

3.1 Beschreibung der zum Betrieb erforderlichen technischen Einrichtungen und Nebeneinrichtungen sowie der vorgesehenen Verfahren

Eine technische Beschreibung der Windenergieanlage sowie Informationen zum Turm, Fundament, und zum Netzanschluß sind den Anhängen zu entnehmen.

Anlagen:

- 3.1_D02352828_2.0_de_Technische Beschreibung_Turm E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01.pdf
- 3.1_D02733694_1.0_de_Technische Beschreibung_Fundamente E-138 EP3 E3-HT-160-ES-C-01.pdf
- 3.1_D1018637_6.0_de_Technische Beschreibung_Technische Beschreibung E-138 EP3 E3.pdf
- 3.1_D02162602_8.0_de_Technische Beschreibung_Netzanschlussvariante 6 - E-138 EP3 E3-E4 4260 kW.pdf
- 3.1_D1018642_8.1_de_Technisches Datenblatt_Technische Daten E-138 EP3 E3 (WEC Characteristics).pdf

Der Hybridturm setzt sich aus 34 Betonsegmenten und Stahlsektionen zusammen. Der Außendurchmesser des Turms beträgt am Turmfuß 8,73 m und am Turmkopfflansch 4,04 m. Die Gesamthöhe ab Oberkante (OK) Fundament bis OK Turmkopfflansch beträgt 155,62 m.

Der untere Bereich ist eine Spannbetonkonstruktion aus 30 Fertigteilbetonsegmenten mit einer Höhe von jeweils 2,80 m sowie einem Adapter mit einer Höhe von 2,30 m. Die Gesamthöhe beträgt 86,29 m ab OK Fundament. Die Wanddicke der Betonsegmente beträgt 30 cm, die Wanddicke des Adapters beträgt 72 cm.

Die geteilten Segmente werden in einem gesonderten Montagegang zu kompletten Ringsegmenten verbunden, bevor sie auf dem Fundament aufeinandergesetzt werden.

Auf die Spannbetonkonstruktion sind 3 Stahlsektionen mit Höhen von 15,12 m, 24,36 m und 29,96 m aufgesetzt. Die Wanddicken der Stahlsektionen betragen 15 mm bis 35 mm. Die Verbindung der Stahlsektionen erfolgt mit vorgespannten Schraubverbindungen.

Die Spannglieder werden entlang der Innenseite der Turmwand von unten durch die Aussparungsröhre des obersten Betonsegments (Adapter) eingezogen und im Fundament über eine Stahlkonstruktion verankert (externe Vorspannung). Anschließend werden die Spannglieder gemäß Spannanweisung der Statik gespannt.

Der Aufstieg im Turm erfolgt über eine Sicherheitssteigleiter in Kombination mit einer Steigschutzeinrichtung gemäß DIN EN ISO 14122-4:2016. Zwischen der Eingangsebene und dem oberen Ende des Turms sind Podeste angeordnet. Diese Podeste werden im Werk vorinstalliert und während des Montageprozesses komplettiert. Sie dienen als feste Arbeitsbühne sowie als Ruhebühne beim Auf- und Abstieg. Zum problemlosen Durchstieg befinden sich in den Podesten mit Klappen abgedeckte Luken.

Zusätzlich wird eine Aufstiegshilfe (Nutzlast 240 kg) nach Maschinenrichtlinie 2006/42/EG eingebaut. Sie fährt leitergeführt bis zu einem Podest einige Meter unterhalb des Turmkopfs. Für die restliche Strecke wird die Sicherheitssteigleiter mit Steigschutzeinrichtung benutzt.

Die Turminnenleuchten sind so verteilt, dass eine ausreichende Beleuchtung des Turminnenraums gegeben ist. Bei Spannungsausfall wird die Innenbeleuchtung durch eine Notstromeinrichtung versorgt, sodass Personen sicher absteigen können.

Die Turmeingangstür befindet sich auf Höhe der Fundamentoberkante. Die Turmeingangstür ist abschließbar und kann von innen jederzeit ohne Schlüssel und Werkzeug geöffnet werden.

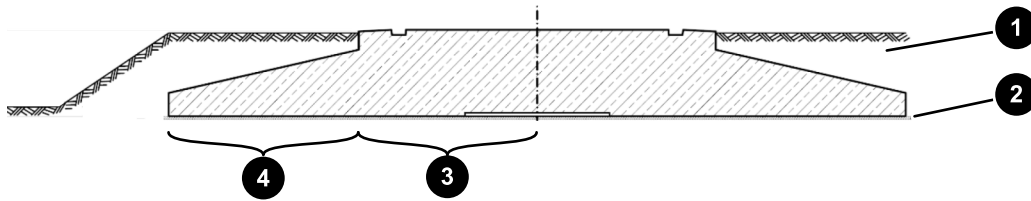


Abb. 1: Fundamentschnitt mit Aufschriftung

1	Bodenaufschüttung	2	Sauberkeitsschicht
3	Sockel	4	Sporn

Allgemeine Fundamentdaten

Jedes Fundament besteht aus einem kreisringförmigen Sporn mit innenliegendem Sockel, der als Auflager für den Hybridturm dient. Der obere Teil des Sockels wird aus Beton C40/50 hergestellt. Der Sporn und der untere Teil des Sockels werden aus Beton C30/37 hergestellt. Unter den Fundamenten befindet sich eine 0,10 m dicke Sauberkeitsschicht aus Beton.

Im Sockel sind die Ankerplatten zur Befestigung der Spannlitzen einbetoniert. In der Mitte des Sockels befindet sich ein Bereich ohne statisch relevante Bewehrung, der als Leerrohrdurchführung dient. Auf den Sporn wird eine dauerhafte Bodenaufschüttung aufgebracht, die bis auf 0,10 m unter die Sockeloberkante reicht. Die Sockeloberkante liegt 2,29 m über der Geländeoberkante.

Für diese Fundamente ist ein Grundwasserstand bis zur Geländeoberkante zulässig.

Kreisförmige Flachgründung

Der Außendurchmesser des Fundaments beträgt 22,50 m, der Durchmesser des Sockels beträgt 10,90 m. Die Höhe des Sporns beträgt innen 2,00 m und außen 0,70 m. Die Gesamthöhe im Bereich des Sockels beträgt 2,60 m.

Kreisförmige Tiefgründung

Der Außendurchmesser des Fundaments beträgt 23,00 m, der Außendurchmesser des Sockels beträgt 10,90 m. Die Spornhöhe beträgt innen 2,00 m und außen 1,30 m. Die Gesamthöhe im Bereich des Sockels beträgt 2,60 m.

Die Fundamentlasten werden über Pfähle mit vorgegebenem Querschnitt in den tragfähigen Baugrund eingeleitet. Folgende Varianten sind möglich:

- 54 Fertigteilrammpfähle aus Stahlbeton mit quadratischem Querschnitt 45 cm x 45 cm.
- 54 Ortbetonrammpfähle aus Stahlbeton mit Kreisquerschnitt D = 51 cm.
- 46 Ortbetonrammpfähle aus Stahlbeton mit Kreisquerschnitt D = 51 cm.
- 40 Ortbetonrammpfähle aus Stahlbeton mit Kreisquerschnitt D = 56 cm.
- 22 Bohrpfähle aus Stahlbeton mit Kreisquerschnitt D = 100 cm.

Technische Beschreibung

ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3

Herausgeber

ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Deutschland
Telefon: +49 4941 927-0 ▪ Telefax: +49 4941 927-109
E-Mail: info@enercon.de ▪ Internet: <http://www.enercon.de>
Geschäftsführer: Dr. Jürgen Zeschky, Dr. Martin Prillmann, Dr. Michael Jaxy
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

Urheberrechtshinweis

Die Inhalte dieses Dokuments sind urheberrechtlich sowie hinsichtlich der sonstigen geistigen Eigentumsrechte durch nationale und internationale Gesetze und Verträge geschützt. Die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments liegen bei der ENERCON GmbH, sofern und soweit nicht ausdrücklich ein anderer Inhaber angegeben oder offensichtlich erkennbar ist.

Die ENERCON GmbH räumt dem Verwender das Recht ein, zu Informationszwecken für den eigenen, rein unternehmensinternen Gebrauch Kopien und Abschriften dieses Dokuments zu erstellen; weitergehende Nutzungsrechte werden dem Verwender durch die Bereitstellung dieses Dokuments nicht eingeräumt. Jegliche sonstige Vervielfältigung, Veränderung, Verbreitung, Veröffentlichung, Weitergabe, Überlassung an Dritte und/oder Verwertung der Inhalte dieses Dokuments ist – auch auszugsweise – ohne vorherige, ausdrückliche und schriftliche Zustimmung der ENERCON GmbH untersagt, sofern und soweit nicht zwingende gesetzliche Vorschriften ein Solches gestatten.

Dem Verwender ist es untersagt, für das in diesem Dokument wiedergegebene Know-how oder Teile davon gewerbliche Schutzrechte gleich welcher Art anzumelden.

Sofern und soweit die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments nicht bei der ENERCON GmbH liegen, hat der Verwender die Nutzungsbestimmungen des jeweiligen Rechteinhabers zu beachten.

Geschützte Marken

Alle in diesem Dokument ggf. genannten Marken- und Warenzeichen sind geistiges Eigentum der jeweiligen eingetragenen Inhaber; die Bestimmungen des anwendbaren Kennzeichen- und Markenrechts gelten uneingeschränkt.

Änderungsvorbehalt

Die ENERCON GmbH behält sich vor, dieses Dokument und den darin beschriebenen Gegenstand jederzeit ohne Vorankündigung zu ändern, insbesondere zu verbessern und zu erweitern, sofern und soweit vertragliche Vereinbarungen oder gesetzliche Vorgaben dem nicht entgegenstehen.

Dokumentinformation

Dokument-ID	D1018637/6.0-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2023-12-19	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Documentation Department

Mitgeltende Dokumente

Der aufgeführte Dokumenttitel ist der Titel des Sprachoriginals, ggf. ergänzt um eine Übersetzung dieses Titels in Klammern. Die Titel von übergeordneten Normen und Richtlinien werden im Sprachoriginal oder in der englischen Übersetzung angegeben. Die Dokument-ID bezeichnet stets das Sprachoriginal. Enthält die Dokument-ID keinen Revisionsstand, gilt der jeweils neueste Revisionsstand des Dokuments. Diese Liste enthält ggf. Dokumente zu optionalen Komponenten.

Dokument-ID	Dokument
D1018642	Technische Daten ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3

Inhaltsverzeichnis

1	Produktübersicht	6
2	Komponenten	8
2.1	Rotorblätter	8
2.2	Gondel	9
2.2.1	Ringgenerator	9
2.3	Turm	9
3	Netzeinspeisesystem	11
4	Sicherheitssystem	14
4.1	Sicherheitseinrichtungen	14
4.2	Sensorsystem	14
5	Steuerung	17
5.1	Windnachführung	17
5.2	Rotorblattverstellung	17
5.3	Start der Windenergieanlage	18
5.3.1	Startvorbereitung	18
5.3.2	Windmessung und Ausrichtung der Gondel	18
5.3.3	Erregung des Generators	19
5.3.4	Leistungseinspeisung	19
5.4	Betriebsarten	20
5.4.1	Volllastbetrieb	20
5.4.2	Teillastbetrieb	20
5.4.3	Trudelbetrieb	20
5.5	Sicheres Anhalten der Windenergieanlage	21
6	Fernüberwachung	22
7	Wartung	23

Abkürzungsverzeichnis

FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System (Flexibles Wechselstrom-Übertragungssystem)
FT	FACTS Transmission (elektrische Konfiguration mit FACTS-Eigenschaften)
FTQ	FACTS Transmission mit Option Q+ (elektrische Konfiguration mit erweitertem Blindleistungsstellbereich)
FTQS	FACTS Transmission mit Option Q+ und STATCOM-Option (elektrische Konfiguration mit erweitertem Blindleistungsstellbereich und STATCOM-Option)
FTS	FACTS Transmission mit STATCOM-Option (elektrische Konfiguration mit STATCOM-Option)
GFK	Glasfaserverstärkter Kunststoff
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (überwachende Steuerung und Datenerfassung)
STATCOM	Static compensator (statischer Kompensator)

1 Produktübersicht



Abb. 1: Produktübersicht

Die Windenergieanlage erzeugt elektrische Energie aus Wind. Der anströmende Wind bewirkt, dass der Rotor sich im Uhrzeigersinn dreht. Die Drehbewegung wird in elektrische Energie umgewandelt. Die Windenergieanlage arbeitet automatisch.

Die Windenergieanlage besteht im Wesentlichen aus dem Turm, aus der drehbaren Gondel mit verstellbaren Rotorblättern und aus elektrischen Komponenten zur Erzeugung und Aufbereitung der elektrischen Energie.

Getriebelos

Das Antriebssystem der Windenergieanlage besteht aus wenigen drehenden Bauteilen. Die Rotornabe und der Rotor des Generators sind ohne Getriebe als feste Einheit miteinander verbunden. Dadurch verringert sich die mechanische Belastung und die technische Lebensdauer wird erhöht. Der Wartungs- und Serviceaufwand wird verringert und die Betriebskosten sinken. Da das Getriebe und andere schnelldrehende Teile entfallen, werden die Energieverluste zwischen Rotor und Generator und die Geräuschemissionen verringert.

Aktive Rotorblattverstellung

Die aktive Rotorblattverstellung begrenzt die Drehzahl des Rotors und die dem Wind entnommene Leistung. Somit wird die maximale Leistung der Windenergieanlage auch kurzfristig exakt auf Nennleistung begrenzt. Durch Verstellen der Rotorblätter in Fahnenstellung wird der Rotor angehalten, ohne dass der Antriebsstrang durch den Einsatz einer mechanischen Bremse belastet wird. Die Energieversorgung für eine Notverstellung der Rotorblätter befindet sich in den Blattverstellsschränken.

Indirekte Netzkopplung

Die vom Generator erzeugte elektrische Leistung wird über einen Vollumrichter in das Stromnetz eingespeist. Durch den Vollumrichter wird der Generator vom Netz entkoppelt und die elektrischen Eigenschaften des Generators sind für das Verhalten der Windenergieanlage am Stromnetz unerheblich. Das Netzeinspeisesystem mit Vollumrichter gewährleistet einen maximalen Energieertrag bei hoher Netzverträglichkeit.

Durch die Entkopplung vom Stromnetz kann der Generator bei jeder Windgeschwindigkeit mit einem optimalen Betriebspunkt, z.B. Drehzahl, Leistung, Spannung, betrieben werden.

2 Komponenten

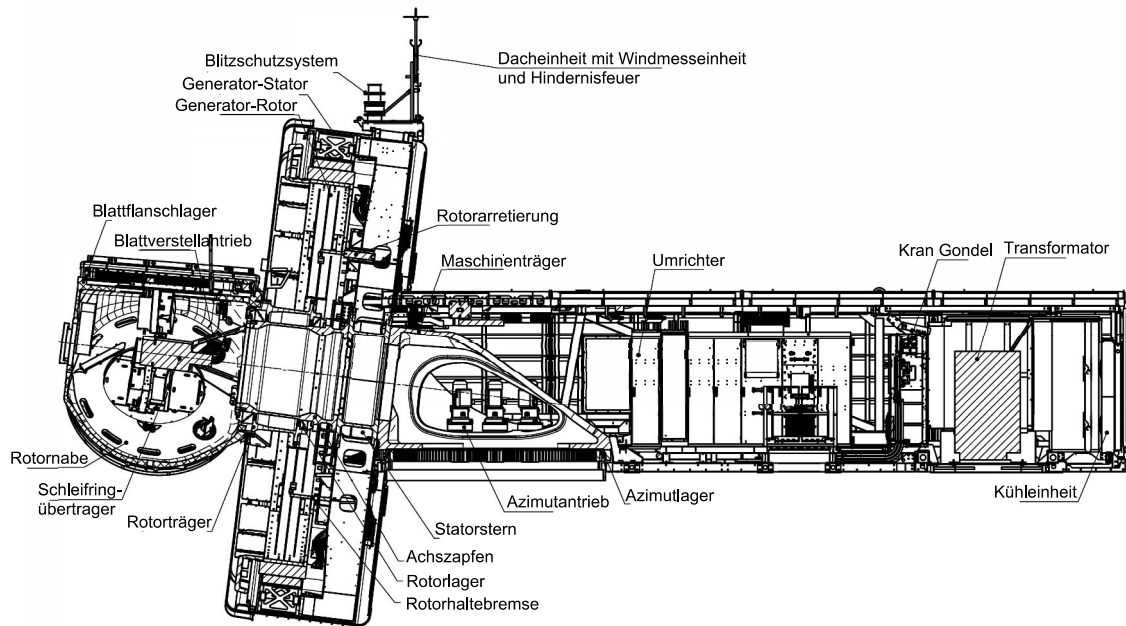


Abb. 2: Gondelschnitt

2.1 Rotorblätter

Die Rotorblätter aus GFK, Balsaholz und Schaumstoff haben wesentlichen Einfluss auf den Ertrag der Windenergieanlage sowie auf ihre Geräuschemissionen. Das Rotorblatt wird in Halbschalen- und Vakuuminfusionsbauweise gefertigt. Form und Profil der Rotorblätter wurden gemäß den folgenden Vorgaben entwickelt:

- hoher Leistungsbeiwert
- lange Lebensdauer
- geringe Geräuschemissionen
- niedrige mechanische Lasten
- effizienter Materialeinsatz

Die Rotorblätter der Windenergieanlage sind speziell für den Betrieb mit variabler Rotorblattverstellung und variabler Drehzahl ausgelegt. Die Oberflächenbeschichtung auf Polyurethanbasis schützt die Rotorblätter vor Umwelteinflüssen wie z. B. UV-Strahlung und Erosion. Die Beschichtung ist sehr abriebfest und zähhart.

