

4.9.3 Vollumrichterkonzept

Die höchste Regelbarkeit erzielt man durch den Einsatz eines drehzahlvariablen Generators, der über Leistungselektronik (Vollumrichter), meist mit Gleichspannungs-Zwischenkreis, an das Netz angeschlossen wird. Dadurch entsteht drehzahlmäßig eine nahezu vollständige Entkopplung der Antriebsseite, d. h. des Rotors der Windenergieanlage, ggf. mit Getriebe, von der Netzseite. Drehzahl und Spannung des Generators können frei eingestellt werden, damit wird der für Windenergieanlagen wirkungsgradoptimale drehzahlvariable Betrieb vollumfänglich ermöglicht. Vorteilhaft sind der große Regelbereich und die hohe Dynamik des Generators. Als Nachteil hinsichtlich der Kosten – verglichen mit dem Teilumrichterkonzept – ist zu erwähnen, dass die Leistungselektronik für die Bemessungsleistung des Generators ausgelegt werden muss.

Bei Spannungseinbrüchen im Netz wird das Verhalten der Anlage nur durch den netzseitigen Stromrichter bestimmt, der im Kurzschlussfall auch induktive Blindleistung zur Spannungsstützung in das Netz einspeisen kann. Da der Strom im Gleichspannungs-Zwischenkreis bei Netzfehlern hohe Werte annehmen kann, wird dieser begrenzt, was allerdings nur wenige Millisekunden dauert. Ein über Thyristoren angesteuerter Chopper-Widerstand im Gleichspannungs-Zwischenkreis kann die gesamte Leistung des mechanischen Antriebs für die Dauer des Spannungseinbruchs in Wärme umsetzen, jedoch maximal für einige Sekunden. Der Vollumrichter entkoppelt den mechanischen Triebstrang fast vollständig vom Netz, sodass im Falle von Netzfehlern keine nennenswerten Drehmomentstöße auf das evtl. vorhandene Getriebe übertragen werden, was sich bei direkt netzgekoppelten doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren nicht vermeiden lässt.

Das Vollumrichterkonzept kann angewendet werden sowohl für schnelllaufende Generatoren (Asynchrongeneratoren mit Käfigläufer und Synchrongeneratoren mit Vollpolläufer), die mit dem Rotor der Windenergieanlage über ein Getriebe mit fester Übersetzung gekoppelt sind, als auch für getriebeleose und typischerweise direkt, d. h. ohne Rotorwelle, mit dem Rotor gekoppelte langsamlaufende Synchrongeneratoren mit Schenkelpolläufer.

Ein Asynchrongenerator mit Käfigläufer ist robust, vergleichsweise preiswert und wartungsarm, da keine Schleifringe benötigt werden. Die generatorseitige Leistungselektronik muss als Wechselrichter und nicht wie bei einem gleichstrom-erregten Synchrongenerator als Gleichrichter ausgeführt sein, also vergleichsweise aufwendig.

Die induktive Blindleistung zum Aufbau des Drehfelds wird von dem generatorseitigen Stromrichter des Frequenzumrichters geliefert, der netzseitige Stromrichter des Frequenzumrichters bewirkt eine Blindleistungsstellfähigkeit der Generator-Umrichter-Kombination gegenüber dem Netz.

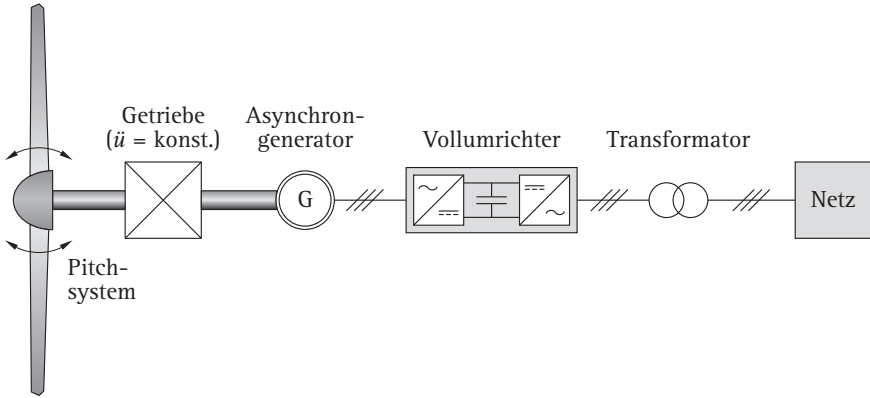


Bild 4.28 Anlagenkonzept „Asynchrongenerator mit Käfigläufer und Netzankopplung über Frequenzumrichter (Vollumrichter)“

Die derzeit noch nicht häufig realisierte Konfiguration „Asynchrongenerator mit Käfigläufer, Getriebe und Vollumrichter“ ist vielleicht nicht wirkungsgradoptimal, ermöglicht aber durch den Vollumrichter die Erfüllung anspruchsvoller Netzanschlussbedingungen und stellt damit einen guten Kompromiss dar. In Bild 4.28 wird dieses Anlagenkonzept dargestellt.

