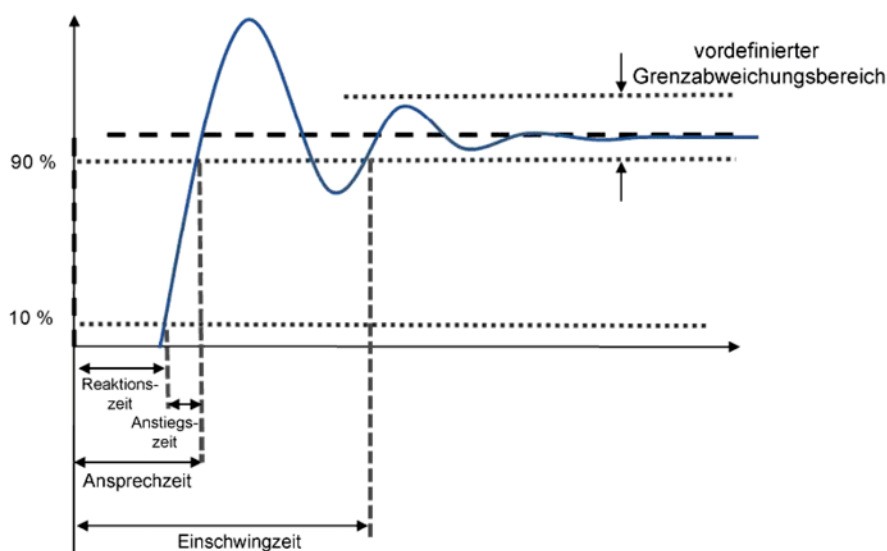


Bild 2 – Beispiel für eine Sprungantwort

3.1.15

Anprechzeit

vergangene Zeit von der Ausgabe eines Sprungbefehls bis der beobachtete Wert das erste Mal den vordefinierten Grenzabweichungsbereich des Zielwerts erreicht

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Ansprechzeit ist in [Bild 2](#) dargestellt.

3.1.16

Einschwingzeit

vergangene Zeit von der Ausgabe eines Sprungbefehls bis der beobachtete Wert dauerhaft im vordefinierten Grenzabweichungsbereich des Zielwerts bleibt

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Einschwingzeit ist in [Bild 2](#) dargestellt.

3.1.17

Kurzschlussleistung

Produkt Kurzschlussstrom an einer Stelle des Netzes mal eine Nennspannung, im Allgemeinen die Betriebsspannung

Anmerkung 1 zum Begriff: Bei Anwendung der physikalischen Einheiten für den Netzstrom (A) und die Nennspannung (V) sollte das Produkt außerdem mit dem Faktor $\sqrt{3}$ multipliziert werden.

[QUELLE: IEC 60050-601:1985, 601-01-14]

3.1.18

Kurzschlussverhältnis

Verhältnis der Kurzschlussleistung am Verbindungspunkt zur Nennwirkleistung des Windkraftwerks oder der Windenergieanlage

3.1.19

stationärer Zustand eines Netzes

Betriebszustand eines Netzes, in dem die Netzvariablen als nahezu konstant betrachtet werden können

[QUELLE: IEC 60050-603:1986, 603-02-06]

3.1.20

Netzvariable

mit dem Betriebszustand veränderliche Größen eines Netzes

BEISPIELE: Spannungen, Ströme, Leistungen, elektrische Ladungen, magnetische Flüsse.

[QUELLE: IEC 60050-603:1986, 603-02-02]

3.1.21

Einschwingzeit

Perioden mit gemessenen elektromagnetischen Transienten, die in Grundfrequenzmodellen nicht enthalten sind

3.1.22

Unsymmetriegrad

Maß der Unsymmetrie in einem Drehstromnetz, ausgedrückt als Verhältnis der Effektivwerte von Gegen- (oder Nullkomponente) und Mitkomponente von Spannung oder Strom (angegeben in Prozent)

[QUELLE: IEC 60050-604:1987, 604-01-30]

3.1.23

Netzstützung bei Spannungseinbruch

UVRT

Fähigkeit einer Windenergieanlage oder eines Windkraftwerks, bei Spannungseinbrüchen mit dem Netz verbunden zu bleiben

3.1.24

Spannungseinbruch

plötzliches Absinken der Spannung mit Spannungswiederkehr nach kurzer Dauer (im Bereich zwischen einigen Perioden bis einigen Sekunden)

[QUELLE: IEC 60050-604:1987, 604-01-25]

3.1.25

Windkraftwerk

Kraftwerk mit einer oder mehreren Windenergieanlagen, Hilfseinrichtungen und dem Betriebsführungssystem der Anlage

3.1.26

Windturbine

drehende Maschine, mit deren Hilfe die kinetische Energie des Windes in eine andere Energieform umgewandelt wird

[QUELLE: IEC 60050-415:1999, 1987, 415-01-01]

3.1.27

Anschlussklemmen der Windenergieanlage

Punkt, der Bestandteil der Windenergieanlage ist und vom Zulieferer der Windenergieanlage gekennzeichnet wird, an dem die Windenergieanlage mit dem elektrischen Kraftwerksnetz verbunden wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Mit der gleichen Definition wird in IEC 61400-21 der Messpunkt für die Prüfungen definiert.

3.1.28

Nullkomponente (eines Dreiphasensystems)

diejenige der drei symmetrischen Komponenten, die nur in einem unsymmetrischen Dreiphasensystem sinusförmiger Größen vorhanden ist und durch die folgende komplexe mathematische Beziehung definiert ist:

$$\underline{X}_1 = \frac{1}{3}(\underline{X}_{L1} + \underline{X}_{L2} + \underline{X}_{L3})$$

wobei $\underline{X}_{L1}$, $\underline{X}_{L2}$ und $\underline{X}_{L3}$ die komplexen Ausdrücke der betreffenden Phasengröße sind, und $\underline{X}$ den Phasenvektor der Stromstärke oder der Spannung darstellt

[QUELLE: IEC 60050-448:1995, 448-11-29]

3.2 Abkürzungen und Indizes

3.2.1 Abkürzungen

In der vorliegenden Norm werden die folgenden Abkürzungen benutzt.