Die 3 Rotorblätter werden jeweils durch voneinander unabhängige mikroprozessorgesteuerte Rotorblattverstelleinheiten verstellt. Der eingestellte Blattwinkel wird über je 2 Blattwinkelmessungen ständig überprüft und die 3 Blattwinkel werden miteinander synchronisiert. Dies ermöglicht eine schnelle und präzise Einstellung der Blattwinkel entsprechend den vorherrschenden Windverhältnissen.

Die Rotorblätter sind mit einem Zackenprofil in einem Teilbereich der Blatthinterkante ausgestattet. Dieser Hinterkantenkamm (Trailing Edge Serration) verkleinert die Turbulenzen an der Blatthinterkante und mindert damit die Schallemission der Windenergieanlage.

2.2 Gondel

Die Rotornabe dreht sich auf 2 Rotorlagern um den feststehenden Achszapfen. An der Rotornabe sind u. a. die Rotorblätter und der Generator-Rotor befestigt. Der Schleifring-übertrager befindet sich an der Spitze des Achszapfens. Er überträgt über Schleifkontakte elektrische Energie und Daten zwischen dem feststehenden und dem rotierenden Teil der Gondel.

Das tragende Element des feststehenden Generator-Stators ist der Statorträger mit 6 Tragarmen. Der Statorträger ist über den Statortragstern fest mit dem Maschinenträger verbunden. An den Enden der Tragarme ist der Statorring mit den Aluminiumwicklungen angebracht, in denen der elektrische Strom induziert wird.

Der Maschinenträger ist das zentrale tragende Element der Gondel. An ihm sind direkt oder indirekt alle Teile des Rotors und des Generators befestigt. Der Maschinenträger ist über das Azimutlager drehbar auf dem Turmkopf gelagert. Mit den Azimutantrieben kann die gesamte Gondel gedreht werden, damit der Rotor stets optimal zum Wind ausgerichtet ist.

Die Maschinenhausverkleidung besteht aus Aluminium. Sie ist aus mehreren Teilstücken gefertigt und mittels Stahlprofilen an der Gondelbühne befestigt.

2.2.1 Ringgenerator

In der Windenergieanlage kommt ein hochpoliger, fremderregter Synchrongenerator (Ringgenerator) zum Einsatz. Zur optimalen Ausnutzung des Windenergiepotentials bei allen Windgeschwindigkeiten arbeitet die Windenergieanlage mit variabler Drehzahl. Dadurch produziert der Ringgenerator Wechselstrom mit schwankender Spannung, Frequenz und Amplitude.

Die Wicklungen im Stator des Ringgenerators bilden mehrere voneinander unabhängige Drehstromsysteme. Diese Systeme werden in der Gondel aktiv gleichgerichtet und anschließend von den Wechselrichtern wieder in Drehstrom mit netzkonformer Spannung, Frequenz und Phasenlage umgerichtet. Der Transformator in der Gondel transformiert die erzeugte Spannung auf das Niveau des Stromnetzes, in das der Strom eingespeist wird. Über die Mittelspannungsschaltanlage im Turmfuß wird der Transformator mit dem aufnehmenden Stromnetz zusammengeschaltet.

Demzufolge ist der Ringgenerator nicht direkt mit dem aufnehmenden Stromnetz des Energieversorgungsunternehmens verbunden, sondern durch den Vollumrichter vom Netz entkoppelt.

Die Generatorverkleidung besteht aus GFK. Sie ist aus mehreren Teilstücken gefertigt und mittels Stahlprofilen am Statorträger, Generator-Stator und Generator-Rotor befestigt.

2.3 Turm

Der Turm der Windenergieanlage ist ein Stahlrohrturm, ein Hybrid-Stahlurm oder ein Hybridurm.

Der Stahlrohrturm ist eine Röhre aus Stahlblech, bestehend aus wenigen großen Stahlsektionen. Je nach Turmvariante kann die unterste Stahlsektion einteilig oder in mehrere Längselemente unterteilt sein. Die Längselemente werden zunächst am Aufstellort zu einer Stahlsektion verbunden. Die oberen Stahlsektionen sind einteilig. An den Enden der Stahlsektionen sind Flansche mit Bohrungen für die Montage angeschweißt. Die Stahlsektionen werden am Aufstellort aufeinandergestellt und miteinander verschraubt. Die Verbindung zum Fundament wird mithilfe eines Fundamentkorbs hergestellt.

Der Hybrid-Stahlurm ist eine Röhre aus Stahlblech, bestehend aus wenigen großen Stahlsektionen. Die unteren Stahlsektionen sind in mehrere gekantete Sektionsbleche unterteilt. Die oberen Stahlsektionen sind einteilig. Die gekanteten Sektionsbleche werden

zunächst am Aufstellort zu Stahlsektionen zusammengeschraubt. Die einzelnen Stahlsektionen werden am Aufstellort aufeinandergestellt und miteinander verschraubt. Dies geschieht bei den längsgeteilten Stahlsektionen durch Verbindungsbleche und bei den einteiligen Stahlsektionen durch Flanschverbindungen. Die Verbindung zum Fundament wird mithilfe eines Fundamentkorbs hergestellt.

Der Hybridturm besteht im unteren Teil aus Betonsegmenten und im oberen Teil aus Stahlsektionen. Die Betonsegmente werden am Aufstellort aus Fertigteilen zusammengesetzt und aufeinandergestellt. Die oberen Stahlsektionen werden aufgesetzt und verschraubt. In vertikaler Richtung werden die Betonsegmente durch Spannglieder aus Spannstahl vorgespannt. Die Spannglieder verlaufen entweder vertikal durch Kanäle in den Betonsegmenten oder extern an der Turminnenwand. Sie sind im Turmfundament verankert.

Alle Türme werden bereits im Werk mit dem fertigen Anstrich bzw. Witterungs- und Korrosionsschutz versehen, sodass nach der Montage möglichst keine weiteren Arbeiten an der Turmoberfläche anfallen.

3 Netzeinspeisesystem

Der Ringgenerator ist über das Netzeinspeisesystem mit dem Netz gekoppelt. Dieses System besteht im Wesentlichen aus einem modularen Gleich- und Wechselrichtersystem mit jeweils einem gemeinsamen Gleichspannungszwischenkreis.

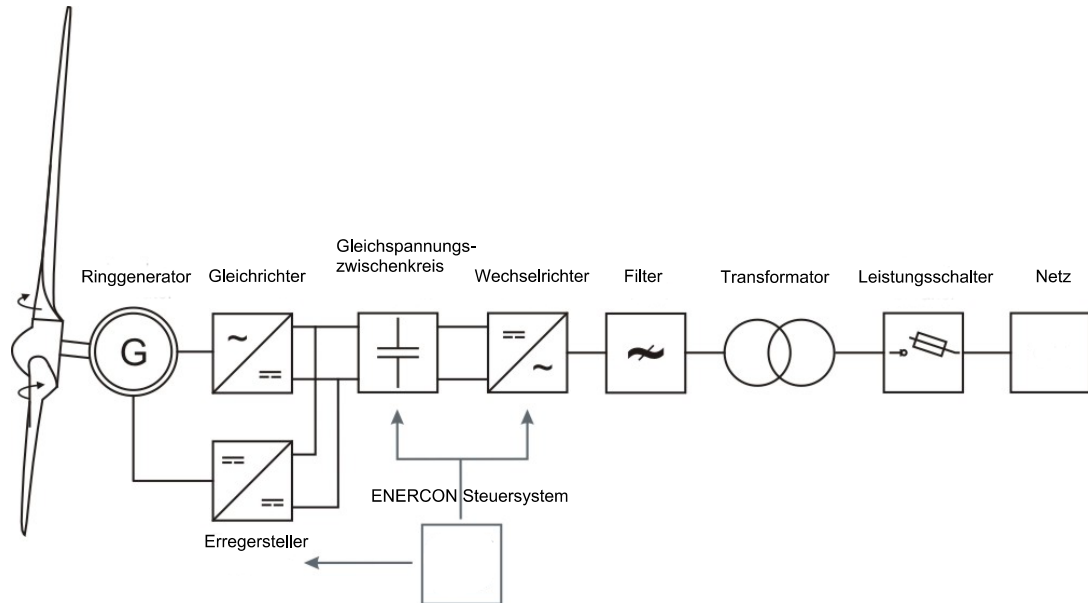


Abb. 3: Vereinfachtes elektrisches Diagramm einer Windenergieanlage

Das Netzeinspeisesystem wird – ebenso wie die Generatorerregung und die Rotorblattverstellung – von der Steuerung mit den Zielen maximaler Energieertrag und hohe Netzverträglichkeit angesteuert.

Durch die Entkopplung von Ringgenerator und Netz kann die gewonnene Leistung optimal übertragen werden. Abrupte Änderungen der Windgeschwindigkeit wirken sich als kontrollierte Änderung der eingespeisten Leistung auf der Netzseite aus. Analog wirken sich eventuelle Störungen im elektrischen Netz praktisch nicht auf die mechanische Seite der Windenergieanlage aus. Die eingespeiste elektrische Leistung der Windenergieanlage kann von 0 bis 4260 (4500¹) kW exakt geregelt werden.

Im Allgemeinen werden die Merkmale, die eine bestimmte Windenergieanlage bzw. ein bestimmter Windpark hinsichtlich des Anschlusses an das aufnehmende Stromnetz aufweisen muss, vom Betreiber des Stromnetzes vorgegeben. Um unterschiedliche Forderungen erfüllen zu können, sind ENERCON Windenergieanlagen in verschiedenen Konfigurationen lieferbar.

Das Wechselrichtersystem in der Gondel wird je nach Anlagenkonfiguration ausgelegt. Ein Transformator in der Gondel wandelt die Niederspannung in die gewünschte Mittelspannung um.

Blindleistung

Die Windenergieanlage kann mit der standardmäßigen FACTS-Steuerung bei Bedarf Blindleistung bereitstellen und somit zur Blindleistungsbilanz und Spannungshaltung im Netz beitragen. Bereits ab 10 % der Nennwirkleistung steht der volle Blindleistungsstellbereich zur Verfügung. Der maximale Blindleistungsstellbereich variiert je nach Windenergieanlagenkonfiguration.

¹ im Yield Optimised Mode 11 (OM-YO-11) (ertragsoptimierter Betriebsmodus 11). Die Verfügbarkeit des Yield Optimised Mode 11 ist u. a. von der Turmvariante und vom Standort abhängig.

Konfiguration FT²

Die Windenergieanlage ist standardmäßig mit der FACTS-Technologie ausgerüstet, die die hohen Anforderungen spezifischer Netzkodizes erfüllt. Sie kann gestörte Systemzustände im Netz (Unterspannung, Überspannung, Kurzunterbrechungen etc.) mit einer Fehlerdauer von bis zu 5 s durchfahren und somit während eines Fehlerzustands mit dem Netz verbunden bleiben.

Überschreitet die gemessene Spannung am Referenzpunkt einen definierten Grenzwert, wechselt die Windenergieanlage von dem Normalbetrieb in einen speziellen Fehlerbetriebsmodus.

Nach Fehlerklärung kehrt die Windenergieanlage in den Normalbetrieb zurück und speist die verfügbare Leistung in das Netz ein. Kehrt die Spannung nicht innerhalb einer einstellbaren Zeit (max. 5 s) in den für den Normalbetrieb zulässigen Betriebsbereich zurück, wird die Windenergieanlage vom Netz getrennt.

Bei Durchfahren des Netzfehlers gibt es verschiedene Fehlermodi mit unterschiedlichen Strategien der Einspeisung eines zusätzlichen Blindstroms während des Netzfehlers. Die Steuerungsstrategien beinhalten wiederum unterschiedliche Einstellmöglichkeiten für die Fehlerarten.

Die Auswahl einer geeigneten Steuerungsstrategie basiert auf spezifischen Projekt- und Netzanschlussbedingungen, die von dem zuständigen Netzbetreiber bestätigt werden müssen.

Konfiguration FTS²

Konfiguration FT mit Option STATCOM

Wie Konfiguration FT, jedoch befähigt STATCOM die Windenergieanlage zusätzlich, Blindleistung abzugeben und aufzunehmen unabhängig davon, ob sie selbst Wirkleistung erzeugt und ins Netz einspeist. Ähnlich einem Kraftwerk kann sie damit das Stromnetz jederzeit aktiv stützen. Ob die Konfiguration eingesetzt werden kann, muss am jeweiligen Projekt geprüft werden.

Konfiguration FTQ

Konfiguration FT mit Option Q+

Die Konfiguration FTQ besitzt alle Eigenschaften der Konfiguration FT. Darüber hinaus verfügt sie über einen erweiterten Blindleistungsbereich.

Konfiguration FTQS

Konfiguration FT mit Optionen Q+ und STATCOM

Die Konfiguration FTQS besitzt alle Eigenschaften der Konfigurationen FTQ und FTS.

Frequenzschutz

ENERCON Windenergieanlagen können in Netzen mit einer Nennfrequenz von 50 Hz oder auch 60 Hz eingesetzt werden.

Der Arbeitsbereich der Windenergieanlagen ist durch einen unteren und oberen Grenzwert für die Frequenz vorgegeben. Über- und Unterfrequenzereignisse am Referenzpunkt der Windenergieanlage führen zum Auslösen des Frequenzschutzes und nach Ablauf der Verzögerungszeit von maximal 60 s zum Abschalten der Windenergieanlage.

² nicht verfügbar im Yield Optimised Mode 11 (OM-YO-11) (ertragsoptimierter Betriebsmodus 11).

Leistungs-Frequenz-Regelung

Kommt es aufgrund einer Netzstörung zu einer kurzfristigen Überfrequenz, kann die Windenergieanlage ihre Leistungseinspeisung dynamisch reduzieren, um einen Beitrag zur Wiederherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeuger- und Verbundnetz zu leisten.

Die eingespeiste Wirkleistung kann im Normalbetrieb vorbeugend begrenzt werden. Im Fall einer Unterfrequenz wird dann die durch diese Begrenzung vorgehaltene Leistung zur Frequenzstabilisierung bereitgestellt. Die Charakteristik dieser Regelung kann sehr flexibel an verschiedenste Anforderungen angepasst werden.

4 Sicherheitssystem

Die Windenergieanlage verfügt über eine Vielzahl von sicherheitstechnischen Einrichtungen, die dazu dienen, die Windenergieanlage dauerhaft in einem sicheren Betriebsbereich zu halten. Neben Komponenten, die ein sicheres Anhalten der Windenergieanlagen gewährleisten, zählt hierzu ein komplexes Sensorsystem. Dieses erfasst ständig alle relevanten Betriebszustände der Windenergieanlage und stellt die entsprechenden Informationen über das Fernüberwachungssystem ENERCON SCADA bereit.

Bewegen sich sicherheitsrelevante Betriebsparameter außerhalb eines zulässigen Bereichs, wird die Windenergieanlage mit reduzierter Leistung weiterbetrieben oder angehalten.

4.1 Sicherheitseinrichtungen

Not-Halt-Taster

In der Windenergieanlage befinden sich am Steuerschrank im Turmfuß, am Gondelsteuerschrank, gegebenenfalls im Turmeingangsbereich und an weiteren Positionen Not-Halt-Taster. Bei Betätigung eines Not-Halt-Tasters im Turmfuß werden die Rotorblätter notverstellt. Dadurch wird der Rotor aerodynamisch gebremst. Bei Betätigung eines Not-Halt-Tasters in der Gondel wird zusätzlich zur Notverstellung die Rotorhaltebremse eingeschaltet. Dadurch wird der Rotor schnellstmöglich angehalten. Ein Not-Halt schaltet die Windenergieanlage nur teilweise spannungsfrei.

Weiterhin versorgt werden:

- die Rotorhaltebremse
- die Befeuerung
- die Beleuchtung
- die Steckdosen

4.2 Sensorsystem

Eine Vielzahl von Sensoren erfasst laufend den aktuellen Zustand der Windenergieanlage und die relevanten Umgebungsparameter (z. B. Rotordrehzahl, Temperatur, Windgeschwindigkeit, Blattbelastung). Die Steuerung wertet die Signale aus und steuert die Windenergieanlage so, dass die aktuell verfügbare Windenergie optimal ausgenutzt wird und dabei die Sicherheit des Betriebs gewährleistet ist.