Ein Synchrongenerator mit Gleichstromerregung weist gute Regelungseigenschaften auf, benötigt jedoch Schleifringe. Die generatorseitige Leistungselektronik kann ausgeführt sein als einfacher und daher preiswerter, mittels Thyristoren abschaltbarer Gleichrichter.

Ein Synchrongenerator mit Permanentmagneterregung ist wartungsarm, da keine Schleifringe benötigt werden. Die generatorseitige Leistungselektronik muss als Wechselrichter ausgeführt sein und nicht wie bei einem gleichstromerregten Synchrongenerator als Gleichrichter, also vergleichsweise aufwendig.

In Bild 4.29 wird das Anlagenkonzept „Schnelllaufender Synchrongenerator mit Gleichstromerregung und Netzankopplung über Frequenzumrichter“ dargestellt.

In Bild 4.30 wird das Anlagenkonzept „Schnelllaufender Synchrongenerator mit Permanentmagneterregung und Netzankopplung über Frequenzumrichter“ dargestellt.

Ein direkt mit dem Rotor der Windenergieanlage gekoppelter, langsamlaufender Synchrongenerator führt mitunter zu einem deutlich höheren Gewicht der Gondel (und damit insgesamt zu deutlich höheren Kosten der Windenergieanlage) als eine bezüglich der Bemessungsleistung vergleichbare Konfiguration mit schnelllaufendem Generator, Getriebe und Rotorwelle. Außerdem werden

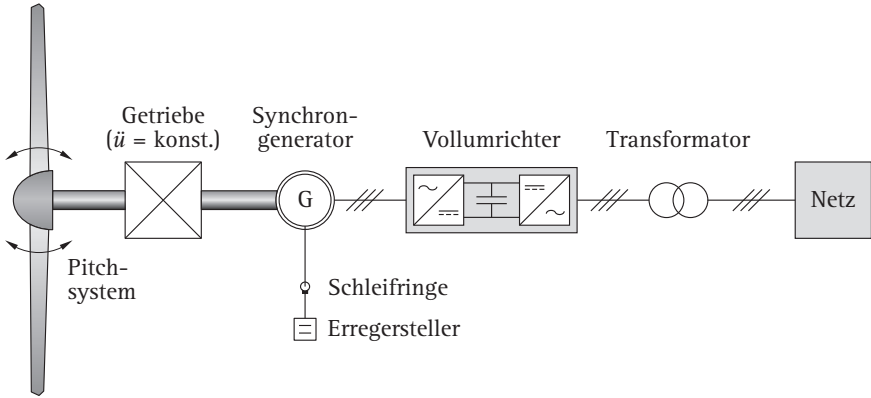


Bild 4.29 Anlagenkonzept „Schnelllaufender Synchron-generator mit Gleichstromerregung und Netzankopplung über Frequenzumrichter“

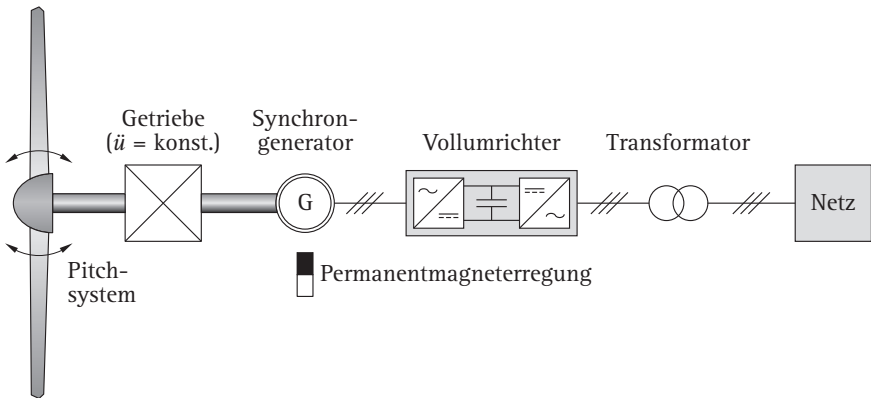


Bild 4.30 Anlagenkonzept „Schnelllaufender Synchron-generator mit Permanentmagneterregung und Netzankopplung über Frequenzumrichter“

schnelllaufende Generatoren oftmals in großen Stückzahlen als Standardprodukte gefertigt und sind damit vergleichsweise preiswert. Das getriebelose Konzept verfügt jedoch über einen besseren Wirkungsgrad, weist eine erhöhte Zuverlässigkeit auf und benötigt einen geringeren Wartungsaufwand – daher ist es besonders interessant.

In Bild 4.31 wird das Anlagenkonzept „Langsamlaufender (getriebeloser) Synchron-generator mit Gleichstromerregung und Netzankopplung über Frequenzumrichter“ dargestellt.