AG	Asynchrongenerator	(en: asynchronous generator)
C	Zwischenkreiskondensator	(en: DC link capacitor)
CB	Leistungsschalter	(en: circuit breaker)
CH	Chopper	(en: chopper)
CIGRE	Conseil International des Grands Reseaux	(de: Internationales Gremium für große elektrische Netze)

CRB	Überspannungsschutz	(en: crowbar)
DCL	Gleichstromzwischenkreis	(en: DC link)
DFAG	doppelt gespeister Asynchrongenerator	(en: doubly fed asynchronous generator) ⁴⁾
GB	Getriebe	(en: gearbox)
GSC	generatorseitiger Umrichter	(en: generator side converter)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.	
LSC	netzseitiger Umrichter	(en: line (grid) side converter)
MSC	mechanisch geschaltete Kondensatorbank, die bei Spannungseinbrüchen nicht dynamisch geschaltet wird	(en: mechanically switched capacitor bank, which is not switched dynamically during voltage dips)
NERC	North American Electric Reliability Corporation	
ROCOF	Änderungsgeschwindigkeit der Frequenz	(en: rate of change of frequency)
SCADA	Datensteuerung, Datenerfassung, Datenüberwachung	(en: supervisory control and data acquisition)
SG	Synchrongenerator	(en: synchronous generator)
STATCOM	statischer Synchronkompensator, der auf einem Spannungszwischenkreisumrichter beruht	(en: static synchronous compensator based on a power electronics voltage-source converter)
SVC	statischer Blindleistungskompensator	(en: static var compensator)
TR	Transformator	(en: transformer)
TSC	thyristorgeschaltete Kondensatorbank, die bei Spannungseinbrüchen dynamisch geschaltet wird	(en: thyristor switched capacitor bank, which is switched dynamically during voltage dips)
UVRT	Netzstützung bei Spannungseinbruch	(en: under voltage ride through)
VRRAG	Asynchrongenerator mit einstellbarem Läuferwiderstand	(en: asynchronous generator with variable rotor resistance)
WKW	Windkraftwerk	(en: wind power plant)
WEA	Windenergieanlage	(en: wind turbine)
WTR	Rotor einer Windenergieanlage	(en: wind turbine rotor)
WTT	Anschlussklemmen einer Windenergieanlage	(en: wind turbine terminals)

3.2.2 Indizes

ag	Luftspalt	(en: air gap)
base	bezogener Nennwert	(en: per-unit base value)
cmd	Strom-Sollwert für das Generatorsystem	(en: current command to generator system)
drt	Antriebsstrang	(en: drive train)
DTD	aktive Dämpfung des Antriebsstrangs	(de: active drive train damping)
E	Fehler zwischen Simulation und Messung	(en: error between simulation and measurement)

⁴⁾ Wird in der Literatur häufig als doppelt gespeister Induktionsgenerator (DFIG) bezeichnet, aber bei der Regelung des Läuferstroms nicht als Induktionsgenerator betrieben.

err	Eingabefehler der Regelung	(en: controller input error)
gen	Generator	(en: generator)
init	Anfangswert	(en: initial value)
filt	gefilterter Wert	(en: filtered)
MAE	mittlerer absoluter Fehler zwischen Simulation und Messung	(en: mean absolute error between simulation and measurement)
max	größter Wert	(en: maximum)
ME	mittlerer Fehler zwischen Simulation und Messung	(en: mean error between simulation and measurement)
mea	gemessener Wert	(en: measured)
min	kleinster Wert	(en: minimum)
MXE	größter Wert zwischen Simulation und Messung	(en: maximum error between simulation and measurement)
n	Nennwert	(en: nominal)
ord	Wirk- oder Blindleistungs-Sollwert vom WEA-Regler	(en: active or reactive power order from WT controller)
p	Wirkkomponente	(en: active component)
q	Blindkomponente	(en: reactive component)
u	Spannung	(en: voltage)
WTref	Referenzwert der Windenergieanlage	(en: WT reference value)
sim	simulierter Wert	(en: simulated)
UVRT	Netzstützung bei Spannungseinbruch	(en: under voltage ride through)
WT	Größe an einer Windenergieanlage	(en: variable at WTT)
WTR	Rotor einer Windenergieanlage	(en: WT rotor)

4 Symbole und Einheiten

4.1 Allgemeines

Wenn es nicht anders festgelegt ist, sind die Spannungs- und Stromwerte in der vorliegenden Norm Mitkomponenten der Grundschwingung.

In dieser Norm werden die folgenden Symbole zusätzlich zu der in 5.6 definierten Modulbibliothek angewendet. Bei Größen mit physikalischen Einheiten sind die Einheiten in Klammern angegeben. Für bezogene Größen sind die bezogenen Nennwerte in Klammern angegeben.

4.2 Symbole (Einheiten)

ϑ	Blatteinstellwinkel (Grad)
τ_{init}	Anfangswert des Drehmoments (T_{base})
T_{base}	bezogener Nennwert des Drehmoments $T_{\text{base}} = \frac{P_n}{\Omega_{\text{base}}} \text{ (Nm)}$
ω_{gen}	Generatordrehzahl (Ω_{base})
ω_{ref}	Referenzdrehzahl (Ω_{base})
ω_{WTR}	WEA-Rotordrehzahl (Ω_{base})

