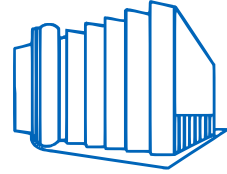




FACHGEBIET ELEKTRISCHE  
ENERGIEVERSORGUNGSNETZE  
Extraordinarius:  
Prof. Dr.-Ing. R. Witzmann



Studienarbeit

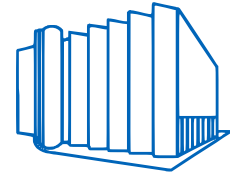
„Modellierung einer  
Vollumrichter-Windkraftanlage“

Manuel Sutter

Technische Universität München  
18.03.2010



FACHGEBIET ELEKTRISCHE  
ENERGIEVERSORGUNGSNETZE  
Extraordinarius:  
Prof. Dr.-Ing. R. Witzmann



Studienarbeit

„Modellierung einer  
Vollumrichter-Windkraftanlage“

Betreuer:	Thomas Ahndorf, M.Eng.
Eingereicht am:	18.03.2010
Verfasser:	Manuel Sutter
Geburtsdatum, Geburtsort:	27.02.1986, Augsburg
Wohnort:	Hans-Leipelt-Str. 7, 80805 München
Matrikelnummer:	2948020

---

## Erklärung der Selbstständigkeit

---

Hiermit versichere ich, die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt sowie die Zitate deutlich kenntlich gemacht zu haben.

München, am 18.03.2010

Manuel Sutter



---

## Inhaltsverzeichnis

---

1	Einleitung	1
2	Einführende Grundlagen	3
2.1	Arten von Windenergieanlagen	3
2.1.1	Konstruktive Auslegungsmerkmale	3
2.1.2	Elektrische Merkmale	4
2.2	Physikalische Grundlagen der Windenergieumwandlung	6
2.2.1	Der Auftriebseffekt	6
2.2.2	Leistungsentnahme aus dem Rotor	8
2.2.3	Leistungsbegrenzung	11
2.3	Einführung in die Programmierung mit PSS <sup>®</sup> Netomac	12
3	Modellierung einer Windenergieanlage	14
3.1	Grundaufbau des Modells	15
3.2	Lastflussmodell	16
3.3	Generator	18
3.3.1	Parameter des Generatormodells	18
3.3.2	Maschinenregler	20
3.4	Solldrehzahlregelung	21
3.5	Aerodynamik	25
3.5.1	Erzeugung des Turbinenmoments	25
3.5.2	Pitchsystem	27
3.6	Weitere notwendige Regler	30
3.6.1	Windgeschwindigkeit	30
3.6.2	Leistungsschalter Block B	31
3.6.3	Gleich- & Wechselrichter	32
3.7	Hauptregelung	33
3.7.1	Grundaufbau	33
3.7.2	Eingangsgrößen (I) und Variablenzuweisung (II)	34
3.7.3	Vorabrechnungen (III)	35
3.7.4	Frequenzregelung (IV)	37
3.7.5	Spannungsregelung (V)	38
3.7.6	Abtrennen der Anlage (VI)	40

---

3.7.7	Leistungsschalter (VII) und Wirkleistungsabgabe (VIII) . . . . .	41
3.7.8	Wiederanfahrvorgang (IX) . . . . .	42
3.7.9	Transformatorkompensation (X) . . . . .	42
3.7.10	Leistungsbilanz (XI) . . . . .	44
3.7.11	Weitere Betriebsfälle (XII) . . . . .	45
4	Simulationen . . . . .	47
4.1	Anschluss des Modells an ein starres Netz . . . . .	47
4.1.1	Sprunganregung . . . . .	48
4.1.2	Rampenanregung . . . . .	49
4.1.3	Schwachwindverhalten . . . . .	51
4.1.4	Verhalten bei Starkwind . . . . .	52
4.1.5	Wiederanfahrvorgang nach Trennung vom Netz . . . . .	54
4.2	Frequenzregelung des Modells in einem Inselnetz . . . . .	55
4.3	Anschluss an einen Windpark und Kurzschlussimulation . . . . .	57
5	Zusammenfassung und Ausblick . . . . .	60
	Literaturverzeichnis . . . . .	62
	Abbildungsverzeichnis . . . . .	64
	Tabellenverzeichnis . . . . .	66
	Listings . . . . .	67
A	Anhang . . . . .	68
A.1	Anfangswert für Verzögerungsglied . . . . .	68
A.2	Stoppuhr . . . . .	69
A.3	Kennlinie einer Enercon E-112 . . . . .	70
A.4	Simulationsergebnisse für Einspeisung mit unterschiedlichen Wirkfaktoren . . . . .	70
A.5	Modell-Sourcecode . . . . .	71

## Formelzeichen und Einheiten

$\alpha$	Angriffswinkel	°
$A_{turb}$	Von der Turbine überstrichene Fläche	$m^2$
$\beta$	Pitchwinkel	°
$\beta_{ref}$	Referenz-Pitchwinkel	°
$\beta_{soll}$	Soll-Pitchwinkel	°
$c_m$	Momentenbeiwert	1
$c_p$	Leistungsbeiwert	1
$\cos(\varphi)$	Wirkfaktor	1
$D$	Drag (Widerstand)	$N$
$f_{Netz}$	Netzfrequenz	$N$
$H_{gen}$	normierte Trägheitskonstante des Generators	<i>p.u.</i>
$H_{turb}$	normierte Trägheitskonstante der Turbine	<i>p.u.</i>
$J$	Trägheitsmoment	$kg\ m^2$
$\lambda$	Schnellaufzahl	1
$L$	Lift (Auftrieb)	$N$
$P_{Betz}$	Dem Wind maximal entnehmbare Leistung nach Betz	$MW$
$P_{DFIG}$	Wirkleistungseinspeisung der DFIG	$MW$
$P_{gen}$	Generatorwirkleistung	$MW$
$P_{turb}$	mechanische Turbinenleistung	$MW$
$P_{WEA}$	Wirkleistungseinspeisung der Windenergieanlage	$MW$
$P_{Wind}$	Windleistung	$MW$
$Q_{DFIG}$	Blindleistungseinspeisung der DFIG	$Mvar$
$Q_{gen}$	Generatorblindleistung	$Mvar$
$Q_v$	Blindleistungsverluste des Transformators	$Mvar$
$Q_{WEA}$	Blindleistungseinspeisung der Windenergieanlage	$Mvar$
$\rho$	Luftdichte	$kg/m^3$
$r_{turb}$	Radius der Turbine	$m$
$S_n$	Nennscheinleistung	$MVA$
$S_{gen}$	Generatorscheinleistung	$MVA$
$T_a$	Anlaufzeitkonstante	$s$
$u_k$	relative Kurzschlussspannung	1
$u_r$	relative Kurzschlussspannung (Re)	1
$u_x$	relative Kurzschlussspannung (Im)	1
$v_1$	Windgeschwindigkeit in Turbine einströmend	$m/s$
$v_2$	Windgeschwindigkeit aus Turbine strömend	$m/s$
$v_r$	resultierende Windgeschwindigkeit	$m/s$
$v_u$	Geschwindigkeit der Rotorspitzen	$m/s$
$v_w$	Windgeschwindigkeit	$m/s$
$\omega$	Winkelgeschwindigkeit von Turbine und Generator	$rad/s$
$\omega_{opt}$	Sollwinkelgeschwindigkeit	$rad/s$