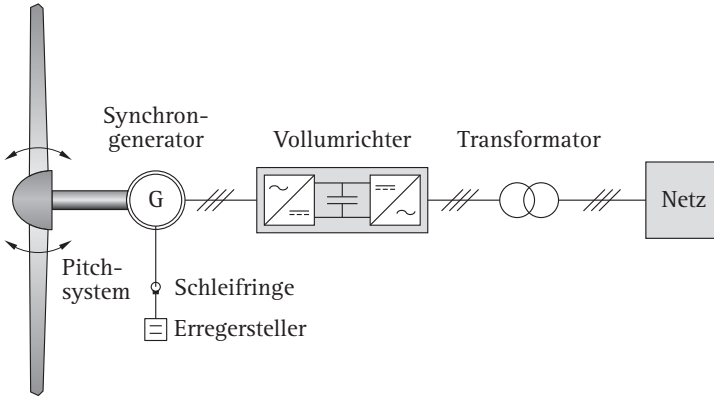


Bild 4.31 Anlagenkonzept „Langsamlaufender (getriebeloser) Synchron-generator mit Gleichstromerregung und Netzankepfung über Frequenzumrichter“

In Bild 4.32 wird das Anlagenkonzept „Langsamlaufender (getriebeloser) Synchron-generator mit Permanentmagneterregung und Netzankepfung über Frequenzumrichter“ dargestellt.

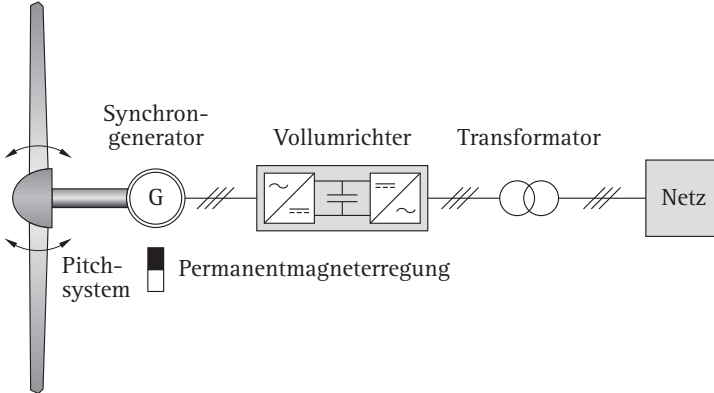


Bild 4.32 Anlagenkonzept „Langsamlaufender (getriebeloser) Synchron-generator mit Permanentmagneterregung und Netzankepfung über Frequenzumrichter“

4.9.4 Konzept mit hydrodynamischem Getriebe

In Bild 4.33 wird das Anlagenkonzept „Direkt netzgekoppelter Synchrongenerator mit einem hydrodynamischen Getriebe mit variablem Übersetzungsverhältnis“ dargestellt.

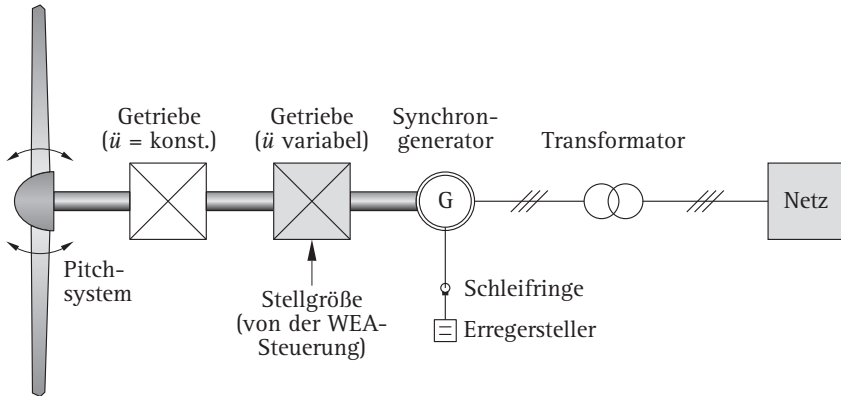


Bild 4.33 Anlagenkonzept „Direkt netzgekoppelter Synchrongenerator mit einem hydrodynamischen Getriebe mit variablem Übersetzungsverhältnis“

Ein direkt netzgekoppelter Synchrongenerator mit einem hydrodynamischen Getriebe mit variablem Übersetzungsverhältnis in Kombination mit einem Hauptgetriebe mit festem Übersetzungsverhältnis ist eine bislang nur in der von 2006 bis 2015 gebauten Windenergieanlage DeWind D8.2 mit Voith WinDrive realisiertes Konzept [4.9]. Es erlaubt einen in weiten Grenzen drehzahlvariablen und damit wirkungsgradoptimalen Betrieb der Windenergieanlage. Das Konzept kommt ohne Leistungselektronik im „elektrischen Triebstrang“ aus. Der mechanische Triebstrang ist durch das zusätzliche hydrodynamische Getriebe vergleichsweise länger und schwerer, und es besteht, wie stets bei hydraulischen Systemen, die Gefahr von Leckagen.

Das Netzverhalten eines direkt netzgekoppelten Synchrongenerators ist bekannt, es entspricht dem bekannten Netzverhalten typischer Kraftwerksgeneratoren. Der direkt netzgekoppelte Synchrongenerator mit Gleichstromerregung verfügt als solcher über eine große Blindleistungsstellfähigkeit gegenüber dem Netz. Spannungseinbrüche wirken sich als Drehmomentstöße auf den mechanischen Triebstrang aus.