Redundante Sensoren

Um eine Plausibilitätsprüfung durch Vergleich der gemeldeten Werte zu ermöglichen, sind für einige Betriebszustände redundante Sensoren eingebaut. Dies gilt z. B. für die Messung der Temperatur im Generator, die Messung der Windgeschwindigkeit oder die Messung des aktuellen Rotorblattwinkels. Ein defekter Sensor wird zuverlässig erkannt und kann repariert oder durch die Aktivierung eines Reservesensors ersetzt werden. Die Windenergieanlage kann dadurch in der Regel ohne sofortigen Serviceeinsatz sicher weiter betrieben werden.

Kontrolle der Sensoren

Die Funktionstüchtigkeit aller Sensoren wird entweder im laufenden Betrieb regelmäßig durch die Steuerung selbst oder, wo dies nicht möglich ist, im Zuge der Wartung kontrolliert.

Drehzahlüberwachung

Die Steuerung der Windenergieanlage regelt durch Verstellung des Blattwinkels die Rotordrehzahl so, dass die Nenndrehzahl auch bei sehr starkem Wind nicht nennenswert überschritten wird. Auf plötzlich eintretende Ereignisse, wie z. B. eine starke Bö oder eine schlagartige Verringerung der Generatorlast, kann das Blattverstellungssystem jedoch unter Umständen nicht schnell genug reagieren. Wenn die Nenndrehzahl um mehr als ca. 15 % überschritten wird, hält die Steuerung die Windenergieanlage an. Nach 3 Minuten unternimmt die Windenergieanlage automatisch einen neuen Startversuch. Tritt diese Störung innerhalb von 24 Stunden mehr als 5-mal auf, wird ein Defekt vermutet. Es wird kein weiterer Startversuch unternommen.

Wenn die Nenndrehzahl um mehr als ca. 20 % überschritten wird, wird eine Notverstellung der Rotorblätter ausgelöst. Für einen Neustart der Windenergieanlage muss die Ursache für die Überdrehzahl vor Ort gefunden und beseitigt werden.

Die Rotordrehzahl wird direkt mit einem in der Rotornabe installierten Gyroskop gemessen. Das Signal wird mit dem Rotordrehzahlsignal eines Magnetbandgebers auf Plausibilität überprüft.

Luftspaltüberwachung

Die Breite des Luftspalts zwischen Generator-Rotor und Generator-Stator wird mithilfe von Mikroschaltern überwacht, die über den Rotorumfang verteilt positioniert sind.

Löst einer der Mikroschalter wegen Unterschreitung des Mindestabstands aus, wird die Windenergieanlage angehalten und nach kurzer Zeit neu gestartet.

Tritt diese Störung innerhalb von 24 Stunden noch einmal auf, bleibt die Windenergieanlage angehalten, bis die Ursache beseitigt wurde.

Schwingungsüberwachung

Die Schwingungsüberwachung erkennt zu starke Vibrationen und Schwingungen bzw. Auslenkungen des Turmkopfs der Windenergieanlage.

Sensoren erfassen die Beschleunigungen der Gondel in Richtung der Rotornabenachse (Längsschwingung) und quer dazu (Querschwingung). Die Steuerung der Windenergieanlage berechnet daraus laufend die Auslenkung des Turms gegenüber der Ruheposition.

Zudem werden Vibrationen in Abhängigkeit vom Steuerungstyp der Windenergieanlage entweder über eine in der Schwingungsüberwachung integrierte Funktion oder über einen separaten Vibrationswächter erkannt.

Überschreiten Schwingungen bzw. Auslenkungen das zulässige Maß, hält die Windenergieanlage an. Nach kurzer Zeit erfolgt ein automatischer Neustart.

Werden unzulässige Vibrationen erkannt oder treten unzulässige Turmschwingungen mehrfach auf, hält die Windenergieanlage an und unternimmt keinen erneuten Startversuch.

Temperaturüberwachung

Einige Komponenten der Windenergieanlage werden gekühlt. Zudem messen Temperatursensoren kontinuierlich die Temperatur an Komponenten, die vor hohen Temperaturen geschützt werden müssen.

Bei zu hohen Temperaturen wird die Leistung der Windenergieanlage reduziert, gegebenenfalls wird die Windenergieanlage angehalten. Die Windenergieanlage kühlt ab und läuft im Allgemeinen automatisch wieder an, sobald eine vorgegebene Grenztemperatur unterschritten wird.

Einige Messpunkte sind zusätzlich mit Übertemperaturschaltern ausgerüstet. Diese veranlassen ebenfalls ein Anhalten der Windenergieanlage, in bestimmten Fällen ohne automatischen Wiederanlauf nach Abkühlung, wenn die Temperatur einen bestimmten Grenzwert überschreitet.

Einige Baugruppen, z. B. der Generator, werden bei zu niedrigen Temperaturen gewärmt, um sie betriebsbereit zu halten.

Gondelinterne Geräuschüberwachung

Im Rotorkopf von Windenergieanlagen mit gondelinterner Geräuschüberwachung befinden sich Sensoren, die auf laute Schlaggeräusche, etwa durch lose oder defekte Komponenten, reagieren. Die Windenergieanlage wird angehalten, wenn einer der Sensoren Geräusche meldet und kein Hinweis auf andere Ursachen vorliegt.

Um äußere Ursachen für Geräusche, vor allem Hagelschlag, auszuschließen, werden die Meldungen aller Windenergieanlagen in einem Windpark miteinander verglichen. Bei alleinstehenden Windenergieanlagen wird zusätzlich ein Geräuschsensor im Maschinenhaus genutzt. Wenn die Sensoren mehrerer Windenergieanlagen oder der Geräuschsensor im Maschinenhaus gleichzeitig Geräusche melden, werden äußere Ursachen vermutet. Die Geräuschsensoren werden für einen kurzen Zeitraum deaktiviert, sodass keine Windenergieanlage im Windpark angehalten wird.

Überwachung der Kabelverdrillung

Die Turmkabel haben im oberen Turmbereich so viel Bewegungsspielraum, dass die Gondel um 3 Umdrehungen nach links und rechts gedreht werden kann, ohne dass die Turmkabel dabei beschädigt werden und überhitzen. Je nach Grad der Verdrillung und Höhe der Windgeschwindigkeit entscheidet die Steuerung der Windenergieanlage, wann die Turmkabel entdrillt werden.

Die Überwachung der Kabelverdrillung verfügt über eine Sensorik, die bei einer Überschreitung des zulässigen Stellbereichs die Bewegung der Azimutmotoren verhindert.

5 Steuerung

Die Steuerung der Windenergieanlage beruht auf einem speicherprogrammierbaren Steuerungssystem, das über Sensoren sämtliche Komponenten der Windenergieanlage sowie Daten, wie Windrichtung und Windgeschwindigkeit, abfragt und die Betriebsweise der Windenergieanlage entsprechend anpasst. Der aktuelle Status der Windenergieanlage und eventuelle Störungen werden im Anlagendisplay des Steuerschranks im Turmfuß und in der Gondel angezeigt.

5.1 Windnachführung

Auf dem Turmkopf befindet sich das Azimutlager mit einem Zahnkranz. Das Azimutlager ermöglicht die Drehung und somit die Windnachführung der Gondel.

Ist die Abweichung zwischen der Windrichtung und der Richtung der Rotorachse größer als der vorgegebene zulässige Maximalwert, werden die Azimutantriebe eingeschaltet, die die Gondel dem Wind nachführen. Die Steuerung der Azimutmotoren gewährleistet ein sanftes Anlaufen und Bremsen. Die Steuerung überwacht die Windnachführung. Erkennt sie Unregelmäßigkeiten, wird die Windnachführung deaktiviert und die Windenergieanlage angehalten.

5.2 Rotorblattverstellung

Funktionsprinzip

Das Blattverstellungssystem ändert die Position der Rotorblätter und damit den Anstellwinkel, mit dem die Luft das Blattprofil anströmt. Mit dem Blattwinkel ändert sich der Auftrieb des Rotorblatts und damit auch die Kraft, mit der der Rotor gedreht wird.

Im Automatikbetrieb (Normalbetrieb) wird der Blattwinkel so eingestellt, dass einerseits die im Wind enthaltene Energie optimal ausgenutzt wird und andererseits keine Überlastung der Windenergieanlage eintritt; ggf. werden dabei auch Randbedingungen wie Schalloptimierung eingehalten. Außerdem ermöglicht das Blattverstellungssystem das aerodynamische Abbremsen des Rotors.

Erreicht die Windenergieanlage ihre Nennleistung, dreht das Blattverstellungssystem die Rotorblätter bei weiter steigender Windgeschwindigkeit gerade so weit aus dem Wind, dass die Rotordrehzahl und die vom Wind aufgenommene und vom Generator umzusetzende Leistung die Nennwerte nicht oder nur unwesentlich übersteigen.

Blattwinkel

Besondere Rotorblattstellungen (Blattwinkel):

- A: 0°** Normalstellung im Teillastbetrieb: maximale Ausnutzung des Windangebots.
- B: $\geq 60^\circ$** Trudelbetrieb (Windenergieanlage speist wegen zu geringer Windgeschwindigkeit keine Leistung ein): Je nach Windgeschwindigkeit dreht sich der Rotor mit geringer Drehzahl oder steht bei völliger Windstille still.
- C: 92°** Fahnenstellung (Rotor wurde manuell oder automatisch angehalten): Die Rotorblätter erzeugen auch bei Wind keinen Auftrieb, der Rotor steht still oder bewegt sich ganz leicht.

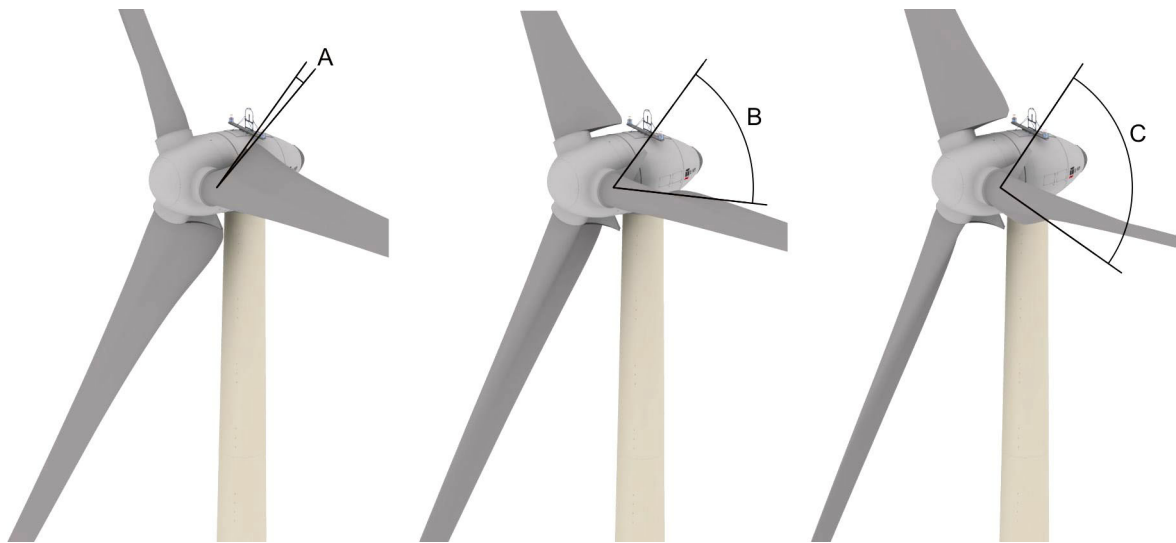


Abb. 4: Besondere Rotorblattstellungen

5.3 Start der Windenergieanlage

5.3.1 Startvorbereitung

Solange ein Hauptstatus > 0 ansteht, bleibt die Windenergieanlage angehalten. Sobald der Hauptstatus 0 wird, ist die Windenergieanlage bereit und der Startvorgang wird eingeleitet. Sollten bestimmte Randbedingungen für einen Start, wie z. B. das Laden der Notverstellkondensatoren, noch nicht abgeschlossen sein, wird der Status 0:3 Startvorbereitung angezeigt.

Während der Startvorbereitung beginnt eine 150 Sekunden dauernde Windmess- und Ausrichtungsphase der Windenergieanlage.

5.3.2 Windmessung und Ausrichtung der Gondel

Ist die Startvorbereitung abgeschlossen, wird der Status 0:2 Anlage bereit angezeigt.

Sofern sich die Steuerung im Automatikbetrieb befindet, die gemittelte Windgeschwindigkeit größer als 1,8 m/s ist und die Abweichung der Windrichtung ausreichend für eine Windnachführung ist, beginnt die Windenergieanlage sich zum Wind auszurichten. Die Windenergieanlage geht 60 Sekunden nach Abschluss der Startvorbereitung in den Trudelbetrieb über. Die Rotorblätter fahren langsam in den Wind und gleichzeitig werden die Notverstellkondensatoren geprüft.

Ist die Windenergieanlage mit Rotorblattlastsensoren ausgestattet, stoppen die Rotorblätter bei einem Winkel von 70° und führen dort den unter Umständen mehrere Minuten andauernden Abgleich der Rotorblattlastsensoren durch. Während dieser Zeit wird der Status 0:5 Abgleich Load Control angezeigt.

Liegt die mittlere Windgeschwindigkeit in der Zeit der Windmess- und Ausrichtungsphase von 150 Sekunden oberhalb der aktuellen Einschaltwindgeschwindigkeit (ca. 2,0 m/s), beginnt der Startvorgang (Status 0:1). Anderenfalls bleibt die Windenergieanlage im Trudlbetrieb (Status 2:1 Windmangel: Windgeschwindigkeit zu niedrig).

Eigenbedarf

Da die Windenergieanlage zu diesem Zeitpunkt keine Wirkleistung erzeugt, wird die für den Eigenbedarf der Windenergieanlage notwendige elektrische Energie aus dem Netz bezogen.

5.3.3 Erregung des Generators

Sobald der Rotor eine vom Typ der Windenergieanlage abhängige Drehzahl erreicht, beginnt die Erregung des Generators. Der hierfür notwendige Strom wird kurzzeitig aus dem Netz bezogen. Erreicht der Generator eine ausreichende Drehzahl, versorgt sich die Windenergieanlage selbst mit Strom. Der Strom für die Eigenerregung wird dann aus dem Gleichrichterzwischenkreis entnommen und die aus dem Netz bezogene Energie wird auf null reduziert.

5.3.4 Leistungseinspeisung

Sobald eine ausreichende Zwischenkreisspannung zur Verfügung steht und die Kopplung des Erregerstellers zum Netz nicht mehr besteht, wird der Einspeisevorgang eingeleitet. Nach Erhöhung der Drehzahl bei ausreichend Wind und bei einem Leistungssollwert > 0 kW werden die Netzschütze (Niederspannungsseite) geschlossen und die Windenergieanlage beginnt bei ca. 5 U/min mit der Einspeisung in das Netz.

Die Leistungsregelung regelt die Statorströme und den Erregerstrom so, dass die Einspeisung nach der geforderten Leistungskennlinie erfolgt.

Der Gradient für die Leistungserhöhung (dP/dt) nach einem Netzfehler oder nach einem Normalstart kann in der Steuerung innerhalb eines bestimmten Bereichs festgelegt werden. Nähere Angaben hierzu können aus dem Datenblatt über die netztechnischen Leistungsmerkmale des jeweiligen Windenergieanlagentyps entnommen werden.

5.4 Betriebsarten

Ist der Startvorgang beendet, arbeitet die Windenergieanlage im Automatikbetrieb (Normalbetrieb). Im Automatikbetrieb werden ständig die Windverhältnisse ermittelt, die Rotordrehzahl, die Generatorerregung und die Generatorleistung optimiert, die Gondelposition der Windrichtung angepasst und sämtliche Sensorzustände erfasst.

Um die Stromerzeugung bei unterschiedlichen Windverhältnissen zu optimieren, wechselt die Windenergieanlage im Rahmen des Automatikbetriebs je nach Windgeschwindigkeit zwischen 3 Betriebsarten. Unter bestimmten Umständen hält die Windenergieanlage an, wenn die Konfiguration der Windenergieanlage dies vorsieht. Zusätzlich kann das Energieversorgungsunternehmen, in dessen Netz die erzeugte Energie eingespeist wird, die Möglichkeit bekommen, per Fernsteuerung das Verhalten der Windenergieanlage direkt zu beeinflussen, z. B. um die Einspeisung zeitweilig zu reduzieren.

Die Windenergieanlage wechselt zwischen folgenden Betriebsarten:

- Volllastbetrieb
- Teillastbetrieb
- Trudelbetrieb

5.4.1 Volllastbetrieb

Windgeschwindigkeit

$$v \geq 13,0 \text{ (13,5}^3\text{) m/s}$$

Bei und oberhalb der Nenn-Windgeschwindigkeit hält die Windenergieanlage die Drehzahl des Rotors durch die Rotorblattverstellung auf ihrem Sollwert (ca. 11,1 U/min) und begrenzt dadurch die Leistung auf ihren Nennwert von 4260 (4500³) kW.