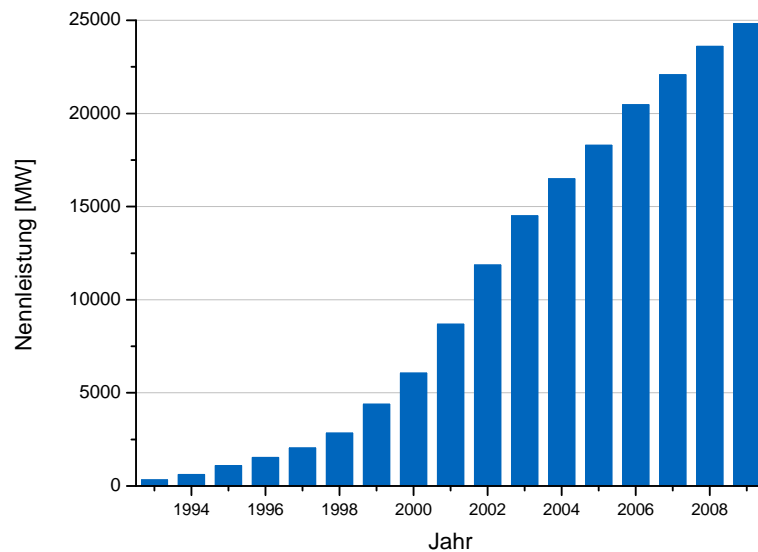
# KAPITEL 1

---

## Einleitung

---

Gestärkt durch eine breite gesellschaftliche Zustimmung Energie möglichst umweltfreundlich und effizient zu erzeugen, erlebt die Windenergiegewinnung in diesen Zeiten einen weiter anhaltenden Aufwind. Nicht nur in Deutschland, sondern in vielen Teilen der Welt hat man in den letzten Jahren begonnen die enormen Potenziale der Windkraft zu nutzen und großtechnisch elektrische Energie zu erzeugen. Auch wurde gerade in Deutschland diese Entwicklung von politischer Seite, z.B. durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz, stark unterstützt.

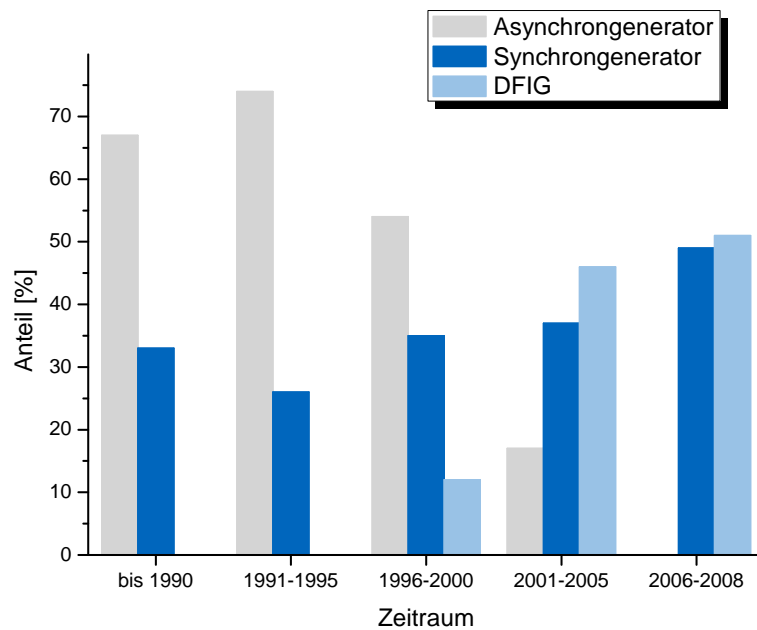


**Abbildung (1.1)** Entwicklung der installierten Leistung von Windenergieanlagen in Deutschland, nach [ISE]

In Abbildung 1.1 zeigen aktuelle Zahlen den ungebrochenen Trend, dass der Anteil an Windstrom weiter zunimmt. Für das Jahr 2020 rechnet man sogar mit einer installierten Windenergieleistung von 48,3 *Gigawatt* in Deutschland [DEAGd05]. Aber durch den stetigen Zubau neuer Anlagen wird die Anzahl möglicher Aufstellorte im deutschen Binnenland geringer. Aus diesem Grund werden seit einigen Jahren ehrgeizige Offshore-Projekte vor der deutschen Küste geplant.



Am Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze (EEN) der Technischen Universität München (TUM) beschäftigt man sich unter anderem mit Fragen, wie man diese in Zukunft zu erwartenden großen Energiemengen auf das Festland zum Verbraucher transportiert, oder auch wie sich solche Windparks mit ihrer fluktuierenden Einspeisung am Onshorenetz verhalten und dieses beeinflussen. Dazu werden am Fachgebiet EEN als Hilfsmittel entsprechende Netzsimulationen durchgeführt.