4.9.5 Vergleich der Wirkungsgrade unterschiedlicher Anlagenkonzepte

Bild 4.34 zeigt den Vergleich der Wirkungsgrade unterschiedlicher Anlagenkonzepte abhängig von der Windgeschwindigkeit.

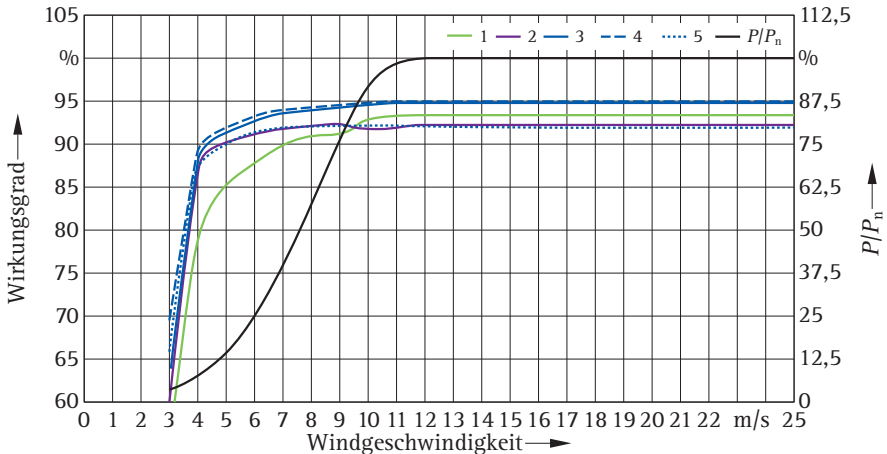


Bild 4.34 Vergleich der Wirkungsgrade des „elektrischen Triebstrangs“ unterschiedlicher Anlagenkonzepte abhängig von der Windgeschwindigkeit

- 1 doppelgespeister Asynchrongenerator
- 2 Asynchrongenerator mit Käfigläufer und Vollumrichter
- 3 schnelllaufender Synchrongenerator mit Permanentmagneterregung
- 4 mittelschnelllaufender Synchrongenerator mit Permanentmagneterregung (ein- oder zweistufiges Getriebe)
- 5 langsamlaufender Synchrongenerator mit Permanentmagneterregung (getriebeloses Konzept)

(Quelle: ABB 2019)

4.10 Azimutsystem zur Windrichtungsnachführung des Rotors

Das Azimutsystem einer Windenergieanlage bewirkt zum einen, dass der Rotor der Windrichtung nachgeführt werden kann, sodass die Rotorfläche idealerweise stets senkrecht zur Windrichtung ausgerichtet ist, und zum anderen, dass der Rotor in einer bestimmten Azimutposition gehalten werden kann. Dazu ist der Rotor mitsamt der Gondel über das Azimutlager (auch: Turmkopflager) drehbar auf dem Turmkopf gelagert. Azimutsysteme werden ausschließlich als elektrische

Systeme ausgeführt – hydraulische Systeme sind denkbar, wurden aber wohl noch nicht realisiert.

Als Azimutantrieb werden – abhängig von der Bemessungsleistung der Windenergieanlage und der Art des Azimutbremssystems – mehrere mit dem Grundrahmen verschraubte Getriebemotoren eingesetzt. Dabei handelt es sich meist um Asynchronmotoren mit mehrstufigem Planetengetriebe und integrierter Stillstandsbremse. Das Azimutlager ist ein Großwälzlager mit Innen- oder Außenverzahnung. Die Zahnritzel der Getriebemotoren greifen direkt in die Verzahnung des mit dem Turmkopf fest verbundenen Rings des Azimutlagers ein. Dies wird beispielhaft in Bild 4.35 dargestellt.



Bild 4.35 Azimutlager mit Außenverzahnung und Azimutmotoren (Quelle: Liebherr 2019)

Das Halten der Azimutposition wird durch ein Azimutbremssystem bewirkt. Zusätzlich zu den Stillstandsbremsen der Getriebemotoren wird üblicherweise ein Scheibenbremssystem verwendet. Dies besteht aus einer mit dem Ring des Azimutlagers, der mit dem Turmkopf fest verbunden ist, verschraubten Bremsscheibe sowie mehreren mit Bremsbelägen versehenen Bremszangen (auch: Bremssätteln), die an den Grundrahmen angeflanscht sind. Soll eine Veränderung der Azimutposition erfolgen, werden die Bremszangen zum Öffnen hydraulisch oder elektrisch aktiviert. In [4.3] werden die möglichen Anordnungsvarianten von Azimutlager und Azimutbremssystem diskutiert.

Bei Verwendung eines Gleitlagers kann auf ein Scheibenbremssystem verzichtet werden. Die erhöhte Reibung erfordert jedoch einen entsprechend größer dimensionierten Azimutantrieb hinsichtlich der Bemessungsleistung und/oder der Anzahl der Azimutmotoren.