5.4.2 Teillastbetrieb

Windgeschwindigkeit

$$2 \text{ m/s} \leq v < 13,0 \text{ (13,5) m/s}$$

Während des Teillastbetriebs (die Windgeschwindigkeit liegt zwischen Einschalt- und Nenngeschwindigkeit) wird die maximal mögliche Leistung aus dem Wind entnommen. Die Rotordrehzahl und die Leistungsabgabe ergeben sich aus der jeweils aktuellen Windgeschwindigkeit. Dabei beginnt die Blattwinkelverstellung schon im Grenzbereich zum Volllastbetrieb, um einen kontinuierlichen Übergang zu gewährleisten.

5.4.3 Trudelbetrieb

Windgeschwindigkeit

$$v < 2 \text{ m/s}$$

Bei Windgeschwindigkeiten unterhalb 2 m/s kann kein Strom ins Netz eingespeist werden. Die Windenergieanlage läuft im Trudelbetrieb, d. h. die Rotorblätter sind weitgehend aus dem Wind gedreht (Blattwinkel $\geq 60^\circ$), und der Rotor dreht sich langsam oder bleibt bei völliger Windstille stehen.

Durch die langsame Bewegung (Trudeln) werden die Rotorlager weniger belastet als bei längerem Stillstand und eine Wiederaufnahme der Stromerzeugung und -einspeisung bei wieder stärker werdendem Wind ist schneller möglich.

³ im Yield Optimised Mode 11 (OM-YO-11) (ertragsoptimierter Betriebsmodus 11). Die Verfügbarkeit des Yield Optimised Mode 11 ist u. a. von der Turmvariante und vom Standort abhängig.

5.5 Sicheres Anhalten der Windenergieanlage

Die Windenergieanlage kann durch manuellen Eingriff oder automatisch durch die Steuerung angehalten werden.

Die Ursachen werden nach Gefährdung in Gruppen eingeteilt.

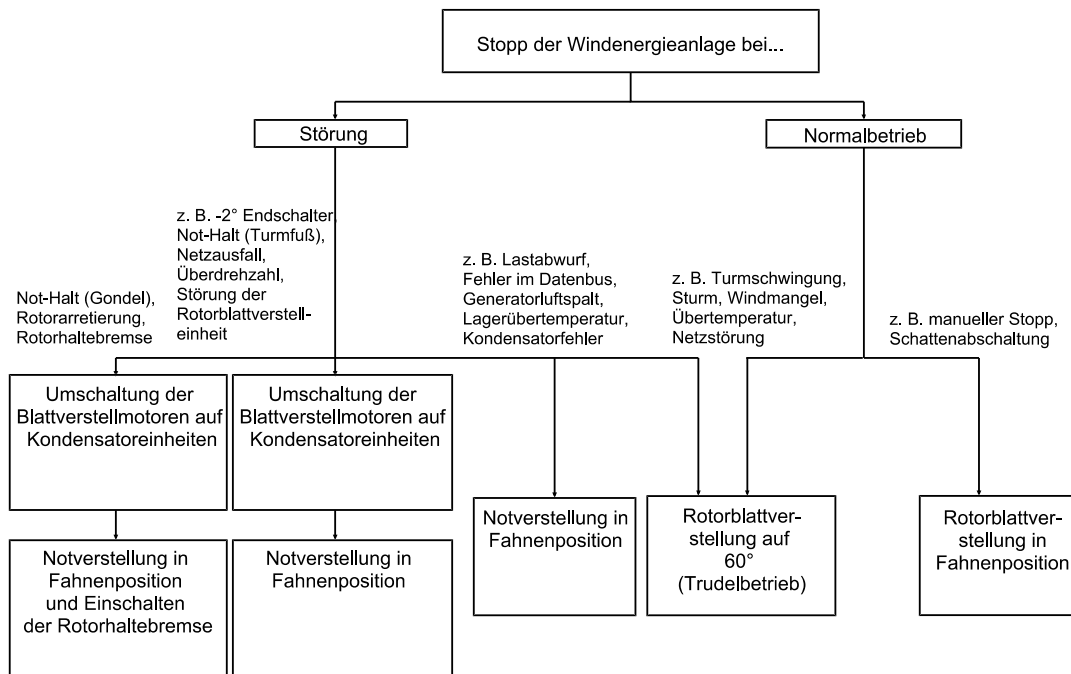


Abb. 5: Übersicht Windenergieanlagenstopp

Anhalten der Windenergieanlage durch die Rotorblattverstellung

Bei einer nicht sicherheitsrelevanten Störung werden die Rotorblätter über die Steuerung der Windenergieanlage aus dem Wind gedreht, wodurch die Rotorblätter keinen Auftrieb mehr erzeugen und die Windenergieanlage sicher anhält.

Notverstellung

Die Notverstellkondensatoren haben die für eine Notverstellung nötige Energie gespeichert und werden während des Betriebs der Windenergieanlage im geladenen Zustand gehalten und laufend getestet. Bei einer Notverstellung wird jeder Blattverstellmotor von den zugehörigen Notverstellkondensatoren mit Energie versorgt. Die Rotorblätter fahren geregelt in eine Stellung, in der sie keinen Auftrieb erzeugen, die sogenannte Fahnenstellung.

Da die 3 Rotorblattverstelleinheiten sich sowohl gegenseitig kontrollieren als auch unabhängig voneinander funktionieren, können beim Ausfall einer Komponente die verbliebenen Rotorblattverstelleinheiten weiterhin arbeiten und den Rotor anhalten.

Notbremsung

Wenn ein Not-Halt-Taster in der Gondel gedrückt wird oder wenn bei drehendem Rotor die Rotorarretierung betätigt wird, leitet die Steuerung eine Notbremsung ein.

Dabei wird zusätzlich zur Notverstellung der Rotorblätter die Rotorhaltebremse aktiviert. Der Rotor wird innerhalb von 10 bis 15 Sekunden von der Nenndrehzahl bis zum Stillstand gebremst.

6 Fernüberwachung

Standardmäßig sind alle ENERCON Windenergieanlagen über das ENERCON SCADA Edge System mit der regionalen Serviceniederlassung verbunden. Diese kann jederzeit die Betriebsdaten von jeder Windenergieanlage abrufen und ggf. sofort auf Auffälligkeiten und Störungen reagieren.

Auch alle Statusmeldungen werden über das ENERCON SCADA Edge System an eine Serviceniederlassung gesendet und dort dauerhaft gespeichert. Nur so ist gewährleistet, dass alle Erfahrungen aus dem praktischen Langzeitbetrieb in die Weiterentwicklung der ENERCON Windenergieanlagen einfließen können.

Die Anbindung der einzelnen Windenergieanlagen läuft über den ENERCON SCADA Edge Server, der üblicherweise in der Übergabestation oder in dem Umspannwerk eines Windparks aufgestellt wird. In jedem Windpark ist ein ENERCON SCADA Edge Server installiert.

Auf Wunsch des Betreibers kann die Überwachung der Windenergieanlagen von einer anderen Stelle übernommen werden.

7 Wartung

Um den dauerhaft sicheren und optimalen Betrieb der Windenergieanlage sicherzustellen, muss diese in regelmäßigen Abständen gewartet werden.

Die Windenergieanlagen werden regelmäßig, je nach Anforderung mindestens einmal jährlich, gewartet.

Bei der Wartung werden alle sicherheitsrelevanten Komponenten und Funktionen geprüft, z. B. das Blattverstellungssystem, die Windnachführung, die Sicherheitssysteme, das Blitzschutzsystem, die Anschlagpunkte zur Personensicherung und die Sicherheitssteigleiter. Die Schraubverbindungen an den tragenden Verbindungen (Hauptstrang) werden geprüft. Alle weiteren Komponenten werden einer Sichtprüfung unterzogen, bei der Auffälligkeiten und Schäden festgestellt werden. Verbrauchte Schmierstoffe werden nachgefüllt.

Die Wartungsintervalle und Wartungsumfänge können je nach regionalen Richtlinien und Normen abweichen.

Technische Beschreibung

Netzanschlussvariante 6 - Transformator in der Gondel

E-138 EP3 E3/E4 4260 kW

Technische Änderungen vorbehalten.

Herausgeber

ENERCON Global GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Deutschland
Telefon: +49 4941 927-0 ▪ Telefax: +49 4941 927-109
E-Mail: info@enercon.de ▪ Internet: <http://www.enercon.de>
Geschäftsführer: Uwe Eberhardt, Ulrich Schulze Südhoff
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 202549
Ust.Id.-Nr.: DE285537483

Urheberrechtshinweis

Die Inhalte dieses Dokuments sind urheberrechtlich sowie hinsichtlich der sonstigen geistigen Eigentumsrechte durch nationale und internationale Gesetze und Verträge geschützt. Die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments liegen bei der ENERCON Global GmbH, sofern und soweit nicht ausdrücklich ein anderer Inhaber angegeben oder offensichtlich erkennbar ist.

Die ENERCON Global GmbH räumt dem Verwender das Recht ein, zu Informationszwecken für den eigenen, rein unternehmensinternen Gebrauch Kopien und Abschriften dieses Dokuments zu erstellen; weitergehende Nutzungsrechte werden dem Verwender durch die Bereitstellung dieses Dokuments nicht eingeräumt. Jegliche sonstige Vervielfältigung, Veränderung, Verbreitung, Veröffentlichung, Weitergabe, Überlassung an Dritte und/oder Verwertung der Inhalte dieses Dokuments ist – auch auszugsweise – ohne vorherige, ausdrückliche und schriftliche Zustimmung der ENERCON Global GmbH untersagt, sofern und soweit nicht zwingende gesetzliche Vorschriften ein Solches gestatten.

Dem Verwender ist es untersagt, für das in diesem Dokument wiedergegebene Know-how oder Teile davon gewerbliche Schutzrechte gleich welcher Art anzumelden.

Sofern und soweit die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments nicht bei der ENERCON Global GmbH liegen, hat der Verwender die Nutzungsbestimmungen des jeweiligen Rechteinhabers zu beachten.

Geschützte Marken

Alle in diesem Dokument ggf. genannten Marken- und Warenzeichen sind geistiges Eigentum der jeweiligen eingetragenen Inhaber; die Bestimmungen des anwendbaren Kennzeichen- und Markenrechts gelten uneingeschränkt.

Änderungsvorbehalt

Die ENERCON Global GmbH behält sich vor, dieses Dokument und den darin beschriebenen Gegenstand jederzeit ohne Vorankündigung zu ändern, insbesondere zu verbessern und zu erweitern, sofern und soweit vertragliche Vereinbarungen oder gesetzliche Vorgaben dem nicht entgegenstehen.

Dokumentinformation

Dokument-ID	D02162602/8.0-de		
Vermerk	Originaldokument		
Vertraulichkeit	NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2024-09-23	de	DB	ENERCON Global GmbH / High Voltage Systems

NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG

Mitgeltende Dokumente

Der aufgeführte Dokumenttitel ist der Titel des Sprachoriginals, ggf. ergänzt um eine Übersetzung dieses Titels in Klammern. Die Titel von übergeordneten Normen und Richtlinien werden im Sprachoriginal oder in der englischen Übersetzung angegeben. Die Dokument-ID bezeichnet stets das Sprachoriginal. Enthält die Dokument-ID keinen Revisionsstand, gilt der jeweils neueste Revisionsstand des Dokuments. Diese Liste enthält ggf. Dokumente zu optionalen Komponenten.

Übergeordnete Normen und Richtlinien

Dokument-ID	Dokument
AwSV	Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen
DIN EN 50181:2011-04	Steckbare Durchführungen über 1 kV bis 52 kV und von 250 A bis 2,50 kA für Anlagen anders als flüssigkeitsgefüllte Transformatoren; Deutsche Fassung EN 50181:2010
DIN EN 50708-1-1	Leistungstransformatoren - Zusätzliche europäische Anforderungen - Teil 1-1: Allgemeiner Teil - Allgemeine Anforderungen; Deutsche Fassung EN 50708-1-1:2020
DIN EN IEC 60204-11*VDE 0113-11:2019	Sicherheit von Maschinen – Elektrische Ausrüstung von Maschinen – Teil 11: Anforderungen an Ausrüstung für Spannungen über 1 000 V Wechselspannung oder 1 500 V Gleichspannung, aber nicht über 36 kV
DIN VDE 0250-813	Isolierte Starkstromleitungen - Teil 813: Leitungstrosse
DIN VDE 0298	Verwendung von Kabeln und isolierten Leitungen für Starkstromanlagen
IEC 60076-1	Power transformers - Part 1: General
IEC 60076-10:2016	Power transformers - Part 10: Determination of sound levels
IEC 60076-13:2006	Power transformers - Part 13: Self-protected liquid-filled transformers
IEC 60076-14:2013	Power transformers - Part 14: Liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials
IEC 60076-16:2018	Power transformers - Part 16: Transformers for wind turbine applications
IEC 60076-2:2011	Power transformers - Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers
IEC 60076-3:2013	Power transformers - Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air
IEC 60076-4:2002	Power transformers - Part 4: Guide to the lightning impulse and switching impulse testing; Power transformers and reactors
IEC 60076-5:2006	Power transformers - Part 5: Ability to withstand short circuit
IEC 60076-7:2018	Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers
IEC 60502-2*CEI 60502-2:2014-02	Starkstromkabel mit extrudierter Isolierung und ihre Garnituren für Nennspannungen von 1 kV (Um = 1,2 kV) bis 30 kV (Um = 36 kV) - Teil 2: Kabel für Nennspannungen von 6 kV (Um = 7,2 kV) bis 30 kV (Um = 36 kV)

Technische Änderungen vorbehalten.

Dokument-ID	Dokument
IEC 60840:2020	Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 30 kV (Um= 36 kV) up to 150 kV (Um = 170 kV) - Test methods and requirements
IEC 61099:2010	Insulating liquids - Specifications for unused synthetic organic esters for electrical purposes
IEC 61400-1:2019	Wind energy generation systems – Part 1: Design Requirements
IEC 62271-1	High-voltage switching devices and switchgears – Part 1: Common specifications for alternating current switchgear and controlgear
IEC 62271-200	High-voltage switchgear and controlgear - Part 200: Metal-enclosed AC switchgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV.
Richtlinie 2006/42/EG	Maschinenrichtlinie
Verordnung (EU) Nr. 2019/1783	VERORDNUNG 2019/1783 DER KOMMISSION vom 1. Oktober 2019 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 548/2014 der Kommission zur Umsetzung der Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates hinsichtlich Kleinleistungs-, Mittelleistungs- und Großleistungstransformatoren

Zugehörige Dokumente

Dokument-ID	Dokument
D02108186	Technical description – Duct allocation in ENERCON steel tower foundations (Technische Beschreibung Leerrohrbelegung in ENERCON Stahlrohrturmfundamenten)
D02109462	Technische Beschreibung Elektrischer Anschluss von Windenergieanlagen

Technische Änderungen vorbehalten.

Inhaltsverzeichnis

	Abkürzungsverzeichnis	6
1	Einleitung	7
2	Netzanschlusskomponenten	7
3	Liefergrenze und elektrischer Anschlusspunkt	7
3.1	Liefergrenze	9
3.2	Elektrischer Anschlusspunkt	9
4	Standardlieferumfang für elektrotechnische Komponenten	9
4.1	MS-Transformator der WEA	9
4.1.1	Technische Daten des MS-Transformators	10
4.1.2	Transformatorschutz	10
4.2	MS-Schaltanlage der WEA	11
4.2.1	Technische Daten der MS-Schaltanlage	12
4.2.2	Bediensicherheit der MS-Schaltanlage	13
4.3	MS-Kabel zwischen MS-Schaltanlage und Transformator	13
4.3.1	Technische Daten der MS-Kabel	14
4.4	Mitgelieferte Dokumentation	14
5	Optionale Konfiguration	15
5.1	Optionen für den MS-Transformator der WEA	15
5.2	Optionen für die MS-Schaltanlage	17
	Fachwortverzeichnis	20

Technische Änderungen vorbehalten.

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen

ARS	Automatic Reclosing System (Automatische Wiedereinschaltung der Mittelspannungsschaltanlage)
AwSV	Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
EWM	Electrical Works Manager (Projektleiter elektrische Gewerke)
FAT	Factory acceptance test (Werksabnahmeprüfung)
FT	FACTS Transmission (elektrische Konfiguration mit FACTS-Eigenschaften)
FTQ	FACTS Transmission mit Option Q+ (elektrische Konfiguration mit erweitertem Blindleistungsstellbereich)
FTQS	FACTS Transmission mit Option Q+ und STATCOM-Option (elektrische Konfiguration mit erweitertem Blindleistungsstellbereich und STATCOM-Option)
FTS	FACTS Transmission mit STATCOM-Option (elektrische Konfiguration mit STATCOM-Option)
HS	Hochspannung
IEC	International Electrotechnical Commission (Internationale Elektrotechnische Kommission)
MS	Mittelspannung
NHN	Normalhöhennull
NS	Niederspannung
OS	Oberspannung
SAT	Site acceptance test (Abnahme einer Maschine oder Anlage am Aufstellort)
WEA	Windenergieanlage

Größen, Einheiten, Formeln

A	Ampere
Hz	Hertz
I_k"	Anfangskurzschlusswechselstrom
kA	Kiloampere
kV	Kilovolt
kVA	Kilovoltampere
SF₆	Schwefelhexafluorid

1 Einleitung

Die Netzanschlussvariante 6 beschreibt die ENERCON Ausführung der WEA-integrierten MS-Komponenten („E-Gondel“), ihre Liefergrenzen und mögliche Optionen.