Ω_{base}	bezogener Nennwert der Drehzahl $\Omega_{\text{base}} = \begin{cases} \Omega_n & \text{bezieht sich auf den Generator} \\ \frac{\Omega_n}{n_{\text{gear}}} & \text{bezieht sich auf des WEA-Rotor} \end{cases}$ (rad/s)
Ω_n	Nenn Drehzahl des Generators (rad/s)
f_n	Netznennfrequenz (50 Hz oder 60 Hz)
F_{OCB}	Flag für das Öffnen des Lastschalters (0,1)
F_{UVRT}	Flag für die Netzstützung bei Spannungseinbruch (0,1,2)
f_{sys}	globale Netzfrequenz (f_n)
f_{WT}	Netzfrequenz an den WEA-Anschlussklemmen (f_n)
I_n	Nennstrom an den WEA-Anschlussklemmen (A)
i_{gen}	Generatorstromzeiger in den Netzkoordinaten (I_n)
i_{WT}	Stromzeiger an den WEA-Anschlussklemmen in den Netzkoordinaten (I_n)
i_{WTmea}	gemessener und signalverarbeiteter Strom an den WEA-Anschlussklemmen (I_n)
i_{WTraw}	nach IEC 61400-21 gemessener Rohstrom an den WEA-Anschlussklemmen (I_n)
i_{WTsim}	simulierter und signalverarbeiteter Strom an den WEA-Anschlussklemmen (I_n)
i_{pcmd}	Wirkstromsollwert für das Generatorsystem (Vorzeichenregel der Erzeugung) (I_n)
i_{pmax}	größter Wirkstrom (Vorzeichenregel der Erzeugung) (I_n)
i_{qcmd}	Blindstromsollwert für das Generatorsystem (kapazitive Vorzeichenregel) (I_n)
i_{qmax}	größter Blindstrom (kapazitive Vorzeichenregel) (I_n)
i_{qmin}	kleinster Blindstrom (kapazitive Vorzeichenregel) (I_n)
n_{gear}	mechanisches Übersetzungsverhältnis zwischen WEA-Rotor und Generator
p_{ag}	(Luftspalt-)Leistung des Generators (P_n)
p_{aero}	aerodynamische Leistung (P_n)
p_{ord}	Leistungssollwert vom WEA-Regler (P_n)
P_n	Nennwirkleistung der WEA (W)
p_{WT}	Wirkleistung an den WEA-Anschlussklemmen (Vorzeichenregel der Erzeugung) (P_n)
p_{WTref}	Referenzwert der Wirkleistung an den WEA-Anschlussklemmen (P_n)
q_{WT}	Blindleistung an den WEA-Anschlussklemmen (kapazitive Vorzeichenregel) (P_n)
q_{WTmax}	größte Blindleistung an den WEA-Anschlussklemmen (kapazitive Vorzeichenregel) (P_n)
q_{WTmin}	kleinste Blindleistung an den WEA-Anschlussklemmen (kapazitive Vorzeichenregel) (P_n)
r_{rot}	VRRAG-Läuferwiderstand (Z_{base})
T_{com}	allgemeine Abtastzeit für den Vergleich gemessener und simulierter Werte (s)
T_{mea}	Abtastgeschwindigkeit der gemessenen Rohdaten (s)
T_s	Integrationszeitschritt (s)
u_{gen}	Generatorspannungszeiger in den Netzkoordinaten (I_n)
U_n	Außenleiternennspannung an den WEA-Anschlussklemmen (V)
u_{WT}	Spannung an den WEA-Anschlussklemmen (U_n)

u_{WT}	Spannungszeiger an den WEA-Anschlussklemmen in den Netzkoordinaten (U_n)
u_{WTmea}	gemessene und signalverarbeitete Spannung an den WEA-Anschlussklemmen (U_n)
u_{WTraw}	nach IEC 61400-21 gemessene Rohspannung an den WEA-Anschlussklemmen (U_n)
u_{WTsim}	simulierte und signalverarbeitete Spannung an den WEA-Anschlussklemmen (U_n)
W_{fault}	Zeitfenster für die Definition der Dauer eines Fehlzustands (s)
$W_{faultQS}$	quasistationärer Teil von W_{fault} (s)
W_{post}	Zeitfenster für die Definition der Dauer nach einem Fehlzustand (s)
W_{postQS}	quasistationärer Teil von W_{post} (s)
W_{pre}	Zeitfenster für die Definition der Dauer vor einem Fehlzustand (s)
$x_E(n)$	durch die Signalverarbeitung bereitgestellte Zeitreihen von Simulationsfehlern
x_{MAE}	mittlerer absoluter Fehler im Zeitfenster
x_{ME}	absoluter Fehler im Zeitfenster
$x_{mea}(n)$	durch die Signalverarbeitung bereitgestellte gemessene Zeitreihen
x_{MXE}	größter Fehler im Zeitfenster
$x_{sim}(n)$	durch die Signalverarbeitung bereitgestellte simulierte Zeitreihen
x_{WTref}	Referenzwert der Blindleistung an den WEA-Anschlussklemmen (kapazitive Vorzeichenregel) oder Referenzwert der Dreiecksspannung in Abhängigkeit von der Regelbetriebsart der WEA (P_n oder U_n)
Z_{base}	Impedanznennwert $Z_{base} = \frac{U_n^2}{P_n} (\Omega)$

5 Spezifikation von Modellen

5.1 Überblick

Der Zweck von Abschnitt 5 ist die Festlegung einer Menge generischer Simulationsmodelle für die bestehenden WEA-Typen und einer Struktur für die Entwicklung von Modellen für zukünftige WEA-Typen.

WEAs werden gewöhnlich in vier Typen eingeteilt, die gegenwärtig in Netzen von Bedeutung sind (Hansen 2004, NERC 2010). Nach der NERC-Nomenklatur (Typ 1 bis Typ 4) haben die vier Typen die folgenden Eigenschaften:

- Typ 1: WEA mit einem direkt mit dem Netz verbundenen Asynchrongenerator mit feststehendem Läuferwiderstand (gewöhnlich mit Käfigwicklung);
- Typ 2: WEA mit einem direkt mit dem Netz verbundenen Asynchrongenerator mit einstellbarem Läuferwiderstand;
- Typ 3: WEA mit einem doppelt gespeisten Asynchrongenerator (direkt verbundener Ständer und über einen Leistungsumrichter verbundener Läufer);
- Typ 4: über einen Vollumrichter mit dem Netz verbundene WEA.

Die Spezifikationen der Modelle sind in den folgenden Unterabschnitten angegeben:

- 5.2 gibt die allgemeine Spezifikation an.
- 5.3 legt die Schnittstelle zwischen dem WEA-Modell, dem WKW-Modell und dem Netzmodell fest.
- 5.4 spezifiziert die Kategorien der WEA-Modellparameter und wie diese Kategorien die Initialisierung der Modelle beeinflussen.

- 5.5 legt die generische modulare Struktur von WEA-Modellen für Modelle der Typen 1 bis 4 und für die entsprechenden Regelmodelle fest.
- 5.6 legt die detaillierten Modelle für die in 5.5 verwendeten einzelnen Module fest.