Eine weitere Variante, die ohne ein Scheibenbremssystem auskommt, besteht darin, dass die Azimutmotoren während des Betriebs der Windenergieanlage ständig gegeneinander laufen, um die Azimutposition zu halten. Während des Anlagenstillstands wird die Gondelposition durch die Stillstandsbremsen der Getriebemotoren gehalten.

Das Azimutsystem dient außerdem zur Entdrillung der Energie- und Kommunikationsleitungen im Übergangsbereich zwischen drehbar gelagerter Gondel und feststehendem Turmkopf (siehe Abschnitt 4.13).

4.11 Turm

Die am häufigsten anzutreffende Turmvariante ist der aus mehreren Sektionen bestehende Stahlrohrturm (siehe Bild 4.36), der meist eine vom Turmfuß zum Turmkopf konisch zulaufende Geometrie aufweist. Die einzelnen Turmsektionen werden aus miteinander verschweißten zylindrischen Turmsegmenten gefertigt, diese wiederum bestehen jeweils aus einer rundgewalzten, zusammenschweißten Stahlplatte. An den beiden Enden der Turmsektionen sind Ringflansche angeschweißt. Über diese werden die unterste Turmsektion mit dem Fundament, die Turmsektionen miteinander und die oberste Turmsektion mit dem Azimutlager verschraubt. Der Durchmesser der untersten Turmsektion ist üblicherweise, d. h. wenn diese nicht teilbar ausgeführt ist, durch die zulässigen Transportabmessungen auf in der Regel 4,20 m begrenzt. Im Bereich der Türöffnung tritt eine erhöhte Werkstoffbelastung auf, deshalb ist die Wandstärke in diesem Bereich erhöht (siehe Bild 4.37).

In der Herstellung ist ein Stahlrohrturm vergleichsweise günstig. Die Errichtung eines solchen Turms kann meist innerhalb eines Tages erfolgen, sodass die dazu erforderlichen Personal- und Krankkosten vergleichsweise niedrig sind. Stahlrohrtürme werden typischerweise für Nabenhöhen bis zu etwa 100 m gebaut, d. h., sie werden insbesondere für Mittel- und Starkwindstandorte eingesetzt. Nach dem Ende der Anlagenlebensdauer kann ein Stahlrohrturm vollständig recycelt werden.

Durch Längsteilung der untersten Turmsektion kann ein vergrößerter Turmdurchmesser am Turmfuß erreicht werden ohne Überschreitung der zulässigen Transportabmessungen. Die unterste Turmsektion, deren Montage auf der Baustelle erfolgt, besteht dabei aus mehreren, durch vertikale Flansche miteinander verbundenen Zylindersegmenten. Damit können sehr große Nabenhöhen von 140 m und mehr erzielt werden, wie es für Schwachwindstandorte erforderlich ist (siehe Bild 4.36 und Bild 4.37).



Bild 4.36 Stahlrohrturm (Vestas V112-3.0 MW, Bemessungsleistung 3 MW, Nabenhöhe 140 m) am Windstützpunkt Uffenheim (Bayern)



Bild 4.37 Stahlrohrturm (Vestas V112-3.0 MW)

Ein Betonturm kann entweder als Ort-Betonturm oder als Fertigteil-Betonturm ausgeführt werden. Die mittlerweile übliche Variante ist der Fertigteil-Betonturm, der aus vorgefertigten Stahlbetonsegmenten besteht, die mit Stahlseilen miteinander verspannt werden. Betontürme sind insbesondere für Schwachwindstandorte geeignet, denn es können sehr große Nabenhöhen realisiert werden. Die Einhaltung der zulässigen Transportabmessungen ist unproblematisch, nachteilig ist jedoch die große Anzahl der für den Bau eines solchen Turms erforderlichen Transporte. Bild 4.38 zeigt einen Fertigteil-Betonturm.

Jeder Betonturm ist letztlich ein Hybridturm, da die Verbindung zwischen Turmkopf und Azimutlager über einen Ringflansch erfolgt, der an eine Stahlrohrturmsektion angeschweißt ist. Diese Stahlrohrturmsektion kann als „Stummelturm“ in der minimal erforderlichen Höhe ausgeführt werden und dient dann lediglich als Adapter. Von einem Hybridturm im eigentlichen Sinne spricht man, wenn ein Betonturm über ein oder zwei abschließende Stahlrohrturmsektionen verfügt, die maßgeblich zur Gesamthöhe des Turms beitragen.