**Abbildung (1.2)** Anlagenhäufigkeit nach Generatortyp in Deutschland, nach [ISE]

Bisher wurden Windparks für Netzsimulationen am Fachgebiet EEN mit einem bestehenden Windenergieanlagenmodell aufgebaut, welches das Verhalten einer doppelt gespeisten Asynchronmaschine (DFIG) nachbildet. Zum heutigen Zeitpunkt stellen diese Anlagen den größten Marktanteil dar, allerdings existieren nahezu gleich viele Anlagen mit Synchrongenerator, wie in Abbildung 1.2 zu sehen ist.

Beide Generatortypen weisen ein unterschiedliches elektrisches Verhalten auf. Um Windparks realitätsnah, mit einem entsprechenden Verhältnis beider Anlagentypen, nachbilden zu können, ergab sich die Notwendigkeit auch ein Modell einer aktuellen Anlage mit Synchrongenerator zu erarbeiten. In diesem Zusammenhang wurde die Zielsetzung dieser Arbeit folgendermaßen festgelegt:

Die Entwicklung eines Modells einer Megawatt-Synchrongenerator-Windenergieanlage mit dem Fokus auf die physikalische Windenergieumwandlung. Ebenso wichtig sollte das Netzverhalten des Modells sein, welches die Netzanschlussregeln der Übertragungsnetzbetreiber erfüllt.

# KAPITEL 2

---

## Einführende Grundlagen

---

Im Folgenden werden hier für die energietechnische Nutzung relevante Anlagentypen vorgestellt. Anschließend werden die physikalischen Prinzipien, welchen die Windenergieumwandlung gehorcht, dargelegt. Am Ende des Kapitels soll schließlich veranschaulicht werden, wie die Leistungsbegrenzung einer Windenergieanlage funktioniert und weshalb sie nötig ist.

### 2.1 Arten von Windenergieanlagen

Es existieren verschiedene Windenergieumwandlungskonzepte, die teilweise auch Gemeinsamkeiten untereinander aufweisen. Im nächsten Abschnitt wird nun einen Überblick über die am häufigsten eingesetzten Typen von Windkraftanlagen gegeben.

#### 2.1.1 Konstruktive Auslegungsmerkmale

Schon seit mehreren Jahrzehnten hat man verschiedene Konzepte zur Windenergiegewinnung erprobt und verbessert, wobei sich im Wesentlichen nur ein Anlagentyp durchgesetzt hat. Dieser sieht bekanntermaßen so aus, dass ein Turm ein Maschinenhaus (Gondel) trägt, an dem wiederum die Turbine befestigt ist (Abbildung 2.1). Es handelt sich dabei um ein Horizontalachsensystem mit Luv-Läufer, also einer Turbine welche sich in Windrichtung vor der Gondel befindet. Da die Turbine nur optimal ausgenutzt werden kann, wenn ihre Rotationsebene senkrecht zur Windrichtung ausgerichtet ist, wird eine Windnachführung benötigt.

Ein weiteres Merkmal dieser Anlagen ist, dass sie drei Rotorblätter besitzen. Es hat sich herausgestellt, dass periodische Giermomente mit dieser Flügelanzahl am geringsten sind [Hau06]. Man rückte deswegen von früheren Versuchen mit Ein- oder Zweiblattrotoren wieder ab, obwohl sie mit weniger Flügeln ein besseres Preis-Leistungsverhältnis erzielen konnten.



**Abbildung (2.1)** Horizontalachsenanlage Enercon E-66, Quelle: eigene Aufnahme

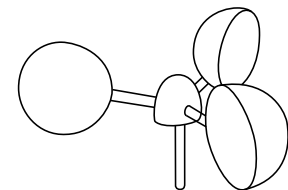


**Abbildung (2.2)** Darrieus-Rotor, Quelle: www.wind-energie.de

Im Gegensatz dazu benötigen Windenergieanlagen mit vertikaler Achse keine Windnachführung. Der Vollständigkeit halber werden diese Systeme nur kurz erwähnt, da durchaus mehrere solcher Anlagen realisiert worden sind. Sie konnten sich aber unter anderem deswegen nicht durchsetzen, da es konstruktionsbedingt zu Schwingungsproblemen kommen kann und auch eine aerodynamische Leistungsbegrenzung nur schwer möglich ist [BWE]. Abbildung 2.2 zeigt einen sogenannten Darrieus-Rotor.

Beiden Anlagentypen ist gemein, dass sie den Auftriebseffekt, wie man ihn von Tragflügeln kennt, nutzen. Mit ihm wird eine vielfach höhere Energieausbeute erreicht, als dies mit einem Widerstandsläufer der Fall wäre (siehe Kapitel 2.2.1).

Ein Beispiel für einen reinen Widerstandsläufer stellt das Schalenkreuzanemometer dar, mit dem man in Wetterstationen die Windgeschwindigkeit misst - es bewegt sich nur durch den Staudruck vor seinen Flügelflächen (Abb. 2.3).



**Abbildung (2.3)** Schalenkreuzanemometer, eigene Darstellung

### 2.1.2 Elektrische Merkmale

Wie bereits in der Einleitung erwähnt, existieren zum heutigen Zeitpunkt in Deutschland aus elektrischer Sicht zwei Arten von Anlagen. Einerseits diejenigen mit doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren (DFIG) und andererseits solche, die mit einem Synchrongenerator arbeiten. In einigen Staaten, wie z.B. USA und Dänemark, sind auch noch ältere Anlagen mit Asynchrongeneratoren in das Energieversorgungsnetz eingebunden. Weiter verfeinern lassen würde sich die Aufteilung, wenn man die verschiedenen Umrichterkonzepte oder die stark im Aufschwung befindlichen permanenterregten Synchrongeneratoren miteinbezieht.

Beide in Deutschland vorkommenden Systeme werden nachfolgend kurz vorgestellt. Die Abbildungen 2.4 und 2.5 zeigen dabei schematisch den mechanischen und elektrischen Aufbau. Eingezeichnete Pfeile symbolisieren jeweils die Leistungsflussrichtung.