5.2 Allgemeine Spezifikationen

Dieser Unterabschnitt beschreibt die allgemeinen Spezifikationen für die WEA-Modelle. Die Spezifikationen geben keine Anforderungen an das Betriebsverhalten der WEAs wieder, sondern Anforderungen an die Modellstruktur.

Diese Modelle sind unter Berücksichtigung der folgenden Spezifikationen entwickelt worden:

- Die Modelle gelten mindestens für die bestehenden vier Kategorien gegenwärtig entwickelter WEA-Technologien: übliche Asynchrongeneratoren, Asynchrongeneratoren mit einstellbarem Läuferwiderstand, doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren und WEAs mit Vollumrichter-Schnittstelle.
- Die Modelle sind modular aufgebaut, um Erweiterungen für zu entwickelnde zukünftige Technologien oder zukünftige Ergänzungen des Betriebsführungssystems zu ermöglichen.
- Die Modelle sind in erster Linie für Untersuchungen des Netzstabilität vorgesehen und sollten somit die gesamte beeinflusste Dynamik des Mitsystems bei folgenden Zuständen nachbilden:
 - symmetrische Kurzschlüsse des Übertragungsnetzes (außerhalb des WKW einschließlich Spannungswiederkehr);
 - Störungen der Netzfrequenz⁵⁾;
 - elektromechanische Schwingungsarten des Läufers des Synchrongenerators (gewöhnlich im Bereich von 0,2 Hz bis 4 Hz);
 - Änderungen von Referenzwerten.
- Die Modelle gelten für das Mitsystemverhalten der Grundschiwingung⁶⁾.
- Die Modelle sollten für typische Abweichungen der Netzfrequenz (empfohlener Wert $\pm 6\%$ von der Netznennfrequenz) gelten.
- Die Modelle sollten in der Lage sein, die Simulation von Phasensprüngen numerisch zu behandeln.
- Die Modelle sollten für stationäre Spannungsabweichungen im Bereich von 0,85 p.u. bis 1,15 p.u. gelten.
- Die Modelle sollten für dynamische Spannungserscheinungen (z. B. Fehlzustände) gelten, bei denen die Spannung zeitweilig bis auf nahezu null fallen kann⁷⁾.
- Der typische betreffende Zeitrahmen für eine dynamische Simulation umfasst den Bereich von 10 s bis 30 s. In diesem Zeitrahmen wird die Windgeschwindigkeit als konstant angenommen.

⁵⁾ Die WEA-Modelle in IEC 61400-27-1 enthalten keine Frequenzregelung. In den Modellen auf der WKW-Ebene, die im informativen Anhang D angegeben sind, ist eine Leitfrequenzregelung eingeschlossen, die auch in die in IEC 61400-27-2 festgelegten Modelle auf der WKW-Ebene einbezogen wird.

⁶⁾ Im Allgemeinen sind Mitsystems Simulationen für Untersuchungen der Energienetzstabilität ausreichend. Die richtige Darstellung der Gegenkomponente und der Nullkomponente ist schwierig.

⁷⁾ Für dynamische Überspannungsereignisse sind die Modelle nicht bestätigt worden. Auch für sehr geringe Spannungen bei einer Instabilität der Stromrichterregelung ist die Gültigkeit begrenzt (Göksu, 2014).

- Die Modelle sollten mit Integrationszeitschritten bis zu $1/4$ Periodendauer arbeiten⁸⁾. Folglich kann die Bandbreite der Modelle nicht größer als 15 Hz sein⁹⁾.
- Die Modelle sollten für einen stationären Zustand von Leistungsflussbedingungen mit voller Leistung oder Teilleistung initialisiert werden.
- Äußere Bedingungen wie die Windgeschwindigkeit sollten unbedingt durch die verfügbare aerodynamische Leistung berücksichtigt werden.
- Über-/Unterfrequenzschutz und Über-/Unterspannungsschutz sollten modelliert werden, wenn sie im Betriebsführungssystem vorhanden sind, damit eine realistische Darstellung der WEA-Abtrennung nach Netzstörungen möglich ist. Dabei kann es sich um gesonderte Module handeln, die mit dem WEA-Hauptmodell verbunden werden¹⁰⁾.
- Die Trägheit des WEA-Generators und der erste Torsionsmode des Antriebsstrangs sollten berücksichtigt werden, wenn sie einen erheblichen Einfluss auf das Leistungspendeln haben können¹¹⁾.
- Die Modelle sollten numerisch solide sein, damit sie sowohl für hohe als auch geringe Kurzschlussströme anwendbar sind. Die Zulieferer der Einrichtungen müssen das geringste Kurzschlussverhältnis und/oder die Systembedingungen angeben, für das bzw. die das Modell unter Berücksichtigung ihrer spezifischen Einrichtung anwendbar ist. Die Dynamik von phasensynchronisierten Schleifen wird nicht in die Modelle einbezogen¹²⁾.
- Die Modelle sollten eindeutig mit Signalflussplänen, Erläuterungen nichtlinearer Komponenten und Gleichungen beschrieben werden, und die besonderen Initialisierungsaspekte sollten erörtert werden, damit jeder beliebige Softwareanbieter die Modelle implementieren kann. Die Norm beschreibt nicht die Algorithmen, die in den speziellen Zeitreihen-Simulationswerkzeugen benutzt werden, sondern nur die linearen, nichtlinearen und unterschiedlichen Beziehungen, die modelliert werden.
- Die generischen Modelle schließen generische Modelle für Schutz- und Betriebsführungssysteme ein, die sich zwangsläufig zwischen den spezifischen Systemen der Hersteller unterscheiden. Zur Darstellung der herstellerspezifischen Systeme sollten die Modelle durch die Definition eigenständiger Blöcke für den Schutz und die Betriebsführung einfach zu parametrisieren sein. Diese Struktur ermöglicht den Ersatz generischer Blöcke des Betriebsführungs- und Schutzsystems durch herstellerspezifische Blöcke.
- Das Modell sollte die Blindleistungsfähigkeit der WEA einbeziehen.