Gittermasttürme sind in Deutschland recht selten anzutreffen und werden aktuell nicht mehr gebaut. Mit dieser Turmvariante können sehr große Nabenhöhen erreicht werden. Bereits im Jahr 2006 wurde eine Windenergieanlage mit 160 m Nabenhöhe in Laasow (Brandenburg) errichtet (Fuhrländer FL 2500, Bemessungs-



Bild 4.38 Fertigteil-Betonturm
(Enercon E-82, Bemessungsleistung 2,3 MW,
Nabenhöhe 138 m, Inbetriebnahme 2012)
am Windstützpunkt Wildpoldsried (Bayern)



Bild 4.39 Gittermastturm
(Südwind S-77, Bemessungsleistung 1,5 MW,
Nabenhöhe 112 m, Inbetriebnahme 2002)



Bild 4.40 Aufstiegshilfe (Fahrkorb)
in einem Fertigteil-Betonturm



Bild 4.41 Leitungen, Steigleiter mit Seilsystem
und Zwischenpodest in einem Stahlrohrturm
(PowerWind 56, Quelle: [4.10])

leistung 2,5 MW, Gittermastturm der Firma SeeBa). Die Einhaltung der zulässigen Transportabmessungen ist unproblematisch, nachteilig ist jedoch die große Anzahl der für den Bau eines solchen Turms erforderlichen Transporte; zudem erfordern Errichtung und Wartung des Turms einen hohen Zeitaufwand. **Bild 4.39** zeigt einen Gittermastturm.

Im November 2012 wurde in Hannover-Marienwerder eine Windenergieanlage auf einem Holzturm der Firma TimberTower errichtet (Vensys 77, Bemessungsleistung 1,5 MW, Nabenhöhe 100 m). Dieses Projekt hat jedoch bislang keinen Nachfolger gefunden.

Zu den Turminnenausbauten gehören eine Steigleiter mit einem Schienen- oder einem Seilsystem zur Absturzsicherung in Verbindung mit der persönlichen Schutzausrüstung (PSA) des Benutzers bzw. der Benutzerin; eine Aufstiegshilfe (Fahrkorb) zum Transport von Personen und Material, die Turminnenbeleuchtung sowie ein Befestigungssystem zur Führung von Energie- und Kommunikationsleitungen (siehe **Bild 4.40**, **Bild 4.41** und **Bild 4.43**). Eine Aufstiegshilfe wird üblicherweise ab einer Turmhöhe von etwa 80 m vorgesehen.

Bei einem Stahlrohrturm ermöglichen Zwischenpodeste die Durchführung der Schraubenwartung.

4.12 Fundament

Das Fundament dient dazu, Kräfte und Drehmomente der Windenergieanlage in den Erdboden abzuleiten. Die Ausführung des Fundaments hängt von der Bodenbeschaffenheit ab, insbesondere vom Steifemodul des Bodens E_s . Sind die oberen Bodenschichten ausreichend tragfähig, kommt ein Schwerkraftfundament aus Stahlbeton zum Einsatz (Flachgründung). Ansonsten muss eine Pfahlgründung (auch: Tiefgründung) erfolgen. Durch Leerrohre im Fundament werden Energie- und Kommunikationsleitungen geführt.

Der Übergang zwischen Fundament und unterster Turmsection erfolgt bei einem Stahlrohrturm entweder über ein Fundamenteinbauteil, d. h. eine einbetonierte kurze Stahlurmsection mit oberem Ringflansch, oder über einen Ankerkorb, der aus zwei Reihen Gewindestangen und einem einbetonierten Widerlager besteht. Ein Ankerkorb ist insbesondere auch für Stahlrohrtürme mit längsgeteiltem untersten Turmsegment geeignet (siehe **Bild 4.42**).



Bild 4.42 Verschraubung des untersten Turmsegments mit dem Fundament mittels Ankerkorb

4.13 Energie- und Kommunikationsleitungen im Turm

Die Energie- und Kommunikationsleitungen im Turm werden mittels eines Befestigungssystems parallel an der Turminnenwand geführt (siehe Bild 4.43 und Bild 4.41). Befindet sich der Transformator in der Gondel, kommen als Energieleitungen Mittelspannungsleitungen (10 kV bis 36 kV) zum Einsatz, ansonsten Niederspannungsleitungen (0,4 kV bis 0,69 kV) mit Kupfer oder Aluminium als Leitermaterial. Die Bemessungsspannung des Netzes, in das die Windenergieanlage einspeist, ist projektspezifisch. Somit ist stets auch der Transformator der Windenergieanlage projektspezifisch, und dies gilt auch, wenn sich der Transformator in der Gondel befindet, für die Energieleitungen im Turm.

Im Übergangsbereich zwischen feststehendem Turmkopf und drehbar gelagerter Gondel kommen flexible torsionsbeständige Leitungen im sogenannten Kabel-Loop zum Einsatz. Ausgehend von der Nullposition bei nicht tordierten Leitungen können in jeder Drehrichtung maximal etwa drei vollständige Drehungen der Gondel erfolgen, bevor eine Entdrillung der Energie- und Kommunikationsleitungen durch das Azimutsystem notwendig wird. Die Entdrillung der Leitungen wird üblicherweise in windschwachen Zeiten und vor dem Erreichen des Maximalwerts des Drehwinkels der Gondel bezogen auf die Nullposition vorgenommen.

Die Überwachung dieses Drehwinkels ist sicherheitskritisch, da eine Verdrillung der Energieleitungen über das zulässige Maß hinaus zu Beschädigungen der Isolation und im ungünstigsten Fall zu einem Brand führen kann.