Parameter wie Spannung, Frequenz, Einhaltung der Netzvorschriften sowie örtliche Anforderungen oder Richtlinien können Änderungen an den Hauptkomponenten erforderlich machen. Diese Produktdifferenzierung von Standard zu möglichen Optionen muss im Anlagenliefervertrag oder in einer Ergänzung festgehalten werden.

Optionale Ausstattung, Anforderungen oder Abweichungen von dieser Netzanschlussvariante sind mit Mehrkosten und ggf. verlängerten Lieferzeiten verbunden.

2 Netzanschlusskomponenten

Alle Netzanschlusskomponenten der WEA, wie Transformator und MS-Schaltanlage, sind in der WEA installiert. Der Transformator befindet sich in der Gondel, die MS-Schaltanlage im Turmfuß.

3 Liefergrenze und elektrischer Anschlusspunkt

Die Liefergrenze und der elektrische Anschlusspunkt sind im nachfolgenden Prinzipschaltbild dargestellt und werden in Kap. 3.1, S. 9 und Kap. 3.2, S. 9 näher erläutert.

Technische Änderungen vorbehalten.

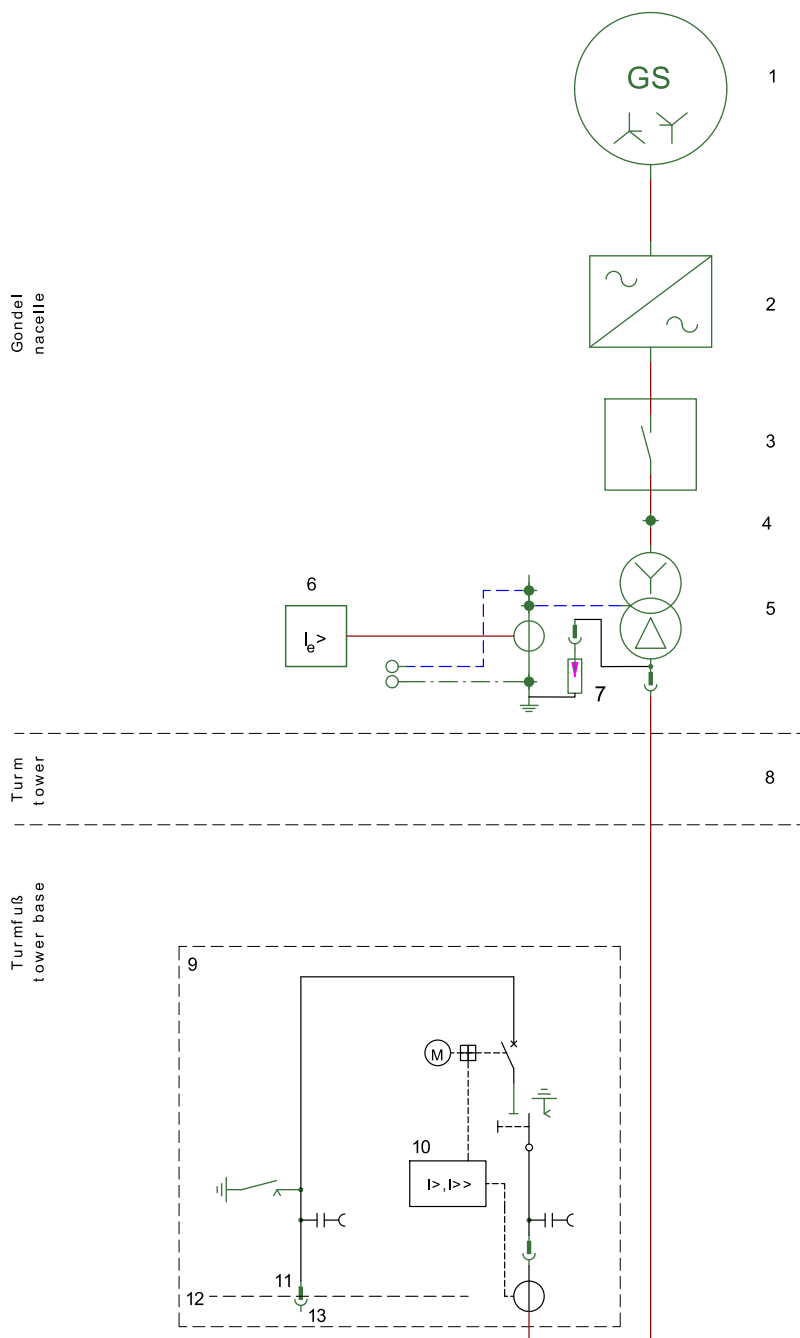


Abb. 1: Prinzipschaltbild – Netzanschlussvariante 6

1	Generator	2	Umrichter
3	NS-Trennvorrichtung	4	Elektrischer Referenzpunkt
5	MS-Transformator der WEA	6	NS-Erdschlusserkennung
7	MS-Überspannungsableiter	8	MS-Turmkabel
9	MS-Schaltanlage	10	MS-Überstrom- und Kurzschlusschutz
11	MS-Durchführung der Schaltanlage	12	Grenze des Lieferumfangs und elektrischer Anschlusspunkt
13	MS-Stecker der Parkverkabelung		

3.1 Liefergrenze

Wie im Prinzipschaltbild dargestellt, befindet sich die Liefergrenze an den Anschlussstellen der MS-Schaltanlage. Entsprechend dieser Liefergrenze liefert und installiert ENERCON die elektrischen Komponenten.

Die Lieferung der MS-Kabel und -Stecker sowie deren Anschluss an den Kabelfeldern der MS-Schaltanlage sind nicht Teil des Lieferumfangs von ENERCON.

Diese Anschlussarbeiten sind durch ein qualifiziertes Elektrofachunternehmen im Rahmen der Windparkverkabelung durchzuführen und zu protokollieren.

3.2 Elektrischer Anschlusspunkt

Der elektrische Anschlusspunkt ist der Übergabepunkt zwischen WEA und Windparknetz. Die Richtlinien und Normen für das MS-System der WEA unterscheiden sich inhaltlich von denen für das MS-Netz. Eine Definition des elektrischen Anschlusspunkts ist somit für eine richtlinien- und normenkonforme Ausführung der WEA zwingend erforderlich.

ENERCON definiert den elektrischen Anschlusspunkt folgendermaßen:

Der elektrische Anschlusspunkt der WEA befindet sich am netzseitigen Eingangsfeld der MS-Schaltanlage.

Norm für den elektrischen Anschlusspunkt

Die IEC 61400-1:2019 gibt im Abschnitt 3.75 „Anschlussklemmen der Windenergieanlage“ vor, wie ein Anschlusspunkt bestimmt wird. Der WEA-Hersteller legt fest, an welchen Anschlusspunkt/en die WEA mit dem Kraftwerksnetz gekoppelt werden darf. Auf dieser Grundlage definiert ENERCON den elektrischen Anschlusspunkt.

Norm für die MS-Ausrüstung

ENERCON erklärt in der EG/EU-Konformitätserklärung die Konformität der WEA u. a. nach den Bestimmungen der Maschinenrichtlinie 2006/42/EG. Im offiziellen Leitfaden für die Anwendung der Maschinenrichtlinie 2006/42/EG (Auflage 2.1 – Juli 2017), erstellt von der Europäischen Kommission, weist in §222 (Elektrizität) darauf hin, dass Anforderungen an die elektrische HS-Ausrüstung 1 von Maschinen aus der Norm DIN EN IEC 60204-11*VDE 0113-11:2019 zu entnehmen sind. Daher ist sie die maßgebende Norm für die Gestaltung der MS-Ausrüstung der WEA.

Der untere Bereich der Hochspannung wird üblicherweise als „Mittelspannung“ bezeichnet. Die Mittelspannung ist somit Teil der Hochspannung.

4 Standardlieferumfang für elektrotechnische Komponenten

Der Inhalt dieses Kapitels definiert die Eigenschaften der MS-Komponenten, welche im Standardlieferumfang der WEA gemäß dieser Technischen Beschreibung enthalten sind.

4.1 MS-Transformator der WEA

Der Transformator wandelt die von der WEA generierte elektrische Spannung in die netzseitige Spannung um. Er ist gemäß IEC 60076-1 und IEC 60076-3 typ- und stückgeprüft.

Als Isolations- und Kühlmedium wird Esterflüssigkeit eingesetzt (Kühlmittelart K3 nach IEC 61099).

Der Transformator steht berührungssicher in einer Auffangwanne gemäß der deutschen AwSV, welche für sein komplettes Flüssigkeitsvolumen ausgelegt ist.

4.1.1 Technische Daten des MS-Transformators

Tab. 1: Technische Daten: Standardlieferumfang MS-Transformator

Nr.	Merkmal	Wert
1	Typ	Step-Up-Transformator für WEA
2	Betriebsart	Dauerbetrieb
3	Schallleistungspegel [dB]	≤ 78
4	Umgebungstemperatur [°C]	Normal climate -25 bis +50
5	Bemessungsleistung [kVA]	5100
6	Schaltgruppe	Dyn5
7	Anzapfung OS [%] (Stufenumsteller für spannungsfreie Betätigung)	+4 x 2,5
8	Frequenz [Hz]	50
9	Oberspannung [kV]	20
10	Isolationspegel HS [kV]	Um = 24 (LI/AC 125/50)
11	Niederspannung [V]	750
12	Einschaltstrom	$I_{pmax} \leq 6,5 \times I_r \times \sqrt{2}$
13	Max. Aufstellhöhe über NHN [m]	1000
14	Kurzschlussimpedanz [%]	6,5 (Toleranz ± 10)
15	Kurzschlussverluste	Verordnung (EU) Nr. 2019/1783 ((Ecodesign Anforderungen für Leistungstransformatoren Tier 2) und DIN EN 50708
16	Leerlaufverluste	Verordnung (EU) Nr. 2019/1783 (Ecodesign Anforderungen für Leistungstransformatoren Tier 2) und DIN EN 50708
17	Gemäß Norm verbaut und geprüft	IEC

4.1.2 Transformatorschutz

Die von ENERCON installierten Transformatoren verfügen über ein umfassendes Schutzsystem:

- Überstrom- und Kurzschlusschutz auf der MS-Seite des Transformators
- Analoger Temperatursensor
- Öldruckwächter
- Ölniveauschalter
- Kurzschlusschutz auf der NS-Seite des Transformators
- MS-Überspannungsableiter

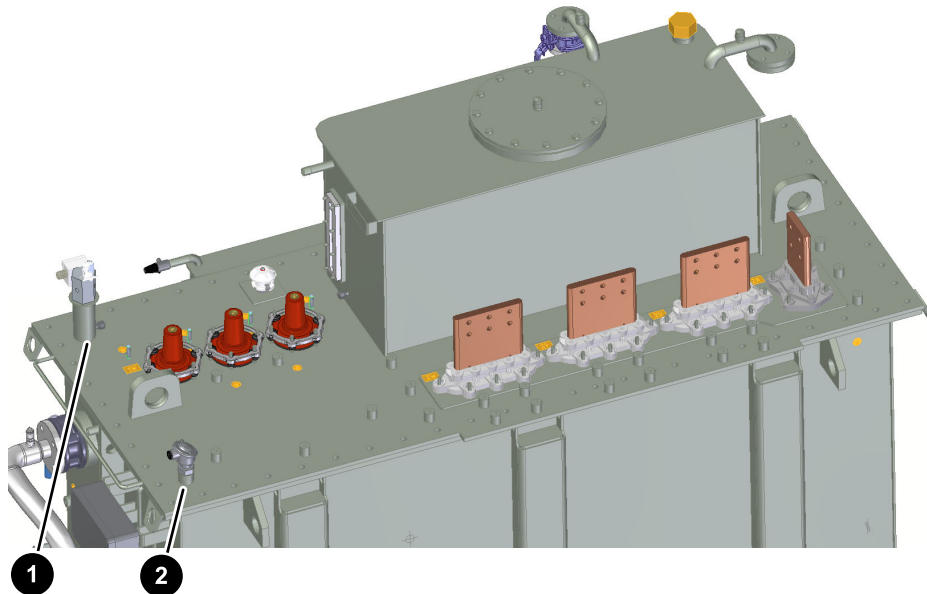


Abb. 2: Beispielhafte Ansicht der Transformatorschutzensoren

1 Gasrelais als Öldruckwächter und Ölniveauschalter	2 Temperatursensor
---	--------------------

Erläuterung der Schutzfunktionen:

- Der Überstrom- und Kurzschlussschutz auf der MS-Seite wirkt direkt auf den MS-Transformatorschalter.
- Der NS-Schutz schützt den Leistungsschrank, den Transformator und die NS-Kabel zwischen NS-Verteilung und den Leistungsschränken bei einem inneren Kurzschluss im Leistungsschrank.
- Die zweistufige Temperaturüberwachung wird mittels temperaturabhängigen Widerstands in der Thermometertasche des Transformators ausgeführt. Bei Erreichen der Warnschwelle wird die Ausgangsleistung der WEA reduziert. Bei Erreichen der Abschaltchwelle wird die WEA abgeschaltet. So wird eine Transformatorüberlastung verhindert.
- Öldruckwächter und Ölniveauschalter wirken über die akkugepufferte Fernschalteinrichtung indirekt auf den MS-Transformatorschalter.
- Der MS-Überspannungsableiter schützt den Transformator gegen Überspannungen.

4.2 MS-Schaltanlage der WEA

Die MS-Schaltanlage ist notwendig, um den Stromfluss von der Anlage zum nachgelagerten internen Windparknetz sicher schalten und trennen zu können. Sie dient auch als unmittelbarer Anschlusspunkt des nachgelagerten internen Windparknetzes. Die Schalter der MS-Schaltanlage sind mit den Schutzfunktionen der WEA verbunden, können aber auch manuell vom Servicepersonal bedient werden.

Die MS-Schaltanlage ist gemäß IEC 62271-200 typ- und stückgeprüft.

4.2.1 Technische Daten der MS-Schaltanlage

Tab. 2: Technische Daten: Standardlieferumfang MS-Schaltanlage

Nr.	Merkmal	Wert
1	Gasisolierung	SF6/SF6-frei*
2	Trafofeld Typ (für Schutz und Abschaltung WEA)	Leistungsschalter mit Trenn- und Erdungsschalter
3	Trafofeld Anzahl	1
4	Kabelfeld Typ (für Anschluss Windparkverkabelung)	Kabelanschluss mit Erdungsschalter*
5	Kabelfeld Anzahl	1**
6	Bemessungsspannung gemäß IEC 62271-1 [kV] (maximal erreichbare Werte der Netzspannung U_n)	24
7	Bemessungskurzzeitstrom I_k [kA], 1 s	≥ 16
8	Bemessungsstrom der Sammelschiene [A]	630
9	Bemessungsfrequenz [Hz]	50
10	Trafofeld Schutztyp	I>, I>> UMZ (ANSI 50) Ie> UMZ (ANSI 50N) (mittels Schutzgerät)
11	Aufgebaut und geprüft gemäß Norm	IEC
12	MS-Durchführung Typ (für Stecker Windparkverkabelung)	Typ C gemäß DIN EN 50181
13	Maximale Betriebshöhe [m]	1000
14	Maximale Umgebungstemperatur im Betrieb [°C]	40
15	Minimale Umgebungstemperatur im Betrieb [°C]	-5
16	Automatic Reclosing System (ARS)	Nein
17	Vorbereitet für Smart Energise Option (Auswahl des Systems über Produktlinie; Voraussetzung: ARS)	Nein
18	Vorbereitet für Schlüsselverriegelung zwischen Schaltfeldern (exkl. Schließzylinder)	Nein
19	MS-Messung in der Schaltanlage (zusätzliche Strom- und Spannungswandler für Energiemessung)	Nein
20	Maximaler Kabelquerschnitt für Anschluss im Kabelfeld [mm ²]	500 (MS-Kabelaußendurchmesser ≤ 52 mm)
21	Überspannungsableiter Anschlussmöglichkeit	Nein

Technische Änderungen vorbehalten.