⁸⁾ Die Modelle sind mit Integrationszeitschritten bis zu $1/2$ Periodendauer stabil, einige Zeitkonstanten müssen aber unter Umständen so angepasst werden, dass sie mindestens den doppelten Wert des Integrationszeitschritts annehmen. Diese Parameteranpassung beeinflusst die Genauigkeit des Modells.

⁹⁾ Es wird allgemein davon ausgegangen, dass die kleinste Zeitkonstante, die in ein dynamisches Modell einbezogen werden kann, den doppelten Wert des Integrationszeitschritts annimmt. Damit sollten die Modelle bei geforderten Integrationszeitschritten von $1/4$ Periodendauer im ungünstigsten Fall mit Integrationszeitschritten von 0,005 s (50 Hz) arbeiten. Die kleinste Zeitkonstante wird dann 0,01 s. Für eine Verzögerung der ersten Ordnung mit einer Zeitkonstante von 0,01 s beträgt die 3-dB-Bandbreite dann $10 \text{ rad/s} = 15,9 \text{ Hz}$, was auf 15 Hz abgerundet wird.

¹⁰⁾ Die festgelegten Grundfrequenzmodelle geben keinen Netzschutz wieder, der schneller als eine Periodendauer ist.

¹¹⁾ Dies ist nur möglich, wenn die Eigenfrequenz des ersten Torsionsmodes des Antriebsstrangs innerhalb der Bandbreite des Modells liegt. Dies trifft jedoch praktisch auf alle WEAs zu.

¹²⁾ Im Allgemeinen ist die Dynamik im Zusammenhang mit phasensynchronisierten Schleifen um eine Größenordnung schneller als die des WEA-Leistungsreglers. Der Einfluss von phasensynchronisierten Schleifen auf die Untersuchung von Energienetzen ist damit geringfügig.

5.3 Schnittstelle der Modelle

Der Zweck dieses Unterabschnitts ist die Festlegung der Schnittstelle der WEA-Modelle. Die Schnittstellen der WEA-Modelle zum Netzmodell im Netzsimulationswerkzeug und zum WKW-Modell sind in IEC 61400-27-2 festgelegt.

Bild 3 stellt die allgemeine dynamische Simulationsschnittstelle zwischen WEA-Modell, Netzmodell und WKW-Modell dar.

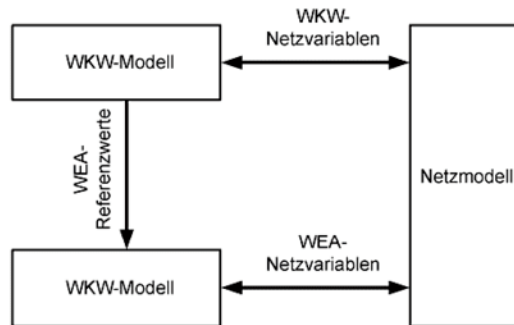


Bild 3 – Allgemeine Schnittstelle zwischen WEA-Modell, Netzmodell und WKW-Modell

Das Modell kann entweder von einem Ereignis im Netzmodell wie einem Kurzschluss oder durch eine Änderung eines WEA-Referenzwerts vom WKW-Regler erregt werden.

Das WEA-Modell benutzt die Netzspannungen aus dem Netzmodell als Eingangswert und gibt die Netzströme als Ausgangswert aus. Diese Eingangs- und Ausgangswerte beziehen sich auf die WEA-Anschlussklemmen.

WEAs können in der Regel über das WKW-SCADA-System von einem WEA-Regler oder von einem entfernten Regler prozessgekoppelte Referenzwerte empfangen. Die verfügbare Menge der Referenzwerte ist abhängig vom WEA-Typ, vom WEA-Hersteller und von der Betriebsart verschieden. Die folgenden Referenzwerte werden in generischen WEA-Modellen betrachtet:

- Wirkleistungsreferenzwert;
- Blindleistungsreferenzwert;
- Spannungsreferenzwert.

Es ist zu beachten, dass die WEA-Modelle auch den Leistungsfaktorregelbetrieb simulieren können, dann wird aber angenommen, dass der Leistungsfaktorreferenzwert der WEA während der gesamten Simulation konstant ist.

5.4 Parameter und Initialisierung

5.4.1 Allgemeines

Für die Anwendung eines der in 5.5 festgelegten generischen Modelle muss der WEA-Hersteller die WEA-Modellparameter für jedes der angewendeten Module angeben, die in der Tabelle für den ausgewählten Modelltyp angegeben sind. Die globalen WEA-Modellparameter sind in 5.4.3 angegeben und beschrieben, die Mehrheit der WEA-Modellparameter ist jedoch in den Parametertabellen der Modulbibliothek in 5.6 enthalten und beschrieben. Diese WEA-Modellparameter werden nach 5.4.2 in Kategorien eingeordnet.

Einige der in 5.6 beschriebenen Module nutzen auch Initialisierungsvariablen, die bei der Initialisierung des Modells in der Regel in Abhängigkeit vom Lastflussfall eingestellt werden. 5.4.4 gibt einen Überblick über die Initialisierung.

5.4.2 Parameterkategorien

Alle WEA-Modellparameter werden abhängig von Typ, Projekt oder Fall in Kategorien eingeteilt. Die Kategorie jedes WEA-Modellparameters ist in den Parametertabellen der Modulbibliothek in 5.6 angegeben.

Die drei Parameterkategorien werden wie folgt definiert:

- Typabhängige Parameter sind für den spezifischen WEA-Typ kennzeichnend. Dies gilt gewöhnlich für mechanische und elektrische Parameter.
- Projektabhängige Parameter dürfen für einen bestimmten WEA-Typ in Abhängigkeit vom speziellen Projekt verschieden sein. Dies gilt gewöhnlich für Regelparameter, die gemäß den spezifischen Anforderungen der Netzanschlussbedingungen eingestellt werden.
- Fallabhängige Parameter dürfen abhängig vom speziellen stationären Zustand vor der Störung, z. B. abhängig davon, ob die Wirkleistung und/oder die mögliche Leistung ein Nennwert oder ein Teilwert ist, verschieden sein. Die eindeutige Festlegung, wie fallabhängige Parameter vom spezifischen Simulationsfall abhängen, liegt in Verantwortungsbereich des WEA-Herstellers.