## a) DFIG-Anlage

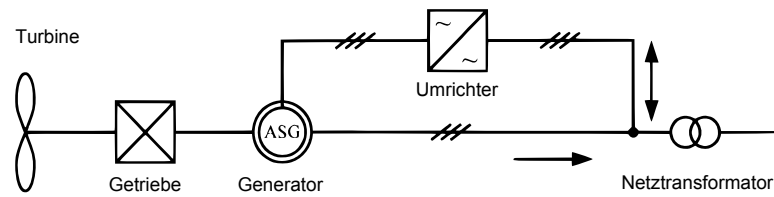


Abbildung (2.4) Windenergieanlage mit DFIG, nach [Wag09b]

Anlagen mit DFIG besitzen im Allgemeinen ein Getriebe zwischen Turbine und Generator. Höhere Drehzahlen am Generator lassen dann kompaktere Abmessungen desselben zu. Der Statorkreis ist starr mit dem Netz verbunden, wohingegen ein Umrichter den Rotorkreis vom Netz entkoppelt. Durch diese Leistungselektronik wird über Schleifringe eine Spannung mit variabler Amplitude, Frequenz und Phasenlage in den Rotorkreis eingepreßt [Sch08]. Am Netzanschlusspunkt bleibt so die resultierende Frequenz unabhängig von der Drehzahl konstant. Man erreicht mit diesem Konzept eine Drehzahlvariabilität, die eine wichtige Rolle für die Energieausbeute spielt (hierzu sei wieder auf das Kapitel 2.2 verwiesen).

Vorteilhaft ist bei diesem System die Tatsache, dass der Umrichter nur auf die Schlupfleistung (ca. 30 % der Generatornennleistung) ausgelegt werden muss. Wirk- und Blindleistung können in weiten Bereichen eingestellt werden, womit sich die Netzanschlussregeln der Netzbetreiber befolgen lassen. Außerdem lässt sich eine DFIG näherungsweise wie eine Synchronmaschine regeln [Hau06]. Dies sind schließlich die Gründe, wieso sie starr an das Netz gekoppelte Asynchronmaschinen komplett verdrängt hat (siehe dazu Abbildung 1.2).

## b) Vollumrichter Synchrongenerator-Anlage

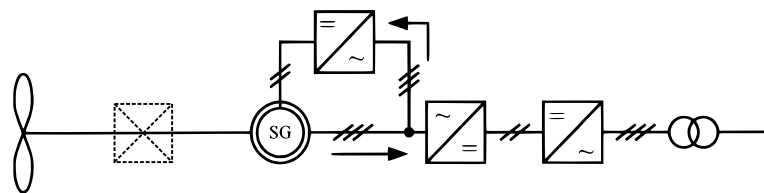


Abbildung (2.5) Windenergieanlage mit Synchrongenerator, nach [Wag09b]

Je nach Philosophie des Herstellers findet man bei Synchrongenerator-Anlagen solche mit und ohne Getriebe. Firmen, die auf ein Antriebskonzept mit Drehzahlwandler setzen, können den Generator erheblich kleiner, leichter und damit billiger bauen. Ein Getriebe erfordert aber einen deutlichen Wartungsaufwand, z.B. durch Ölwechsel.

Dies wollen Hersteller wie die Firma Enercon GmbH umgehen, indem sie direkt getriebene Generatoren ohne Getriebe bauen. Man bezeichnet solche langsamdrehen-

den Generatoren als Ringgeneratoren. Durch die niedrige Drehzahl, und die damit nötige hohe Polpaarzahl, nehmen sie sehr große Ausmaße an, was die Herstellung des Generators, des Turms und des Fundaments verteuert. Beispielsweise beträgt bei der Anlage E-112 (4.5 Megawatt) der Firma Enercon der Durchmesser des Ringgenerators 12 Meter und das Gewicht der Gondel mit den Rotorblättern 504 Tonnen [Mil04].

Für Synchrongenerator-Anlagen muss der Umrichter in jedem Fall auf die volle Maschinenscheinleistung ausgelegt werden, sonst wäre bei starrer Netzkopplung kein drehzahlvariabler Betrieb möglich. Die Bezeichnung „Vollumrichter“ wird nun in diesem Zusammenhang leicht verständlich.

Die Erregerleistung wird an den Generatorklemmen entnommen (Abb. 2.5), wobei eine Speisung des Erregerkreises auch aus dem Spannungszwischenkreis des IGBT-Umrichters erfolgen kann. Wie bei der DFIG ist ein Transformator nötig um die Maschinenspannung, welche meist unter 1 kV liegt, auf das Spannungsniveau des Windparks (meist 33 kV) anzuheben.

## 2.2 Physikalische Grundlagen der Windenergieumwandlung

Nachdem der mechanische und elektrische Aufbau einer Windenergieanlage beschrieben wurde, soll jetzt an dieser Stelle dargelegt werden, wie aus einer Windströmung mithilfe einer Windturbine möglichst viel mechanische Energie entnommen werden kann.

### 2.2.1 Der Auftriebseffekt

Es wurde bereits erwähnt, dass alle Windenergieanlagen den aerodynamischen Auftrieb an ihren Rotorblättern nutzen. Dieser Effekt kommt dort zustande, wo eine Luftströmung ein Flügelprofil entsprechend umströmt. Luftmassen, die sich über den Flügel bewegen, werden auf einer Seite beschleunigt, da der Weg für sie hier länger ist, als auf der anderen Flügelseite. So entsteht in Abbildung 2.6 auf der Oberseite ein Überdruck und an der Unterseite ein Unterdruck, im Ganzen also eine Kraft die den Rotor in Bewegung hält.