Nr.	Merkmal	Wert
22	Bereitstellung von Schaltkontakten zur Meldung vom Schaltstatus der jeweiligen Kabelfelder	Nein
<i>* Gemäß Verordnung 2024/573 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 7. Februar 2024 über fluorierte Treibhausgase ist die Inbetriebnahme von SF₆-Schaltanlagen mit folgenden Bemessungsspannungen verboten:</i> <i>≥ 24 kV ≤ 36 kV: ab 01.01.2026</i> <i>> 24 kV ≤ 52 kV: ab 01.01.2030</i> <i>Bis zum Inkrafttreten des Verbots ist die Inbetriebnahme von SF₆-Schaltanlagen noch gestattet und bleibt weiterhin als Standard definiert. Nach diesen Verbotsdaten wird die SF₆-freie Schaltanlage als Standard definiert.</i> <i>** Abhängig von Lagerbestand wird evtl. ein Lasttrennschalter mit Erdungsschalter und/oder mehrere Kabelfelder bereitgestellt.</i> <i>Bei zwingender Standardkonfiguration (siehe oben) ist der EWM unmittelbar nach Vertragsschluss zu informieren.</i>		

4.2.2 Bediensicherheit der MS-Schaltanlage

Um die Bediensicherheit zu gewährleisten, ist in der WEA eine akkugepufferte Fernschalteinrichtung für den MS-Transformatorschalter installiert. Diese Fernschalteinrichtung ermöglicht das Ein- und Ausschalten des MS-Transformatorschalters von innerhalb der WEA aber außerhalb des Transformatorraums und darf nur durch schaltberechtigtes Personal erfolgen.

Bei Auslösen des Schutzsystems ist sowohl die manuelle als auch die automatische Wiedereinschaltung so lange blockiert, bis das Problem durch schaltberechtigtes Personal behoben wurde.

4.3 MS-Kabel zwischen MS-Schaltanlage und Transformator

Die vorgefertigten MS-Turm kabelsätze werden verwendet, um den MS-Transformator in der Gondel und die MS-Schaltanlage im Turmfuß der ENERCON WEA zu verbinden. Das MS-Turm kabelset ist eine komplette Baugruppe, die auf einer Trommel auf die Baustelle geliefert wird und dort in die Gondel hochgezogen wird.

Technische Änderungen vorbehalten.

4.3.1 Technische Daten der MS-Kabel

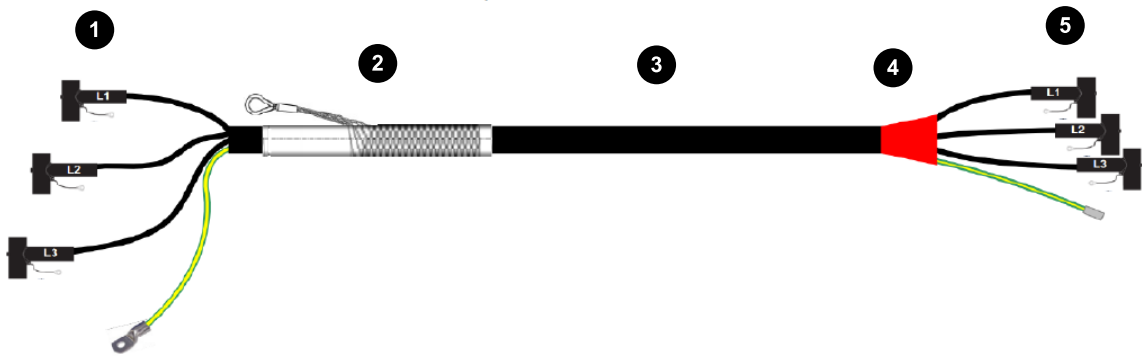


Abb. 3: Beispiel eines vorgefertigten Kabelsatzes

1	MS-Stecker	2	Ziehstrumpf
3	Kabel	4	Aufteilkappe
5	MS-Stecker		

Die Baugruppe besteht aus:

- Einem Satz von MS-Steckern (T-Verbinder) auf beiden Seiten (Transformator- und Schaltanlage-seite) (1 + 5)
- Einem beidseitigen Aufteil-Set, um das dreiadrige Kabel auf beiden Seiten in drei Einzelkabel aufzuteilen (4)
- Ziehstrumpf (2)
- Ein hochflexibles dreiadriges Kabel vom Typ (N)TSCGEHXOEU (3) gemäß DIN VDE 0250-813, IEC 60502-2 und IEC 60840

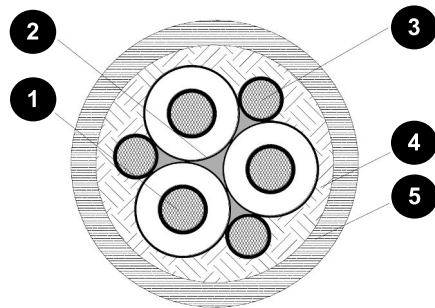


Abb. 4: Kabel Nexans Typ (N)TSCGEHXOEU

1	Hauptader	2	Kernelement
3	Schutzleiter	4	Innenmantel
5	Außenmantel		

4.4 Mitgelieferte Dokumentation

Im Standardlieferungsumfang wird lediglich folgende Dokumentation der MS-Komponenten bereitgestellt:

- Stückprüfprotokoll des MS-Transformators gemäß IEC 60076-1 im vom Hersteller definiertem Format inklusive Zeichnung und Datenblatt
- Stückprüfprotokoll der MS-Schaltanlage gemäß IEC 62271-200 im vom Hersteller definiertem Format
- einpoliges Ersatzschaltbild der MS-Schaltanlage
- Datenblatt der MS-Schaltanlage
- Stückprüfprotokoll des MS-Kabels gemäß IEC 60502-2 Teil 16 und DIN VDE 0298 Teil 3 im vom Hersteller definierten Format

5 Optionale Konfiguration

ENERCON bietet neben der Standardausführung der MS-Komponenten verschiedene technische Optionen an, die projekt- und kundenspezifisch gewählt werden können.



Neben den Mehrpreisen für projektspezifische Optionen ist vor allem die Lieferzeit der MS-Komponente zu berücksichtigen. Mögliche länderspezifische Anforderungen sind im Standardlieferungsumfang nicht berücksichtigt. Änderungen zum Standardlieferungsumfang müssen 12 Monate vor Anlieferung der WEA auf der Baustelle schriftlich fixiert sein. Das betrifft auch vom Standard abweichende FATs, SATs, Kundenaudits sowie zusätzliche Dokumentation.

5.1 Optionen für den MS-Transformator der WEA

Tab. 3: Technische Daten: Optionaler Lieferumfang MS-Transformator

Nr.	Merkmal	Wert	Verfügbarkeit
1	Typ	Step-Up-Transformator für WEA	Standard
2	Betriebsart	Dauerbetrieb	Standard
3	Schallleistungspegel [dB]	≤ 78	Standard
4	Umgebungstemperatur	Normal climate -25 bis +50	Standard
4.1	[°C]	Cold climate -40 bis +50	Option
5	Bemessungsleistung [kVA]	5100	Standard (FT/FTS)
5.1		5100	Option (FTQ/FTQS)
6	Schaltgruppe	Dyn5	Standard
6.1		Dyn11	Option
6.2		YNyn0	Option
6.3		YNyn0 mit Kompensation (d) Wicklung	Option
6.4		Variiert	Option
7	Anzapfung OS [%] (Stufenumsteller für spannungsfreie Betätigung)	+4 x 2,5	Standard
7.1		+/-2 x 2,5	Option
7.2		Variiert	Option

Nr.	Merkmal	Wert	Verfügbarkeit
8	Frequenz [Hz]	50	Standard
8.1		60	Option
9	Oberspannung [kV]	20	Standard
9.1		-	-
9.2		10 - 14,9 (Um = 24)	Option
9.3		15 - 19,9 (Um = 24)	Option
9.4		20 - 22 (Um = 24)	Option
9.5		22,1 - 33 (Um = 36)	Option
9.6		33,1 - 36 (Um = 42)	Option
10	Isolationspegel HS [kV]	Um = 24 (LI/AC 125/50)	Standard
10.1		-	-
10.2		Um = 36 (LI/AC 170/70)	Option
10.3		Um = 42 (LI/AC 200/80)	Option
11	Niederspannung [V]	750	Standard
12	Einschaltstrom	$I_{pmax} \leq 6,5 \times I_r \times \sqrt{2}$	Standard
12.1		Variiert	Option
13	Max. Aufstellhöhe über NHN [m]	1000	Standard
13.1		Variiert	Option
14	Kurzschlussimpedanz [%]	6,5 (Toleranz ± 10)	Standard
14.1		Variiert	Option
15	Kurzschlussverluste	Verordnung (EU) Nr. 2019/1783 ((Ecodesign Anforderungen für Leistungstransformatoren Tier 2) und DIN EN 50708	Standard
15.1		Variiert	Option
16	Leerlaufverluste	Verordnung (EU) Nr. 2019/1783 (Ecodesign Anforderungen für Leistungstransformatoren Tier 2) und DIN EN 50708	Standard
16.1		Variiert	Option
17	Gemäß Norm verbaut und geprüft	IEC	Standard
17.1		UL/CSA	Option

Technische Änderungen vorbehalten.

5.2 Optionen für die MS-Schaltanlage

Tab. 4: Technische Daten: Optionaler Lieferumfang MS-Schaltanlage

Nr.	Merkmal	Wert	Verfügbarkeit
1	Gasisolierung	SF6/SF6-frei*	Standard
1.1		SF6-frei	Option
2	Trafofeld Typ (für Schutz und Abschaltung WEA)	Leistungsschalter mit Trenn- und Erdungsschalter	Standard
2.1		-	-
3	Trafofeld Anzahl	1	Standard
3.1		2 (Im Falle von EB-Trafo)	Option
4	Kabelfeld Typ (für Anschluss Windparkverkabelung)	Kabelanschluss mit Erdungsschalter*	Standard
4.1		Lasttrennschalter mit Erdungsschalter	Option
5	Kabelfeld Anzahl	1**	Standard
5.1		2 (Machbarkeit prüfen)	Option
5.2		3 (Machbarkeit prüfen)	Option
6	Bemessungsspannung gemäß IEC 62271-1 [kV] (maximal erreichbare Werte der Netzspannung U_r)	24	Standard
6.1		36	Option
6.2		38	Option
6.3		40,5	Option
7	Bemessungskurzzeitstrom I_k [kA], 1 s	≥ 16	Standard
7.1		20	Option
7.2		25	Option
8	Bemessungsstrom der Sammelschiene [A]	630	Standard
8.1		800 (Machbarkeit prüfen)	Option
9	Bemessungsfrequenz [Hz]	50	Standard
9.1		60	Option
10	Trafofeld Schutztyp	I>, I>> UMZ (ANSI 50) Ie> UMZ (ANSI 50N) (mittels Schutzgerät)	Standard
10.1		-	-
11	Aufgebaut und geprüft gemäß Norm	IEC	Standard
11.1		UL/CSA	Option
11.2		ENA	Option
12	MS-Durchführung Typ (für Stecker Windparkverkabelung)	Typ C gemäß DIN EN 50181	Standard
12.1		IEEE 386-2016 (Bild 15, Schnittstelle 13)	Option
13	Maximale Betriebshöhe [m]	1000	Standard
13.1		Mehr als 1000 (Machbarkeit prüfen)	Option

NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG

Nr.	Merkmal	Wert	Verfügbarkeit
14	Maximale Umgebungstemperatur im Betrieb	40	Standard
14.1	[°C]	Mehr als 40 (Machbarkeit prüfen)	Option
15	Minimale Umgebungstemperatur im Betrieb	-5	Standard
15.1	[°C]	-25	Option
15.2		Weniger als -25 (Machbarkeit prüfen)	Option
16	Automatic Reclosing System (ARS)	Nein	Standard
16.1		Ja	Option
17	Vorbereitet für Smart Energise Option (Auswahl des Systems über Produktlinie; Voraussetzung: ARS)	Nein	Standard
17.1		Ja	Option
18	Vorbereitet für Schlüsselverriegelung zwischen Schaltfelder (exkl. Schließzylinder)	Nein	Standard
18.1		i01: Vorbereitung zur Installation einer Schlüsselverriegelung im Lasttrennschalter und Erdungsschalter der Kabelfelder	Option
18.2		-	-
19	MS-Messung in den Schaltanlagen (zusätzliche Strom- und Spannungswandler für Energiemessung)	Nein	Standard
19.1		Ja (Machbarkeit prüfen)	Option
20	Maximaler Kabelquerschnitt für Anschluss im Kabelfeld [mm²]	500 (MS-Kabelaußendurchmesser ≤ 52 mm)	Standard
20.1		mehr als 500 (Machbarkeit prüfen)	Option
20.2		≤ 500 + ≤ 240 (Huckepack-Kabelfeldtiefe max. 300 mm)	Option
21	Überspannungsableiter Anschlussmöglichkeit	Nein	Standard
21.1		Ja (Huckepack, max. Kabelfeldtiefe 300 mm, Machbarkeit prüfen)	Option
22	Bereitstellung von Schaltkontakten zur Meldung vom Schaltstatus der jeweiligen Kabelfelder	Nein	Standard
22.1		Trafofeld	Option
22.2		Kabelfeld	Option

Technische Änderungen vorbehalten.

Nr.	Merkmal	Wert	Verfügbarkeit
	<i>* Gemäß der Verordnung 2024/573 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 7. Februar 2024 über fluorierte Treibhausgase ist die Inbetriebnahme von SF₆-Schaltanlagen mit folgenden Bemessungsspannungen verboten:</i> <i>≥ 24 kV ≤ 36 kV: ab 01.01.2026</i> <i>> 24 kV ≤ 52 kV: ab 01.01.2030</i> <i>Bis zum Inkrafttreten des Verbots ist die Inbetriebnahme von SF₆-Schaltanlagen noch gestattet und bleibt weiterhin als Standard definiert. Nach diesen Verbotsdaten wird die SF₆-freie Schaltanlage als Standard definiert.</i> <i>** Abhängig von Lagerbestand wird evtl. ein Lasttrennschalter mit Erdungsschalter und/oder mehrere Kabelfelder bereitgestellt.</i> <i>Bei zwingender Standardkonfiguration (siehe oben) ist der EWM unmittelbar nach Vertragsschluss zu informieren.</i>		

Technische Änderungen vorbehalten.

Fachwortverzeichnis

Automatic Reclosing System

Zeitlich gestaffelte, akkugepufferte automatische Wiedereinschaltung, über die der Mittelspannungstransformator der Windenergieanlage nach einem Spannungsausfall wieder zugeschaltet werden kann.

Smart Energise

Funktion, mit der der Einschaltstrom des Transformators reduziert werden kann, um Spannungseinbrüche am Netzanschlusspunkt zu verhindern. Vor der Zuschaltung wirkt kurzzeitig ein niedriger Gleichstrom auf den Transformator. Dieser Vorgang erzeugt den gewünschten Remanenzfluss.

Technische Änderungen vorbehalten.

Technische Daten ENERCON Windenergieanlage E-138 EP3 E3

Allgemein	
Hersteller	ENERCON Global GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich
Typenbezeichnung	E-138 EP3 E3
Nennleistung	4260 kW (bis zu 4500 kW ¹)
Rotordurchmesser	138,25 m
Auslegungslebensdauer	25 Jahre
maximale Standorthöhe ²	2000 m

Rotor mit Blattverstellungssystem	
Typ	Luvläufer mit aktivem Blattverstellungssystem
Drehrichtung	Uhrzeigersinn
Rotorblatt-Anzahl	3
Rotorblatt-Länge	67,79 m
überstrichene Rotorfläche	15011,36 m ²
Rotorblatt-Material	GFK (Glasfaser+Epoxidharz)/Balsaholz/Schaumstoff
Abregelwindgeschwindigkeit (mit ENERCON Sturmregelung)	22 (19 ¹) m/s (12-s-Mittel) - 28 m/s (10-min-Mittel)
Konuswinkel	-2,5°
Rotorachswinkel	7°
Blattverstellungssystem	je Rotorblatt ein autarkes elektrisches Stellsystem mit zugeordneter Notstromversorgung

Antriebsstrang mit Generator	
Windenergieanlagenkonzept	getriebelos, variable Drehzahl, Vollumrichter
Rotornabe	starre Verbindung mit Generator-Rotor
Lagerung	2 Kegelrollenlager
Generator	direktgetriebener fremderregter Synchrongenerator
Netzeinspeisung	ENERCON Wechselrichter mit hoher Taktfrequenz und sinusförmigem Strom
Schutzart/Isolationsklasse	mindestens IP 23/F

Bremssystem	
aerodynamische Bremse	drei autarke Blattverstellungssysteme mit Notstromversorgung
Rotorhaltebremse	hydraulisch

¹ im Yield Optimised Mode 11 (OM-YO-11) (ertragsoptimierter Betriebsmodus 11). Die Verfügbarkeit des Yield Optimised Mode 11 ist u. a. von der Turmvariante und vom Standort abhängig.

² über Normalhöhennull; höhere Standorte möglich, müssen aber projektspezifisch geprüft werden.