Der WEA-Hersteller darf die in den Tabellen in 5.6 festgelegte Kategorie der spezifischen Parameter anheben, wenn dies für den spezifischen WEA-Typ zulässig ist. Das Ziel ist die Verringerung der Anzahl der fallabhängigen Parameter auf ein Minimum, aber auch die eindeutige Angabe des begrenzten Anwendungsbereichs für einen bestimmten Parametersatz.

5.4.3 Globale Parameter

Die globalen WEA-Modellparameter sind in Tabelle 1 aufgeführt. Diese Parameter werden zusätzlich zu den modulspezifischen Parametern, die in jedem einzelnen der in 5.6 angegebenen Modelle verzeichnet sind, in der Modulbibliothek in 5.6 und in der Blocksymbolbibliothek im Anhang G angewendet.

Tabelle 1 – Globale WEA-Modellparameter

Symbol	Grundeinheit	Beschreibung
f_n	Hz	Nennfrequenz
T_s	s	Integrationszeitschritt

5.4.4 Initialisierung

Die Initialisierung des WEA-Modells muss in Übereinstimmung mit der Initialisierung des Netzmodells und des WKW-Modells nach IEC 61400-27-2 erfolgen. Die Initialisierungsschnittstelle des Netzmodells, des WKW-Modells und des WEA-Modells ist in Bild 4 dargestellt.

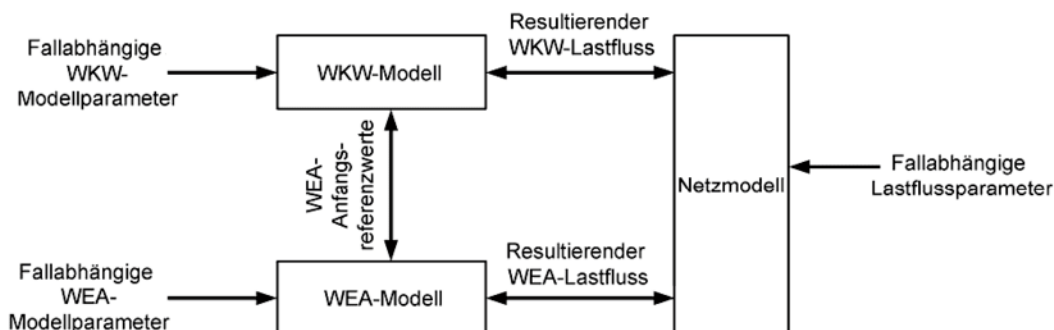


Bild 4 – Allgemeine Schnittstelle für die Initialisierung von WEA-Modell, WKW-Modell und Netzmodell

Vor der Initialisierung des Modells müssen die fallabhängigen Parameter aktualisiert werden. Dies gilt für Lastflussparameter im Netzmodell und für fallspezifische WEA- und WKW-Parameter.

Das Netzmodell wird durch einen Lastfluss initialisiert, der in Übereinstimmung mit den Betriebsführungsarten im WKW-Modell und im WEA-Modell festgelegt werden muss. Der Lastfluss beeinflusst die Initialisierung des WKW-Modells und des WEA-Modells, weil der Lastfluss alle Anfangsspannungen und -ströme bestimmt. Außerdem kann die Initialisierung des WKW-Modells abhängig von den Anfangsreferenzwerten die Initialisierung des WEA-Modells beeinflussen.

Tabelle 2 enthält die Initialisierungsvariablen, die in den Modellen auf jeden Fall angewendet werden.

Tabelle 2 – Initialisierungsvariablen, die in Signalfussplänen von Modellen auf jeden Fall angewendet werden

Symbol	Grundeinheit	Beschreibung
P_{init}	P_n	Anfangsleistung
τ_{init}	T_{base}	Stationäres Anfangsdrehmoment des Antriebsstrangs
$\tan(\varphi_{init})$	–	Leistungsskalierungsfaktors bei der Leistungsfaktorregelung

5.5 Modulare Struktur von Modellen

5.5.1 Generische modulare Struktur

Die vorliegende Norm benutzt die generische modulare Struktur des WEA-Modells nach Bild 5. Die Struktur stimmt mit der in Bild 3 definierten Schnittstelle des WEA-Modells überein. Die mittlere waagerechte Blockreihe gibt die Umwandlung der aerodynamischen Leistung in elektrische Leistung an den WEA-Anschlussklemmen wieder, während darüber und darunter die Schutz- bzw. die Regelfunktionen dargestellt sind.

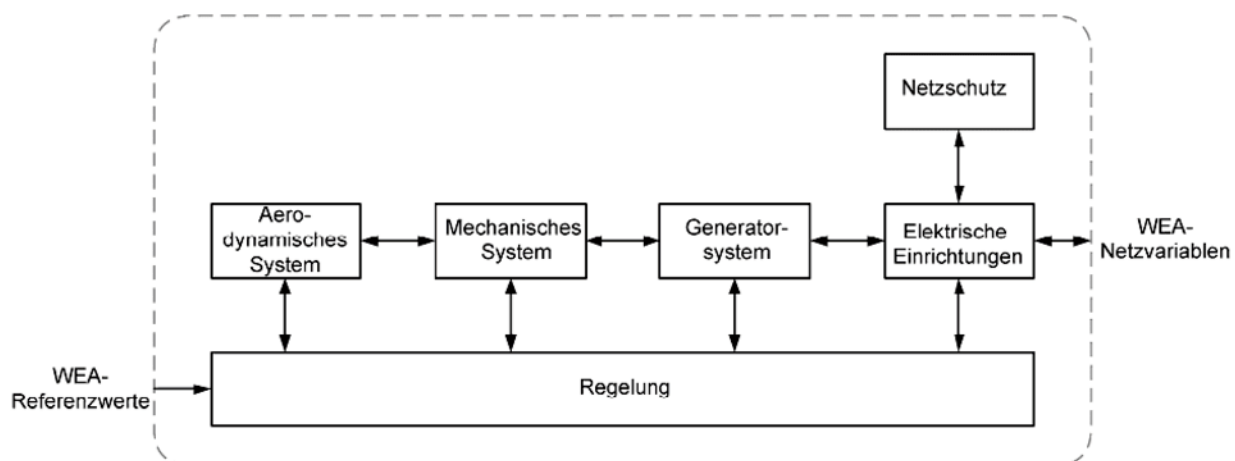


Bild 5 – Generische modulare Struktur von WEA-Modellen

5.5.2 Typ 1

5.5.2.1 Definition von Typ 1

WEA des Typs 1 benutzen Asynchrongeneratoren, die direkt, d. h. ohne Stromrichter, mit dem Netz verbunden sind. Die meisten WEAs des Typs 1 haben einen Sanftanlaufanlasser, der aber nur während des Anlaufens aktiv ist.