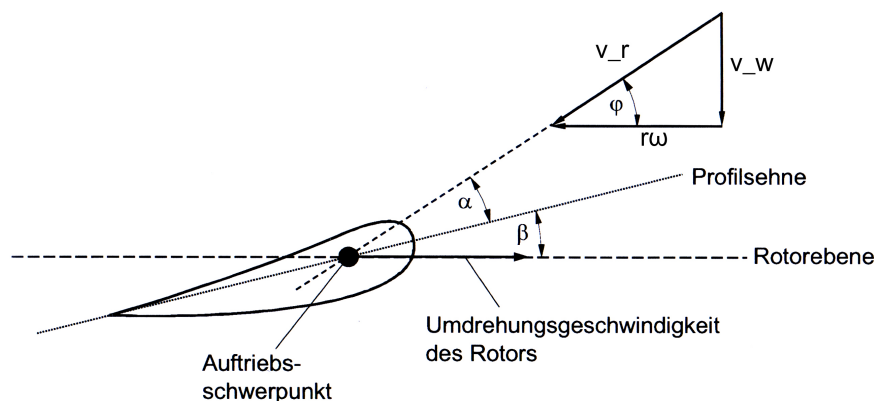


Abbildung (2.6) Angriffswinkel am Rotorblatt, nach [Wag09c]

Am Rotorblatt kommt es zu einer Superposition von verschiedenen Windgeschwindigkeitskomponenten. Die Windgeschwindigkeit  $v_w$  überlagert sich mit der Windkomponente  $r\omega$ , verursacht durch die Rotordrehung. Es kommt zu einer resultierenden Windgeschwindigkeit  $v_r$ , die unter dem sogenannten Angriffswinkel  $\alpha$  auf den Flügel trifft (vgl. Abbildung 2.6). Der Auftriebseffekt führt also abhängig vom Angriffswinkel  $\alpha$  dann zu einer Kräfteverteilung, wie sie in Abbildung 2.7 räumlich dargestellt ist.

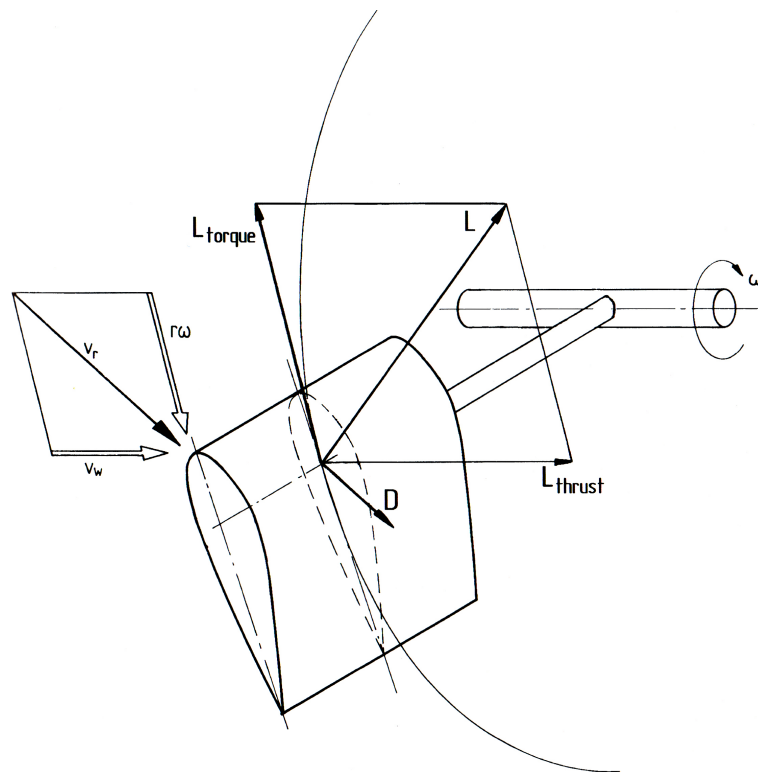


Abbildung (2.7) Auftriebseffekt am Rotorblatt [Hau06]

In Abbildung 2.7 ist ein Rotorblatt gezeigt, welches sich in der Rotorebene (großer Kreisbogen) mit der Winkelgeschwindigkeit  $\omega$  dreht. Da das Rotorblatt dem Wind durch seine Dicke eine gewisse Fläche entgegensetzt, ergibt sich eine Widerstandskraft  $D$  (Drag) mit der gleichen Orientierung wie  $v_r$ .

Senkrecht zu  $D$  setzt die Auftriebskraft  $L$  (Lift) am Flügel an. Diese kann in zwei Anteile zerlegt werden: Zum einen bildet sich ein Schub (thrust) aus, der die Rotorblätter nur mechanisch belastet und zum anderen entsteht eine Kraftkomponente (torque) die dann über die Flügellänge das erwünschte Drehmoment erzeugt. Moderne Rotoren besitzen eine lift-to-drag ratio  $L/D \leq 200$ , was die Wirksamkeit der Nutzung des Auftriebseffekts unterstreicht [Hau06].

### 2.2.2 Leistungsentnahme aus dem Rotor

Wie zum Beispiel in der Thermodynamik gibt es auch bei der Windkraft ein Gesetz, welches die maximale Leistungsausbeute limitiert. Formuliert wurden die Zusammenhänge vom deutschen Ingenieur Albert Betz zwischen 1922 und 1925. Seine Gedanken waren folgende:

Will man einem Luftstrom mit einem Rotor Leistung entziehen, so geht dies nur, wenn man die Luft abbremst. Am meisten Leistung würde man somit erhalten, wenn man den Luftmassen jegliche kinetische Energie entzieht - sie also bis zum Stillstand abbremst. Jedoch würden sich die stehenden Luftmassen dann nicht mehr aus der Rotorebene fortbewegen und der Vorgang käme schnell zum Erliegen. Die wesentliche Erkenntnis von A. Betz liegt jetzt stattdessen darin, dass man dem Wind noch eine gewisse Restgeschwindigkeit lassen muss [Hei96].