Bremssystem

Rotorarretierung	in 10°-Stufen rastend
------------------	-----------------------

Windnachführung

Azimutverstellung	elektromechanisches Stellsystem
-------------------	---------------------------------

Steuerung der Windenergieanlage

Typbezeichnung	PI-CS
Netzeinspeisung	Vollumrichter mit speicherprogrammierbarer Steuerung
Fernüberwachung	ENERCON SCADA Edge
unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)	integriert

Turmvarianten

Nabenhöhe ab Geländeoberkante	Gesamthöhe ab Geländeoberkante	Bauart
80,49 m	149,61	Stahlrohrturm
99,79 m	168,91	Stahlrohrturm
110,24 m	179,37	Hybrid-Stahlurm
130,64 m	199,76	Hybrid-Stahlurm
160,00 m	229,13	Hybridurm

Zertifizierte/angestrebte turmspezifische Auslegungsbedingungen

Nabenhöhe ab Geländeoberkante	Windklasse nach IEC ³	Turbulenzkategorie nach IEC ³	50-Jahres-Extremwindgeschwindigkeit in Nabenhöhe (10-min-Mittelwert) nach IEC ³	entspricht einem Lastäquivalent von circa (3-s-Böe)	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe nach IEC ³
80,49 m	II / S ⁴	A	42,50 m/s	59,50 m/s	8,50 / 7,80 ^{4;5} m/s
99,79 m	II / S ⁴	A	42,50 m/s	59,50 m/s	8,50 / 7,80 ^{4;5} m/s
110,24 m	S	A	37,50 m/s	52,50 m/s	7,80 ⁵ m/s
130,64 m	S	A	37,50 m/s	52,50 m/s	7,80 ⁵ m/s
160,00 m	III ⁶	A	37,50 ⁶ m/s	52,50 ⁶ m/s	7,50 ⁶ m/s

³ Ausgabe der Richtlinie IEC 61400-1:2019 (4th Edition)

⁴ im Yield Optimised Mode 11

⁵ Obwohl die Turmkonfiguration für eine verringerte mittlere Windgeschwindigkeit ausgelegt ist, kann die Standorteignung mittels Lastrechnung abhängig von den Standortbedingungen für höhere mittlere Windgeschwindigkeiten nachgewiesen werden. Die Design-Zielgröße ist unter Berücksichtigung einer generischen Windrichtungsverteilung 8,50 m/s.

⁶ Yield Optimised Mode 11 ist nicht verfügbar

3.2 Angaben zu verwendeten und anfallenden Energien

Eine technische Beschreibung der Windenergieanlage zum Eigenbedarf sind dem Anhang zu entnehmen.

Anlagen:

- 3.2_D0215274_24.0_de_TB_Eigenbedarf.pdf

Technische Beschreibung

Eigenbedarf

ENERCON Windenergieanlagen

Technische Änderungen vorbehalten.

Herausgeber

ENERCON Global GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Deutschland
Telefon: +49 4941 927-0 ▪ Telefax: +49 4941 927-109
E-Mail: info@enercon.de ▪ Internet: <http://www.enercon.de>
Geschäftsführer: Uwe Eberhardt, Ulrich Schulze Südhoff
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 202549
Ust.Id.-Nr.: DE285537483

Urheberrechtshinweis

Die Inhalte dieses Dokuments sind urheberrechtlich sowie hinsichtlich der sonstigen geistigen Eigentumsrechte durch nationale und internationale Gesetze und Verträge geschützt. Die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments liegen bei der ENERCON Global GmbH, sofern und soweit nicht ausdrücklich ein anderer Inhaber angegeben oder offensichtlich erkennbar ist.

Die ENERCON Global GmbH räumt dem Verwender das Recht ein, zu Informationszwecken für den eigenen, rein unternehmensinternen Gebrauch Kopien und Abschriften dieses Dokuments zu erstellen; weitergehende Nutzungsrechte werden dem Verwender durch die Bereitstellung dieses Dokuments nicht eingeräumt. Jegliche sonstige Vervielfältigung, Veränderung, Verbreitung, Veröffentlichung, Weitergabe, Überlassung an Dritte und/oder Verwertung der Inhalte dieses Dokuments ist – auch auszugsweise – ohne vorherige, ausdrückliche und schriftliche Zustimmung der ENERCON Global GmbH untersagt, sofern und soweit nicht zwingende gesetzliche Vorschriften ein Solches gestatten.

Dem Verwender ist es untersagt, für das in diesem Dokument wiedergegebene Know-how oder Teile davon gewerbliche Schutzrechte gleich welcher Art anzumelden.

Sofern und soweit die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments nicht bei der ENERCON Global GmbH liegen, hat der Verwender die Nutzungsbestimmungen des jeweiligen Rechteinhabers zu beachten.

Geschützte Marken

Alle in diesem Dokument ggf. genannten Marken- und Warenzeichen sind geistiges Eigentum der jeweiligen eingetragenen Inhaber; die Bestimmungen des anwendbaren Kennzeichen- und Markenrechts gelten uneingeschränkt.

Änderungsvorbehalt

Die ENERCON Global GmbH behält sich vor, dieses Dokument und den darin beschriebenen Gegenstand jederzeit ohne Vorankündigung zu ändern, insbesondere zu verbessern und zu erweitern, sofern und soweit vertragliche Vereinbarungen oder gesetzliche Vorgaben dem nicht entgegenstehen.

Dokumentinformation

Dokument-ID	D0215274/24.0-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2024-07-17	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Validierung

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
2	Verbraucher	6
3	Betriebspunkte	7
4	Betriebsbedingungen	8
5	Ergebnisse	9
5.1	Eigenbedarf der Windenergieanlage im Sommer	9
5.2	Eigenbedarf der Windenergieanlage im Winter	11

Abkürzungsverzeichnis

FT	FACTS Transmission (elektrische Konfiguration mit FACTS-Eigenschaften)
FTQ	FACTS Transmission mit Option Q+ (elektrische Konfiguration mit erweitertem Blindleistungsstellbereich)
STATCOM	Static compensator (statischer Kompensator)

Technische Änderungen vorbehalten.

1 Einleitung

ENERCON Windenergieanlagen beziehen im Stillstand wie auch im Trudelbetrieb Wirkleistung aus dem Versorgungsnetz, um die Funktionalität der Steuerung und der Hilfsantriebe aufrecht zu erhalten. Bestimmte Umgebungsbedingungen wie z. B. Windgeschwindigkeit, Windrichtungsänderungen, Umgebungstemperatur oder Luftfeuchtigkeit können Einfluss auf die Höhe des Leistungsbezugs haben. Erzeugt eine Windenergieanlage Wirkleistung, wird der Eigenbedarf von der Windenergieanlage selbst gedeckt.

In diesem Dokument wird der Eigenbedarf der ENERCON Windenergieanlagen im Stillstand wie auch im Trudelbetrieb dargestellt. Bei den angegebenen Werten handelt es sich um Abschätzungen, die unter Berücksichtigung bestimmter Betriebsbedingungen der Windenergieanlagen ermittelt wurden. Grundlage für die Abschätzungen sind Messungen an den jeweiligen Windenergieanlagentypen mit unterschiedlichen elektrischen Konfigurationen und verschiedenen Varianten des Kühl- und Heizsystems.

2 Verbraucher

Auch wenn eine Windenergieanlage keine Wirkleistung erzeugt, sind einzelne Systeme aktiv und müssen mit elektrischer Energie versorgt werden. Folgende Systeme und Verbraucher verursachen einen signifikanten Teil des Eigenbedarfs der Windenergieanlage:

Tab. 1: Relevante Verbraucher

System	Verbraucher
Grundverbrauch	Steuerungsplatinen
Windnachführung	Azimutmotoren
	Blattverstellmotoren
Kühlsystem	Turmlüfter
	Gondellüfter
	Lüfter-Umrichterschrank
	Flüssigkeitskühlung mit Pumpenmodul und Passivkühler (modellspezifisch)
Heizsystem	Generatortrocknung
	Heizung
	Heizkörper-Umrichterschränke
Blattheizung (projektspezifisch)	Heizregister
	Radialventilator

Tab. 2: Relevante Verluste

System	Verluste
STATCOM	Schaltverluste der Umrichter

Der Energiebezug einer Windenergieanlage mit Blindleistungsexport oder Blindleistungsimport bei sehr niedrigen Windgeschwindigkeiten hängt von den projektspezifischen Wetterbedingungen (Wind, Temperatur etc.) ab.

Elektrische Konfiguration

Die Messungen haben gezeigt, dass der Unterschied zwischen den elektrischen Konfigurationen (FT und FTQ) keinen signifikanten Einfluss auf den Eigenbedarf der Windenergieanlagen hat. Daher wird die elektrische Konfiguration nicht berücksichtigt.

3 Betriebspunkte

Für die Ermittlung des Eigenbedarfs werden verschiedene Betriebspunkte berücksichtigt.

Windenergieanlage im Standby

Die Windenergieanlage produziert keine elektrische Energie trotz vorhandener Netzversorgung. Ursachen können z. B. Windmangel oder ein Regelsignal vom Netzbetreiber sein.

Die relevanten Verbraucher sind je nach Bedarf aktiv. Die relevanten Verbraucher sind Windnachführung, Kabelentdrillung, Kühl- und Heizsystem sowie die Blattheizung (projektspezifisch).

Windenergieanlage mit STATCOM

Die Windenergieanlage produziert keine Wirkleistung trotz vorhandener Netzversorgung. Blindleistung wird zur Spannungsregelung und Netzstabilisierung zur Verfügung gestellt. Für die Ermittlung des Eigenbedarfs wird die maximale Blindleistungsbereitstellung im „Absorption“-Betrieb (Import von Blindleistung) betrachtet.

Windenergieanlage nach Netzausfall

Die Windenergieanlage wird nach einem Netzausfall wieder eingeschaltet. Mehrere relevante Verbraucher werden gleichzeitig eingeschaltet, wie z. B. Generatortrocknung, Heizsystem, Windnachführung oder Kühlsystem.

4 Betriebsbedingungen

Um einen möglichst breiten Betriebsbereich abzudecken, werden bestimmte Betriebsbedingungen untersucht.

Sommer

Im Sommer sind neben der Versorgung der Steuerung zeitweise die Windnachführung sowie die Kühlsysteme der Windenergieanlage aktiv.

Winter

Im Winter sind neben der Versorgung der Steuerung zeitweise die Windnachführung sowie die Kühlsysteme aktiv. Die Heizsysteme und die Blattheizung (projektspezifisch) sind besonders bei längeren Standzeiten aktiv.

Um zu den jeweiligen Betriebspunkten eine Aussage zum Eigenbedarf machen zu können, sind in den folgenden zwei Tabellen die relevanten Verbraucher zugeordnet.

Tab. 3: Verbraucher/Verluste im Sommer

Verbraucher/Verluste	im Standby	mit STATCOM	nach Netzausfall
Grundverbrauch	x	x	x
Windnachführung	x	x	x
Kühlsystem	x	x	x
Heizsystem			
Blattheizung (projektspezifisch)			
STATCOM		x	

Tab. 4: Verbraucher/Verluste im Winter

Verbraucher/Verluste	im Standby	mit STATCOM	nach Netzausfall
Grundverbrauch	x	x	x
Windnachführung	x	x	x
Kühlsystem		x	x
Heizsystem	x		x
Blattheizung (projektspezifisch)	x	x	
STATCOM		x	

5 Ergebnisse

Nachfolgend sind die Ergebnisse der Ermittlung des Eigenbedarfs von ENERCON Windenergieanlagen im Stillstand wie auch im Trudelbetrieb als Maximalwert und als 15-Minuten-Mittelwert dargestellt. Dabei werden sowohl die in Kap. 3, S. 7 dargestellten Betriebspunkte, als auch die unter Kap. 4, S. 8 aufgeführten Szenarien berücksichtigt.

Die nachfolgenden Werte können bei einer Windenergieanlage mit gleicher Bezeichnung aber reduzierter Nennleistung geringer sein.

Maximalwerte (Max.)

Bei den Maximalwerten handelt es sich um eine Addition der einzelnen Leistungen, die beim Betrieb der einzelnen Systeme gemessen werden.

15-Minuten-Mittelwerte (15 min)

Bei den 15-Minuten-Mittelwerten handelt es sich um Werte, die unter Berücksichtigung von gewissen Einschaltzyklen der Hilfsaggregate über eine Periode von 15 Minuten entstehen.

5.1 Eigenbedarf der Windenergieanlage im Sommer

Tab. 5: Eigenbedarf der Windenergieanlage im Sommer

Windenergieanlage	im Standby		mit STATCOM		nach Netzausfall	
	Max. in kW	15 min in kW	Max. in kW	15 min in kW	Max. in kW	15 min in kW
E-44 (200 kW) ¹	11	2	-	-	13	3
E-44 (250 kW) ¹	12	2	-	-	14	3
E-44 (500 kW) ¹	13	2	-	-	15	3
E-44 (900 kW)	14	2	23	16	16	3
E-48 (500 kW) ¹	13	2	-	-	15	3
E-48 (800 kW)	14	2	23	16	16	3
E-53 (500 kW) ¹	13	2	-	-	15	3
E-53 (800 kW)	14	2	23	16	16	3
E-70 E4 (1500 kW) ¹	47	9	-	-	52	7
E-70 E4 (2300 kW)	48	9	85	64	53	7
E-82 E2 (2000 kW)	41	8	78	61	46	7
E-82 E2 (2300 kW)	48	9	85	64	53	7
E-82 E4 (2350 kW)	52	10	117	95	57	7
E-82 E4 (3000 kW)	55	10	120	95	60	7
E-92 (2000 kW)	51	9	86	63	67	14
E-92 (2350 kW)	52	9	87	63	68	14
E-101 (3050 kW)	62	11	130	96	77	15
E-101 E2 (3500 kW) ²	64	11	132	96	79	15
E-103 EP2 (2000 kW) ²	51	9	86	63	67	14

Technische Änderungen vorbehalten.

Freigabe: 2024-07-26 10:02

Windenergieanlage	im Standby		mit STATCOM		nach Netzausfall	
	Max. in kW	15 min in kW	Max. in kW	15 min in kW	Max. in kW	15 min in kW
E-103 EP2 (2350 kW) ²	52	9	87	63	68	14
E-115 (3000 kW)	62	11	130	96	85	19
E-115 E2 (3200 kW) ²	62	11	130	96	85	19
E-115 EP3 E3 (2990 kW)	62	11	130	96	85	19
E-115 EP3 E3 (4200 kW)	98	19	192	124	156	32
E-115 EP3 E4 (4260 kW) ²	98	19	192	124	156	32
E-126 (7580 kW)	162	30	260	204	203	34
E-126 EP3 (3000 kW)	95	19	188	122	152	32
E-126 EP3 (3500 kW)	96	19	189	123	153	32
E-126 EP3 (4000 kW)	98	19	192	124	156	32
E-126 EP4 (4200 kW) ²	104	20	200	128	168	34
E-138 EP3 (3500 kW) ²	98	19	192	124	156	32
E-138 EP3 E2 (4200 kW) ²	108	21	210	136	171	35
E-138 EP3 E3 (4260 kW)	108	21	210	136	171	35
E-138 EP3 E4 (4260 kW)	108	21	210	136	171	35
E-136 EP5 (4650 kW) ^{2,4}	74	13	-	-	₃	₃
E-141 EP4 (4200 kW)	104	20	200	128	168	34
E-147 EP5 (4300 kW) ^{2,4}	74	25	-	-	₃	₃
E-147 EP5 E2 (5000 kW) ^{2,4}	74	25	-	-	₃	₃
E-160 EP5 (4600 kW) ^{2,4}	74	16	-	-	₃	₃
E-160 EP5 E2 (5500 kW) ^{2,4}	74	16	-	-	₃	₃
E-160 EP5 E3 (5560 kW) ^{2,4}	74	16	-	-	₃	₃
E-160 EP5 E3 R1 (5560 kW) ^{2,4}	74	16	-	-	₃	₃
E-175 EP5 (6000 kW) ^{2,4}	80	18	-	-	₃	₃
E-175 EP5 E2 (7000 kW) ^{2,4}	80	18	-	-	₃	₃

¹ länder- und projektspezifische Konfigurationen der Windenergieanlage (Verfügbarkeit prüfen)

² vorläufige Daten

³ keine Daten verfügbar

⁴ Bei der Kompensation der statischen Blindleistung des Umrichters ist der Wert höher (bei Stillstand der Windenergieanlage).

Technische Änderungen vorbehalten.