Bild 6 zeigt die elektrischen und mechanischen Hauptkomponenten, die in WEA-Modellen des Typs 1 enthalten sind. Der WEA-Rotor (WTR) ist über ein Getriebe (GB) mit dem Asynchrongenerator (AG) verbun-

den. Die Kondensatorbank stellt die Blindleistungskompensation bereit. Die meisten WEAs des Typs 1 sind mit mechanisch geschalteten Kondensatorbänken (MSC) ausgerüstet, die für Kurzzeitsimulationen als feststehend angesehen. WEAs des Typs 1 mit der Fähigkeit der Netzstützung bei Spannungseinbruch verwenden gewöhnlich eine thyristorgeschaltete Kondensatorbank (TSC), die während und nach Fehlzuständen dynamisch geregelt wird. Der Hauptleistungsschalter (CB) trennt Generator und Kondensatoren gleichzeitig ab. Die WEA-Anschlussklemmen können sich auf einer der beiden Seiten des Transformators (TR) befinden, wie in IEC 61400-21 angegeben.

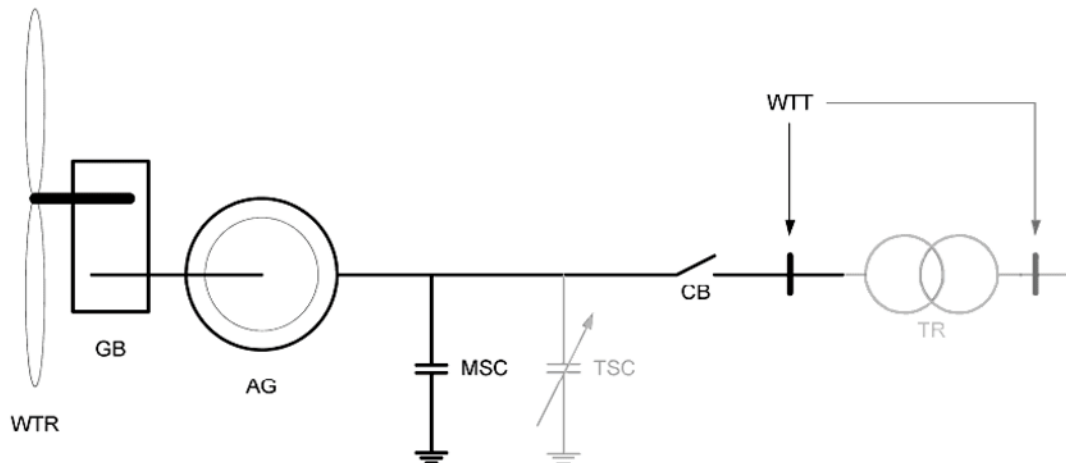


Bild 6 – Elektrische und mechanische Hauptkomponenten von WEAs des Typs 1

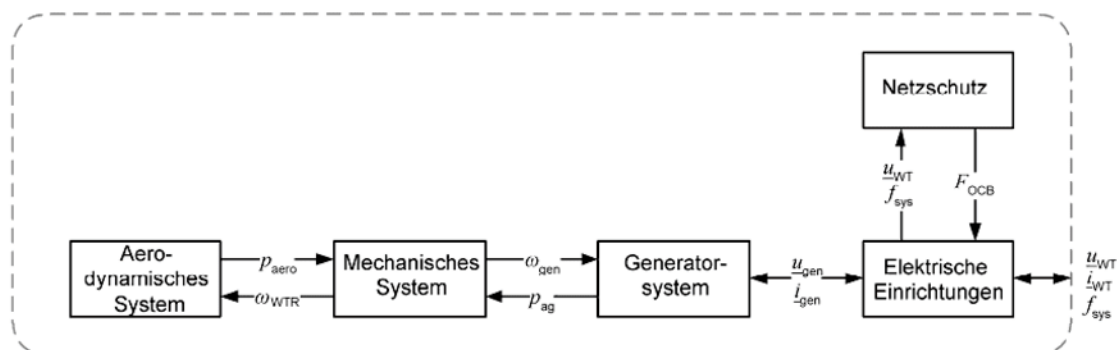
WEAs des Typs 1 können feste Blatteinstellwinkel haben oder aber Blatteinstellsysteme, mit denen die Rotorblätter vom Strömungsabriss weg (positiver Blatteinstellwinkel) oder in den Strömungsabriss hinein (negativer Blatteinstellwinkel, wird auch als aktive Stall-Regelung oder Combi-Stall-Regelung bezeichnet) gestellt werden können. Die Regelung des Blatteinstellwinkels wird in einigen WEAs des Typs 1 zur aktiven UVRT-Regelung herangezogen.

Deshalb werden in 6.5.5.2 und 6.5.5.3 zwei Modelle des Typs 1 festgelegt:

- Typ 1A: WEAs mit festem Blatteinstellwinkel;
- Typ 1B: WEAs mit UVRT-Regelung über den Blatteinstellwinkel.

5.5.2.2 Modellspezifikation des Typs 1A

Bild 7 zeigt die modulare Struktur für das WEA-Modell des Typs 1A. Für dieses Modell wird angenommen, dass der Blatteinstellwinkel festgesetzt ist.



ANMERKUNG Der aerodynamische Block ist in diesem Bild enthalten, es wird aber nur ein vereinfachtes Modell mit einem konstanten aerodynamischen Drehmoment dargestellt.

Bild 7 – Modulare Struktur des WEA-Modells des Typs 1A

Tabelle 3 gibt die für jedes Modul geltenden Einzelheiten an.