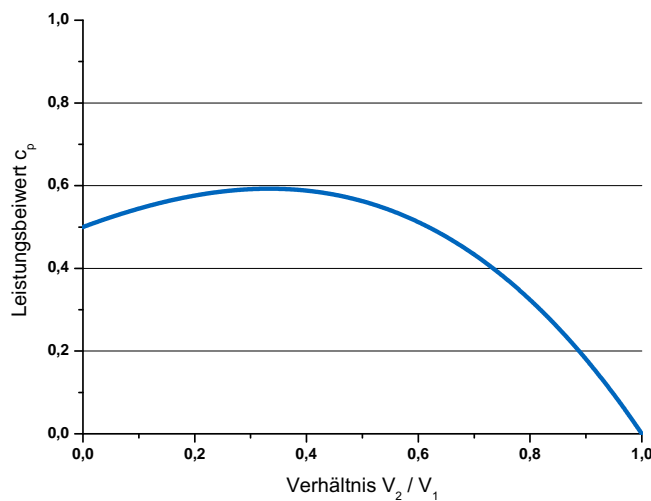


Abbildung (2.8) Leistungsbeiwert über  $v_2/v_1$ , nach [Hau06]

Man will in jedem Fall eine maximale Leistungsausbeute erlangen, was aber nur möglich ist wenn man das Geschwindigkeitsverhältnis von ausströmender zu einströmender Luft in der Turbine entsprechend wählt (siehe Abbildung 2.8). Das optimale Verhältnis liegt bei  $v_2/v_1 = 1/3$ , wobei man dann den idealen **Leistungsbeiwert** von  $c_p = 16/27 \approx 0.593$  erreichen kann [Hau06].

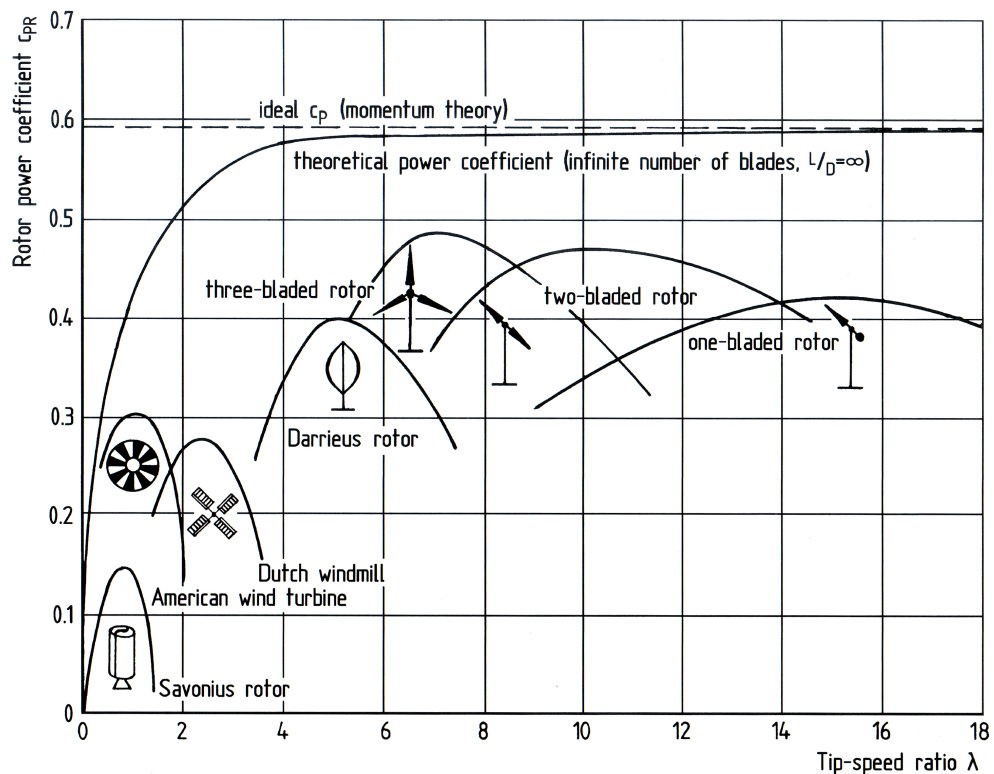
In der Realität wäre es aber äußerst schwierig die Windgeschwindigkeiten  $v_1$  und  $v_2$  überhaupt zu messen. Darüber hinaus muss beachtet werden, dass der Leistungsbeiwert  $c_p$  der Abhängigkeit von einer weiteren Größe unterliegt. Diese Größe ist sehr wichtig, da sich grundlegende Rotoreigenschaften direkt aus ihr ableiten lassen. Es handelt sich dabei um die sogenannte **Schnelllaufzahl**  $\lambda$  [Hei96]:

$$\lambda = \frac{r_{turb} \cdot \omega}{v_w} = \frac{v_u}{v_w} \quad (2.1)$$

Die Schnelllaufzahl setzt die Geschwindigkeit der Rotorspitzen  $v_u$  ins Verhältnis mit

der Windgeschwindigkeit  $v_w$ . Wird jetzt der Leistungsbeiwert  $c_p$  über  $\lambda$  angetragen, so erhält man für jeden Rotor eine charakteristische Kurve. Gleiche Rotortypen (z.B. Dreiblattrotoren) zeigen einen ähnlichen Kurvenverlauf, wohingegen sich andere Rotorkonzepte (z.B. Darrieusrotor) deutlich davon unterscheiden (vgl. Abbildung 2.9).

Anhand der  $c_p/\lambda$ -Kurve unterteilt man Rotoren in Schnell- & Langsamläufer. Ein Langsamläufer hat viele Rotorblätter und eine niedrige Schnelllaufzahl. Dagegen sind beispielsweise Zweiblattrotoren mit einer Schnelllaufzahl von  $\lambda \approx 10$  Schnellläufer; sie müssen sich schneller drehen, damit sie in der selben Zeit die gleiche Fläche wie ein Langsamläufer überstreichen können und dadurch die gleiche Leistung erzeugen.



**Abbildung (2.9)** Typische  $c_p - \lambda$ -Kurven verschiedener Windenergiesysteme [Hau06]

Neben den Unterschieden zwischen den Rotortypen zeigt Abbildung 2.9 noch eine weitere Tatsache auf: In der Realität wird der ideale Leistungsbeiwert von etwa 0,6 nicht erreicht. Heutige Dreiblattrotoren besitzen maximale Leistungsbeiwerte von etwa 0,45 [Mil04] bis zu knapp über 0,5 [ENE].