Freigabe: 2024-07-26 10:02

5.2 Eigenbedarf der Windenergieanlage im Winter

Tab. 6: Eigenbedarf der Windenergieanlage im Winter (ohne Blattheizung)

Windenergieanlage	im Standby		mit STATCOM		nach Netzausfall	
	Max. in kW	15 min in kW	Max. in kW	15 min in kW	Max. in kW	15 min in kW
E-44 (200 kW) ¹	6	1	-	-	8	3
E-44 (250 kW) ¹	7	2	-	-	9	3
E-44 (500 kW) ¹	9	2	-	-	11	4
E-44 (900 kW)	13	9	23	16	19	11
E-48 (500 kW) ¹	9	2	-	-	11	4
E-48 (800 kW)	13	9	23	16	19	11
E-53 (500 kW) ¹	9	2	-	-	11	4
E-53 (800 kW)	13	9	23	16	19	11
E-70 E4 (1500 kW) ¹	24	18	-	-	36	23
E-70 E4 (2300 kW)	25	19	85	60	37	24
E-82 E2 (2000 kW)	25	19	78	60	37	24
E-82 E2 (2300 kW)	25	19	85	60	37	24
E-82 E4 (2350 kW)	28	17	115	89	36	23
E-82 E4 (3000 kW)	32	19	118	91	40	25
E-92 (2000 kW)	28	18	72	59	50	28
E-92 (2350 kW)	29	19	73	60	51	29
E-101 (3050 kW)	50	32	130	91	67	41
E-101 E2 (3500 kW) ²	53	34	133	93	70	42
E-103 EP2 (2000 kW) ²	28	18	72	59	50	28
E-103 EP2 (2350 kW) ²	29	19	73	60	51	29
E-115 (3000 kW)	52	31	130	92	75	46
E-115 E2 (3200 kW) ²	52	31	130	92	75	46
E-115 EP3 E3 (2990 kW)	52	31	130	92	75	46
E-115 EP3 E3 (4200 kW)	67	35	170	118	106	59
E-115 EP3 E4 (4260 kW) ²	67	35	170	118	106	59
E-126 (7580 kW)	87	67	260	198	154	96
E-126 EP3 (3000 kW)	67	33	170	116	106	55
E-126 EP3 (3500 kW)	67	34	170	117	106	56
E-126 EP3 (4000 kW)	67	35	170	118	106	59
E-126 EP4 (4200 kW) ²	69	36	177	122	110	61
E-138 EP3 (3500 kW) ²	62	34	155	110	95	55
E-138 EP3 E2 (4200 kW) ²	69	37	170	121	105	61

Technische Änderungen vorbehalten.

Freigabe: 2024-07-26 10:02

Windenergieanlage	im Standby		mit STATCOM		nach Netzausfall	
	Max. in kW	15 min in kW	Max. in kW	15 min in kW	Max. in kW	15 min in kW
E-138 EP3 E3 (4260 kW)	69	37	170	121	105	61
E-138 EP3 E4 (4260 kW)	69	37	170	121	105	61
E-136 EP5 (4650 kW) ^{2,4}	97	17	-	-	_ ³	_ ³
E-141 EP4 (4200 kW) ²	69	36	177	122	110	61
E-147 EP5 (4300 kW) ^{2,4}	97	30	-	-	_ ³	_ ³
E-147 EP5 E2 (5000 kW) ^{2,4}	97	30	-	-	_ ³	_ ³
E-160 EP5 (4600 kW) ^{2,4}	97	19	-	-	_ ³	_ ³
E-160 EP5 E2 (5500 kW) ^{2,4}	97	19	-	-	_ ³	_ ³
E-160 EP5 E3 (5560 kW) ^{2,4}	97	19	-	-	_ ³	_ ³
E-160 EP5 E3 R1 (5560 kW) ^{2,4}	97	19	-	-	_ ³	_ ³
E-175 EP5 (6000 kW) ^{2,4}	105	21	-	-	_ ³	_ ³
E-175 EP5 E2 (7000 kW) ^{2,4}	105	21	-	-	_ ³	_ ³

¹ länder- und projektspezifische Konfigurationen der Windenergieanlage (Verfügbarkeit prüfen)

² vorläufige Daten

³ keine Daten verfügbar

⁴ Bei der Kompensation der statischen Blindleistung des Umrichters ist der Wert höher (bei Stillstand der Windenergieanlage).

Wenn die Blattheizung aktiv ist, beträgt die Heizdauer üblicherweise mehrere Stunden. Aus diesem Grund müssen die Nennleistungswerte der Blattheizung (Tab. 7, S. 12) zu den Ergebnissen in den Spalten *im Standby* und *mit STATCOM* dazu addiert werden.

Eigenbedarf der Blattheizung im Winter

In der nachfolgenden Tabelle ist der maximale Leistungsbezug der Blattheizung für die Windenergieanlagen aufgelistet.

Eine Begrenzung der Leistungsaufnahme auf einen geringeren Wert ist möglich. Hierzu müssen entsprechende Einstellungen an der Steuerung der Windenergieanlage vorgenommen werden. Eine Verringerung der Leistungsaufnahme führt jedoch auch zu einer Verringerung der Effektivität der Blattheizung.

Tab. 7: Nennleistung Blattheizung

Windenergieanlage	Nennleistung Blattheizung in kW (Blattheizungsmodul je Rotorblatt) ²
E-44 (200 kW) ¹	15,2
E-44 (250 kW) ¹	15,2
E-44 (500 kW) ¹	15,2
E-44 (900 kW)	15,2
E-48 (500 kW) ¹	15,2
E-48 (800 kW)	15,2

Windenergieanlage	Nennleistung Blattheizung in kW (Blattheizungsmodul je Rotorblatt) ²
E-53 (500 kW) ¹	15,2
E-53 (800 kW)	15,2
E-70 E4 (1500 kW)	22,7
E-70 E4 (2300 kW)	22,7
E-82 E2 (2000 kW)	29,0
E-82 E2 (2300 kW)	29,0
E-82 E4 (2350 kW)	29,0
E-82 E4 (3000 kW)	29,0
E-92 (2000 kW)	43
E-92 (2350 kW)	43
E-101 (3050 kW)	74,3
E-101 E2 (3500 kW)	74,3
E-103 EP2 (2000 kW)	55,5
E-103 EP2 (2350 kW)	55,5
E-115 (3000 kW)	74,3
E-115 E2 (3200 kW)	55,5
E-115 EP3 E3 (2990 kW)	68
E-115 EP3 E3 (4200 kW)	68
E-115 EP3 E4 (4260 kW)	80
E-126 (7580 kW)	178,92
E-126 EP3 (3000 kW)	55,5
E-126 EP3 (3500 kW)	55,5
E-126 EP3 (4000 kW)	55,5
E-126 EP4 (4200 kW)	80,5
E-138 EP3 (3500 kW)	68
E-138 EP3 E2 (4200 kW)	68
E-138 EP3 E3 (4260 kW)	80
E-138 EP3 E4 (4260 kW) ³	80
E-136 EP5 (4650 kW)	keine Blattheizung
E-141 EP4 (4200 kW)	80,5
E-147 EP5 (4300 kW)	keine Blattheizung
E-147 EP5 E2 (5000 kW)	keine Blattheizung
E-160 EP5 (4600 kW)	keine Blattheizung
E-160 EP5 E2 (5500 kW)	keine Blattheizung
E-160 EP5 E3 (5560 kW)	keine Blattheizung

Technische Änderungen vorbehalten.

Freigabe: 2024-07-26 10:02

Windenergieanlage	Nennleistung Blattheizung in kW (Blattheizungsmodul je Rotorblatt) ²
E-160 EP5 E3 R1 (5560 kW)	keine Blattheizung
E-175 EP5 (6000 kW)	116
E-175 EP5 E2 (7000 kW)	116

¹ länder- und projektspezifische Konfigurationen der Windenergieanlage (Verfügbarkeit prüfen)

² Die Nennleistung der Blattheizung ist die abgegebene Leistung des eingebauten Blattheizungsmoduls inkl. Lüfter und Heizregister.

³ Gilt für die Standardvariante der E-138 EP3 E4. Für die Typhoon-Variante der E-138 EP3 E4 ist keine Blattheizung verfügbar.

Technische Änderungen vorbehalten.

Freigabe: 2024-07-26 10:02

3.5.1 Sicherheitsdatenblätter der gehandhabten Stoffe

Anlagen:

- 3.5.1_Auflistung Sicherheitsdatenblätter_Wassergefährdende Stoffe E-138 EP3 E3.pdf

Antragsteller: Energie 3000 Energie- und Umweltgesellschaft mbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 22.01.2025 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

Mitgeltende Dokumente

Der aufgeführte Dokumenttitel ist der Titel des Sprachoriginals, ggf. ergänzt um eine Übersetzung dieses Titels in Klammern. Die Titel von übergeordneten Normen und Richtlinien werden im Sprachoriginal oder in der englischen Übersetzung angegeben. Die Dokument-ID bezeichnet stets das Sprachoriginal. Enthält die Dokument-ID keinen Revisionsstand, gilt der jeweils neueste Revisionsstand des Dokuments. Diese Liste enthält ggf. Dokumente zu optionalen Komponenten.

Übergeordnete Normen und Richtlinien

Dokument-ID	Dokument
AwSV	Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen

Zugehörige Dokumente

Dokument-ID	Dokument
D0188406	Sicherheitsdatenblatt Klüberplex AG 11-461
D0306661	Sicherheitsdatenblatt Goracon GTO 68
D0306770	Sicherheitsdatenblatt Shell Spirax S4 TXM
D0321747	Sicherheitsdatenblatt TECTROL GEAR CLP 220
D0341148	Sicherheitsdatenblatt MOUSSEAL-CF F-30
D0361512	Sicherheitsdatenblatt MIDEL 7131
D0381897	Sicherheitsdatenblatt Klübersynth GH 6-220
D0387695	Sicherheitsdatenblatt Nyrosten N 113
D0418756	Sicherheitsdatenblatt MOBIL SHC GREASE 460 WT
D0420786	Sicherheitsdatenblatt Glykosol N 45 %
D0514498	Sicherheitsdatenblatt RENOLIN UNISYN CLP 220
D0515511	Sicherheitsdatenblatt Klüberplex BEM 41-141
D0515908	Sicherheitsdatenblatt HHS 2000
D0696957	Sicherheitsdatenblatt RENOLIN ZAF 32 LT
D0718341	Sicherheitsdatenblatt DEMAG Spezialschmierfett Kette
D0790455	Sicherheitsdatenblatt Liebherr Spezialfett 1026 LS
D0816342	Sicherheitsdatenblatt Shell Gadus S5 T460 1.5

2 Übersicht

Tab. 1: Übersicht der Komponenten mit wassergefährdenden Stoffen

Komponente mit wassergefährdendem Stoff	Anzahl	Handelsname	Menge ¹	Jährlicher Bedarf ¹
Azimutgetriebe (E-138 EP3 E3 / 4260 kW)	5	RENOLIN UNISYN CLP 220	16,7	- ²
Azimutgetriebe (E-138 EP3 E3 / 4500 kW)	6	RENOLIN UNISYN CLP 220	16,7	- ²
Abtriebswellenlager im Azimutgetriebe		Liebherr Spezialfett 1026 LS ³ Klüberplex BEM 41-141 ³ Mobil SHC Grease 460 WT ³ Shell Gadus S5 T460 1.5 ³	0,9 l	-
Azimutlagerverzahnung	1	Klüberplex BEM 41-141	1,1 l	1 l
Azimutlagerlaufbahn	1	Klüberplex BEM 41-141	13,6 l	4 l
Schmierstoffbehälter Zentralschmieranlage Maschinenhaus	2	Klüberplex BEM 41-141	7,2 l	- ⁴
Schmierstoffbehälter Zentralschmieranlage Rotor-nabe	2	Klüberplex BEM 41-141	2 l	- ²
Blattverstellgetriebe	3	RENOLIN UNISYN CLP 220	15 l	- ²
Lager im Blattverstellgetriebe		Liebherr Spezialfett 1026 LS ³ Klüberplex BEM 41-141 ³ Mobil SHC Grease 460 WT ³ Shell Gadus S5 T460 1.5 ³	0,34 l	-
Blattflanschlagerverzahnung	3	Klüberplex AG 11-461	1,5 l	0,5 l
Blattflanschlagerlaufbahn	3	Klüberplex BEM 41-141	15,8 l	6,5 l
vorderes Rotorlager	1	Klüberplex BEM 41-141	115,6 l	11,4 l

¹ pro Komponente

² nach Bedarf

³ Variante

⁴ nach Bedarf

Komponente mit wassergefährdendem Stoff		Anzahl	Handelsname	Menge ¹	Jährlicher Bedarf ¹
hinteres Rotorlager		1	Klüberplex BEM 41-141	86,6 l	8,5 l
Kran Gondel	LIFTKET ³	1	TECTROL GEAR CLP 220	0,35 l	-
	DEMAG ³		Spirax S4 TXM	0,9 l	-
Kette Kran Gondel	LIFTKET ³	1	RENOLIN UNISYN CLP 220	-	0,2 l pro 10 m
	DEMAG ³		DEMAG Spezialschmierfett Kette	-	0,2 l pro 10 m
Hydrauliksystem Rotorarretierung und Rotorbremse		1	RENOLIN ZAF 32	35 l	-
Löschmittelbehälter automatisches Löschesystem in der Gondel ⁵		1	MOUSSEAL-CF F-30	20 l	-
Flüssigkeitskühlung E-Modul (Leistungsschränke und USV-Schaltschrank)		1	Glykosol N 45%	300 l	-
Winde Aufstiegshilfe	Goracon G-trac ³	1	Goracon GTO 68	0,6 l	-
	Tractel/Greifzug tirak X 622 P ³	1	Klübersynth GH 6-220, VG 220	2 l	-
Fahrseil Aufstiegshilfe	Goracon ³	1	HHS 2000	-	0,1 l pro 100 m
	Tractel/Greifzug ³	1	Nyrogen N 113	-	0,1 l pro 100 m
Sicherheitsseil Aufstiegshilfe	Goracon ³	1	-	-	-
	Tractel/Greifzug ³	1	Nyrogen N 113	-	0,1 l pro 100 m
Transformator		1	Midel 7131	1970 l	-

⁵ optional

3 Eigenschaften und Zusammensetzung

Wassergefährdende Stoffe werden gemäß der deutschen AwSV in folgende Kategorien eingestuft:

- Wassergefährdungsklasse 1 (WGK 1): schwach wassergefährdend
- Wassergefährdungsklasse 2 (WGK 2): deutlich wassergefährdend
- Wassergefährdungsklasse 3 (WGK 3): stark wassergefährdend
- allgemein wassergefährdend (awg)

Tab. 2: Eigenschaften und Zusammensetzung der wassergefährdenden Stoffe

Wassergefährdender Stoff	Zusammensetzung	Einstufung	Form	Dichte in g/cm ³	Europäischer Abfallschlüssel ⁶
DEMAG Speziatschmierfett Kette	Schmierfett aus hochraffiniertem Mineralöl, Verdickern und Additiven	WGK 1	fest	0,90	12 01 12
GLYKOSOL N 45 %	Monoethylenglykol und Wasser	WGK 1	flüssig	1,065	16 05 08
Goracon GTO 68	Zubereitung aus Syntheseölen mit Additiven	WGK 1	flüssig	1,03	13 02 06
HHS 2000	Synthese-Mineralöl	WGK 2	Aerosol	0,742	16 05 04
Klüberplex AG 11-461	Mineralöl, Esteröl, Aluminium-Komplexseife und Festschmierstoff	WGK 1	pastös	1,07	12 01 12
Klüberplex BEM 41-141	Mineralöl, synthetisches Kohlenwasserstoff-Öl und Lithium-Spezialseife	WGK 1	pastös	0,88	12 01 12
Klübersynth GH 6-220	Polyalkylenglykol-Öl	WGK 1	flüssig	1,05	13 02 06
Liebherr Spezialfett 1026 LS	Mischung aus Basisölen, Verdickern und Additiven	WGK 1	pastös	0,92	12 01 12
MIDEL 7131	gemischtes Ester mit Pentaerythritol	awg	flüssig	0,97	-
Mobil SHC GREASE 460 WT	Synthesegrundstoff mit Additiven	WGK 2	fest	0,9	12 01 12

Wassergefährdender Stoff	Zusammensetzung	Einstufung	Form	Dichte in g/cm ³	Europäischer Abfallschlüssel ⁶
MOUSSEAL-CF F-30	Schaum-Feuerlöschmittel auf Basis synthetischer Tenside	WGK 1	flüssig	1,09	07 07 04
Nyrogen N 113	Kohlenwasserstoffe, Dimethylether	WGK 2	Aerosol	0,727	16 05 04
RENOLIN UNISYN CLP 220	Syntheseöle mit Additiven	WGK 1	flüssig	0,85	13 02 06
RENOLIN ZAF 32 LT	hochraffiniertes Mineralöl mit Additiven	WGK 1	flüssig	0,86	13 01 10
Shell Gadus S5 T460 1.5	Schmierfett mit Polyolefinen, synthetischem Ester und Additiven	WGK 1	halbfest	1,00	12 01 12
Shell Spirax S4 TXM	hochraffiniertes Mineralöl mit Additiven	WGK 2	flüssig	0,88	13 02 05
TECTROL GEAR CLP 220	Mineralöl mit Additiven	WGK 1	flüssig	0,896	13 02 05

⁶ Die Angabe zum Abfallschlüssel ist aus dem Sicherheitsdatenblatt entnommen. Die Entsorgung muss mit dem regionalen Entsorger abgesprochen werden.

3.7 Maschinenzeichnungen

Die Maschinenzeichnungen zur Anlage (Gondel + Ansichtszeichnung) sowie deren Abmessungen sind den Dateianhängen im Kap. 12.3 zu entnehmen.