Tabelle 3 – Im Modell des Typs 1A benutzte Module

Block	Unterabschnitt	Bezeichnung des Moduls
Aerodynamisches System	5.6.1.1	Modell mit konstantem aerodynamischem Drehmoment
Mechanisches System	5.6.2.1	Zwei-Massen-Modell
Generatorsystem	5.6.3.1	Asynchrongeneratormodell
Elektrische Einrichtungen	5.6.4.1	Parallelkondensatormodell
	5.6.4.2	Leistungsschaltermodell
	(5.6.4.3)	(Transformatormodell)
Netzschutz	5.6.6	Netzschutzmodell

5.5.2.3 Modellspezifikation des Typs 1B

Bild 8 zeigt die modulare Struktur für das WEA-Modell des Typs 1B. Dieses Modell umfasst eine UVRT-Regelung über den Blatteinstellwinkel.

ANMERKUNG Der aerodynamische Block ist in diesem Bild nicht enthalten, weil die aerodynamischen Effekte in das Regelmodell eingebettet sind.

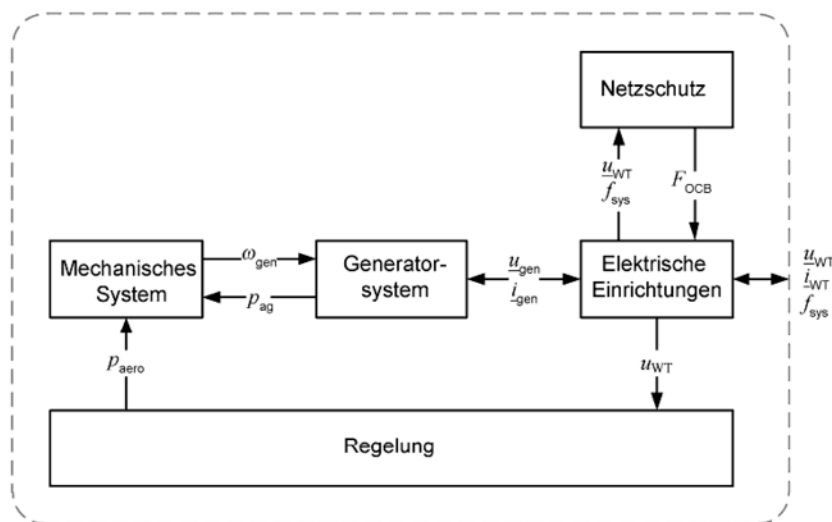


Bild 8 – Modulare Struktur des WEA-Modells des Typs 1B

Tabelle 4 gibt die für jedes Modul geltenden Einzelheiten an.

Tabelle 4 – Im Modell des Typs 1B benutzte Module

Block	Unterabschnitt	Bezeichnung des Moduls
Aerodynamisches System	5.6.1.1	Modell mit konstantem aerodynamischem Drehmoment
Mechanisches System	5.6.2.1	Zwei-Massen-Modell
Generatorsystem	5.6.3.1	Asynchrongeneratormodell
Elektrische Einrichtungen	5.6.4.1	Parallelkondensatormodell
	5.6.4.2	Leistungsschaltermodell
	(5.6.4.3)	(Transformatormodell)
Regelung	5.6.5.1	Regelmodell über den Blatteinstellwinkel
Netzschutz	5.6.6	Netzschutzmodell

5.5.3 Typ 2

5.5.3.1 Definition von Typ 2

Bild 9 zeigt die elektrischen und mechanischen Hauptkomponenten, die im WEA-Modell des Typs 2 enthalten sind. Ein WEA des Typs 2 ähnelt stark einem WEA des Typs 1, aber die WEAs des Typs 2 sind mit einem einstellbaren Läuferwiderstand (VRR) ausgerüstet und arbeiten deshalb mit einem Asynchrongenerator mit einstellbarem Läuferwiderstand (VRRAG). WEAs des Typs 2 sind außerdem gewöhnlich mit einer Regelung über den Blatteinstellwinkel ausgerüstet.

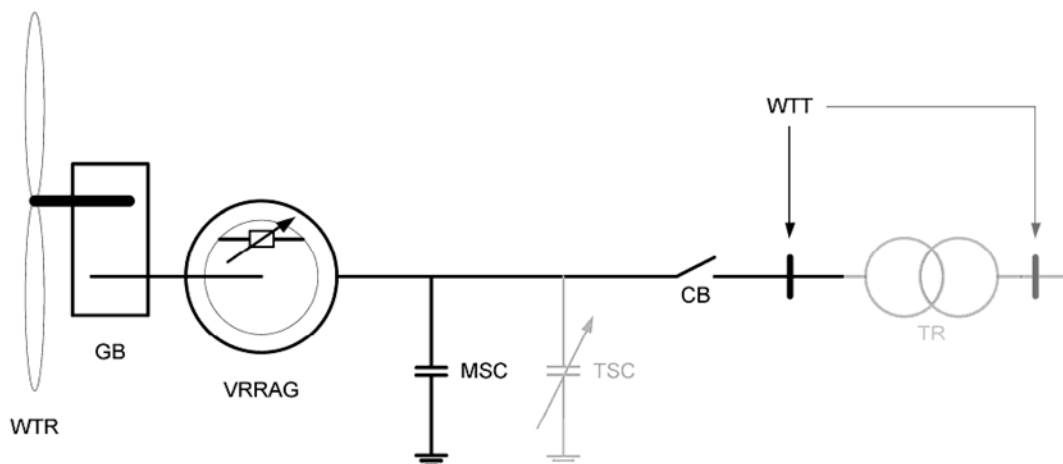


Bild 9 – Elektrische und mechanische Hauptkomponenten von WEAs des Typs 2

5.5.3.2 Modellspezifikation des Typs 2

Das in dieser Norm festgelegte Modell des Typs 2 beruht auf den generischen WEA-Modellen, die von der IEEE/WECC-Arbeitsgruppe festgelegt wurden und in WECC-Modellen der zweiten Generation (Pourbeik, 2013) angewendet werden. Bild 10 zeigt die modulare Struktur des WEA-Modells des Typs 2.