Der Turbine kann, bedingt durch die Abhängigkeit zwischen  $c_p$  und  $\lambda$ , nur bei einer bestimmten Drehzahl ihre optimale Leistung entnommen werden. Da die Schnelllaufzahl aber auch eine Funktion der Windgeschwindigkeit ist, muss die Drehzahl des Rotors für jede Windgeschwindigkeit immer so eingestellt werden, dass der  $c_p$ -Wert maximal wird.

Ältere, drehzahlstarre Anlagen waren damit immer nur für einen Betriebspunkt opti-



miert. Sobald sich die Windstärke änderte, entfernte man sich vom optimalen Betriebspunkt. Da die Windgeschwindigkeit stark fluktuiert war vorherzusehen, dass neue drehzahlvariable Anlagen die alten sofort vom Markt verdrängen würden. Nur mit einer drehzahlvariablen Anlage erhält man bei allen Windgeschwindigkeiten die maximale Leistung.

Mit den bis hierher beschriebenen Größen ist es jetzt möglich, die grundlegenden Formeln der Windenergieumwandlung nachzuvollziehen. Diese einfachen Gleichungen für die Leistung und das Drehmoment eines Rotors sehen folgendermaßen aus (nach [Hau06]):

$$P_{wind} = \frac{\rho}{2} \cdot A_{turb} \cdot v_w^3 \quad (2.2)$$

$$P_{Betz} = c_{p,ideal} \cdot P_{wind} = 0,593 \cdot P_{wind} \quad (2.3)$$

$$P_{WEA} = c_p \cdot P_{wind} \quad (2.4)$$

$$c_m = c_p / \lambda \quad (2.5)$$

$$M_{turb} = c_m \cdot \frac{\rho}{2} \cdot A_{turb} \cdot r_{turb} \cdot v_w^2 \quad (2.6)$$

$A_{turb}$  ist die von einer Turbine mit der Rotorblattlänge  $r_{turb}$  überstrichene Fläche. Die Luftdichte wird mit  $\rho$  bezeichnet.

### Stationäre Leistungskennlinie

Alle Hersteller geben die Leistungskennlinie ihrer Anlagen an. Durch sie wird für den stationären Zustand ein Zusammenhang zwischen der Windgeschwindigkeit und der Leistungsabgabe beschrieben (siehe Abbildung 2.10). Man kann diese Kennlinie in vier Bereiche unterteilen:

- **Bereich 1:**

In diesem Bereich liegt die mittlere Windgeschwindigkeit unter der Einschaltgeschwindigkeit - die Anlage ist nicht in Betrieb.

- **Bereich 2:**

Im zweiten Bereich ist die Anlage aktiv und produziert Strom. Es muss sichergestellt werden, dass die Drehzahl der Turbine immer der Windgeschwindigkeit angepasst wird, um den maximalen  $c_p$ -Wert zu erreichen.

- **Bereich 3:**

Wenn bei höheren Windstärken die Nennleistung des Generators erreicht ist, dann muss dies durch eine Leistungsregulierung auch bei weiter steigenden Windgeschwindigkeiten sichergestellt werden. Im Bereich 3 ist das erste Regelziel eine konstante Leistungsabgabe mit 1.0 *p.u.*

- **Bereich 4:**

Sollte der Wind so stark wehen, dass die Anlage beschädigt werden könnte, hat eine Sturmregelung aktiv zu werden und die Drehzahl der Anlage zu drosseln. Anders als im Bereich 3 wird jetzt nicht versucht die Leistung konstant zu halten, sondern durch eine Drehzahlreduktion die Anlage zu schützen. Dies geschieht durch stärkeres Herausdrehen der Rotorblätter aus dem Wind.

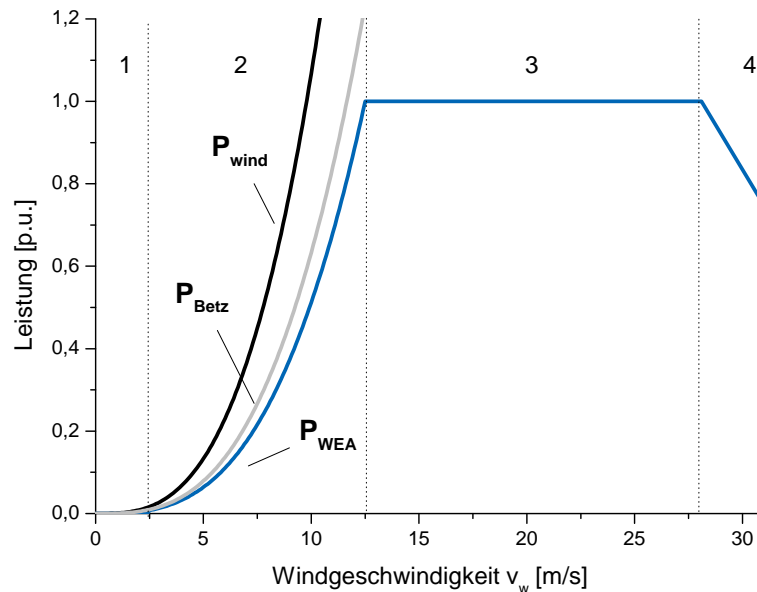


Abbildung (2.10) Leistungskennlinie einer Windenergieanlage

### 2.2.3 Leistungsbegrenzung

Die Leistungsabgabe skaliert linear mit der überstrichenen Rotorfläche, aber mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit (Gleichung 2.2). Aufgrund der Mechanik und den elektrischen Komponenten, die nur bis zu bestimmten Grenzen belastet werden dürfen, ist deshalb eine Begrenzung der Leistungsabgabe bei hohen Windgeschwindigkeiten immer zwingend erforderlich.

Um die Turbinenleistung abzusenken wurden verschiedene Systeme entwickelt, z.B. ausfahrbare Bremsklappen an den Flügeln, die eine Überdrehzahl vermeiden sollten. Aber nur ein Prinzip hat sich heutzutage weitgehend durchgesetzt: Die Leistungsbegrenzung durch Pitch. Dabei werden die Flügel aus dem Wind gedreht, also der Angriffswinkel  $\alpha$  um den Pitchwinkel  $\beta$  erhöht (vgl. Abb. 2.6).