Bild 4.43 Innenansicht Fertigteile-Betonturm mit Energie- und Kommunikationsleitungen, Steigleiter mit Schienensystem und Turminnenbeleuchtung

4.14 Transformator und Schaltanlage

Das Spannungsübersetzungsverhältnis des Transformators einer Windenergieanlage richtet sich nach der Bemessungsspannung des Netzes, in das die Windenergieanlage einspeist (10 kV bis 36 kV), und ist daher projektspezifisch. In seltenen Fällen wird auch die Schaltgruppe des Transformators projektspezifisch vorgegeben. Oft befindet sich der Transformator zusammen mit der Schaltanlage im Turmfuß. Bei einigen Herstellern ist der Transformator in der Gondel platziert. Dies führt zu geringeren Stromwärmeverlusten in den Energieleitungen im Turm und zu einer vereinfachten Abführung der Wärmeverluste des Transformators, was insbesondere bei einem Stahlrohrturm vorteilhaft ist. Nachteilig ist das erhöhte Gewicht der Gondel, zudem kann ein sicherlich nur sehr selten vorkommender Brand des

Transformators nicht gelöscht werden, wenn keine stationäre, kostenaufwendige Feuerlöscheinrichtung vorhanden ist.

Eine Schaltanlage besteht aus zwei Feldern, wenn sich die Windenergieanlage am Ende einer Stichleitung befindet, ansonsten aus drei Feldern. Schaltanlagen werden auch in schmaler Bauweise gefertigt, sodass sie durch die Tür eines Stahlrohrturms (ggf. nach Demontage der Türzarge) passen. Die Schaltanlage befindet sich stets im Turmfuß.

4.15 Anlagensteuerung und SCADA

Die Steuerung einer Windenergieanlage muss echtzeitfähig sein und über eine hohe Rechenleistung zur Ausführung der notwendigen Steuerungs- und Regelungsalgorithmen verfügen. Daher besteht die Hardware im Kern meist aus einer speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS), mitunter aber auch aus einem Embedded-PC mit entsprechendem Betriebssystem oder einem Mikroprozessorboard. Durch Erweiterungsbaugruppen können analoge und digitale Werte, insbesondere auch Zählerwerte, eingelesen werden, außerdem können analoge und digitale Werte ausgegeben werden. Eine spezielle Baugruppe dient zur Erfassung der Netzgrößen auf der Niederspannungsebene (Netzfrequenz, Effektivwerte von Strömen und Spannungen, Leistungen und Verschiebungsfaktor) und ggf. auch zur Erfassung der Netzqualität (Power Quality; Frequenzanalyse zur Bestimmung der Harmonischen bis zur 50. Oberschwingung).

Üblicherweise befindet sich der Hauptsteuerschrank mit der Prozessorbaugruppe bzw. dem Embedded-PC im Turmfuß und wird über einen Lichtwellenleiter (LWL) mit dem Gondelsteuerschrank verbunden. Im Hauptsteuerschrank ist ein heutzutage meist als Touchscreen ausgeführtes Display integriert. Der Gondelsteuerschrank verfügt hauptsächlich über Erweiterungsbaugruppen, außerdem über eine Kommunikationsbaugruppe und einen Anschluss für ein portables Endgerät als Äquivalent zu dem Display und den Eingabemöglichkeiten, die der Hauptsteuerschrank im Turmfuß bietet.

Zur Einhaltung der funktionalen Sicherheit werden oftmals Sicherheitsbaugruppen vorgesehen. Diese sorgen dafür, dass die Windenergieanlage in Gefahrensituationen sicher abgeschaltet wird. Kritisch ist u. a. die Überwachung folgender Größen: Drehzahlen (schnelllaufende Welle und langsamlaufende Welle), Schwingungen (Gondel und Turm), Drehwinkel der Gondel bezogen auf die Nullposition, Ausgangssignale der Rauchmelde- bzw. Brandschutzanlage, Status des Pitchsystems und natürlich die Not-Aus-Schalter. Auch ein Zustandsüberwachungssystem (CMS: Condition Monitoring System) wird häufig in die Steuerung integriert. Dies hat

den Vorteil, dass dann alle Werte der Windenergieanlage in einem gemeinsamen Datensatz vorliegen (z. B. Schwingungswerte, Wirkleistung und Drehzahlen) und gemeinsam ausgewertet werden können. In Bild 4.44 ist der schematische Aufbau eines SPS-basierten Steuerungssystems mit Sicherheitsbaugruppen dargestellt.

In den frühen 1990er-Jahren konnten Windenergieanlagen gerade einmal eine SMS (Short Message Service) mit einem Status- oder Fehlercode versenden. Das kommerziell nutzbare Internet mit Webbrowsern wie Mosaic oder Netscape Navigator befand sich noch ganz am Anfang. Die Möglichkeiten der Fernüberwachung haben stets vom allgemeinen raschen Fortschritt in der Informationstechnik (IT) profitiert, damit verbunden sind aber auch Risiken hinsichtlich der Datensicherheit entstanden.

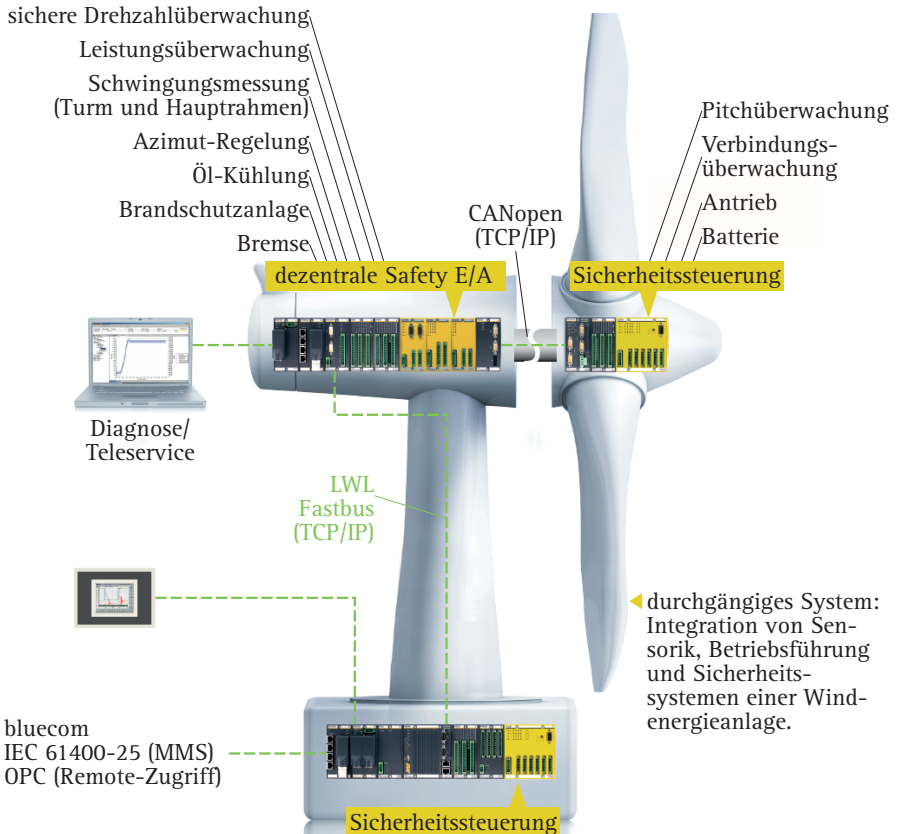


Bild 4.44 Schematischer Aufbau eines SPS-basierten Steuerungssystems (Quelle: Bachmann 2019)

Für Windenergieanlagen existiert ein Datenmodell gemäß DIN EN 61400-25-2 [4.11] und DIN EN 61400-25-6 [4.12], das zur herstellerunabhängigen Fernüberwachung und Steuerung (SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition) von Windenergieanlagen und Windparks zum Einsatz kommt. In Bild 4.45 und Bild 4.46 ist eine SCADA-Oberfläche zur Fernüberwachung einer einzelnen Windenergieanlage bzw. zur Fernüberwachung aller Windenergieanlagen eines Windparks mit aggregierten Daten dargestellt.

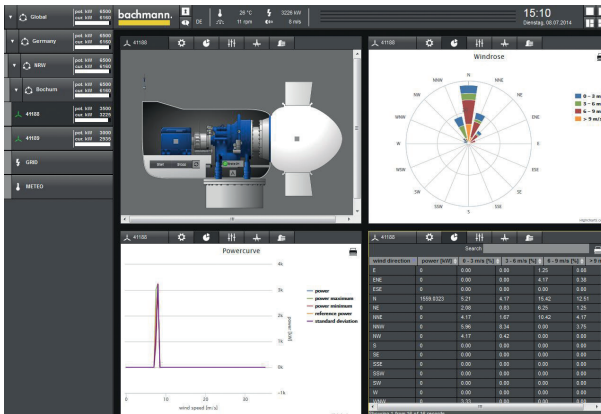


Bild 4.45 Oberfläche eines SCADA-Systems; Ansicht für eine einzelne Windenergieanlage (Quelle: Bachmann 2019)

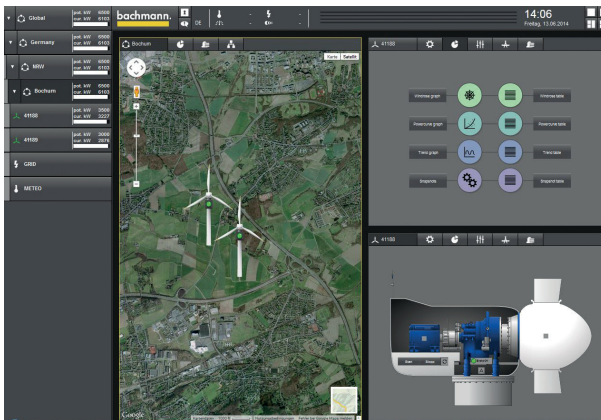


Bild 4.46 Oberfläche eines SCADA-Systems; Ansicht für einen Windpark (Quelle: Bachmann 2019)