Bei kleinen Pitchwinkeln wird der dynamische Auftrieb vermindert und somit der aerodynamische Wirkungsgrad der Turbine herabgesetzt. Eine weitere Erhöhung des Pitchwinkels führt zum Abreißen der Strömung am Rotorblatt (engl.: stall) und bewirkt eine deutliche Verminderung des  $c_p$ -Wertes (vgl. Abbildung 2.11). Die Regulierung

der Leistung ist mit diesem System sehr genau möglich und Stand der heutigen Technik.

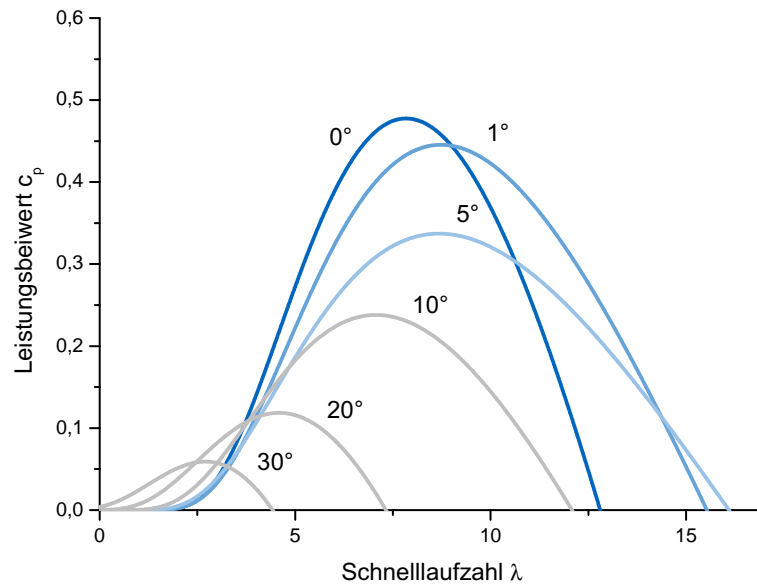


Abbildung (2.11) Einfluss des Pitchwinkels auf den Leistungsbeiwert

## 2.3 Einführung in die Programmierung mit PSS®Netomac

Netomac ist ein Programm der Firma SIEMENS, mit dem sich das elektrische Verhalten energietechnischer Anlagen simulieren lässt. Führt man in Netomac eine Netzsimulation durch, so wird dafür als Grundlage ein sogenanntes Lastflussmodell benötigt. Dies ist die Abbildung eines elektrischen Schaltplans in Form von Netomac-Code. Dazu werden in der Netomac-Syntax Elemente definiert (z.B. Impedanzen, Transformatoren, elektrische Maschinen uvm.) und durch die Angabe von Knotenpunkten miteinander verbunden. Nach der Lastflussberechnung lassen sich dynamische Vorgänge simulieren, ausgelöst z.B. durch Schalthandlungen im Netz oder Reglereingriffe an Maschinen. Die Ergebnisse des Lastflusses bilden dafür die Berechnungsgrundlage.

In einer funktionsfähigen Netomac-Datei müssen mehrere Datensätze enthalten sein, wobei aber manche auch leer bleiben können. Es existieren Datensätze für Programmsteuerzeilen (1), Störkriterien (2), Plotterbilder (3), Frequenzstarre Einspeisungen (4), Maschinendaten (5), Netzdaten (6), Nichtlinearitäten (7) und Reglerdaten (8).

Darüber hinaus besteht auch die Möglichkeit Macros zu erstellen. Dazu werden ein oder mehrere Datensätze in einer separaten Datei ausgelagert. So lässt sich ein übersichtlicher Aufbau von Netzen, Windparks o.ä. realisieren. Eine weitere wichtige Tatsache ist jedoch, dass eine Macrodatei innerhalb eines Simulationsmodells mehrfach aufgerufen werden kann. Deshalb wurde das entwickelte Windenergieanlagen-Modell komplett als Macro verfasst.

Die Eingabe in einer Datei erfolgt quasi tabellarisch. Jede Zeile umfasst mehrere Spalten, deren Anzahl jedoch variieren kann. Für die Bedeutung der einzelnen Spalten sehe man sich das folgende Code-Beispiel an:

```
$1.....12.....23.....3AA1....12....23....34....45....56....67...78...89...9ZZ
RKNT_A   KNT_B   IMP           1.0   1.5                               10
```

Die erste Zeile stellt eine Kommentarzeile dar, da sie mit einem „\$“-Zeichen beginnt. In der zweiten wird eine R-Zeile, also ein Widerstand mit dem Zweignamen IMP zwischen den Knoten KNT\_A und KNT\_B definiert. Weitere Parameter werden in den Spalten weiter rechts angegeben, im Beispiel eine Länge von 1.0 km, einem Belag von 1.5  $\Omega/km$  und eine Nennspannung von 10 kV.

Im Reglerteil darf auch mit Anweisungen der Sprache Fortran gearbeitet werden, wobei hier auf die tabellarische Eingabe verzichtet werden kann. Außerdem stehen im Reglerdatensatz einige mathematische Funktionen und IF-Statements zur Verfügung. Insgesamt lässt sich sagen, dass es eine große Vielzahl von Eingabemöglichkeiten gibt, welche sich in der Netomac Hilfe nachlesen lassen [SIE06].

Da das Programmieren mit Variablen auch in Netomac deutliche Vorteile mit sich bringt, soll nun noch kurz auf die Definition von Variablen eingegangen werden.

#### Listing (2.1) Definition von Variablen

```
@@ #Bsp1=1.5
@@ #test=#Bsp1
@ #VUW='WEA1'
#macro.mac
$
@DEFAULT@ #VUW='test'
```

Mit „@@“ beginnende Zeilen stellen globale Variablen dar (vgl. Listing 2.1). Wird eine globale Variable in einem Macro definiert, so steht sie auch außerhalb des Macros zur Verfügung. Beginnt die Zeile mit einem einfachen „@“ gefolgt von einem Macroaufruf, dann kann diese Variable nur im Macro genutzt werden (lokale Variable). Wird das Macro dagegen nicht mit der „@“-Variable aufgerufen, auch wenn diese benötigt wird, so muss ein Default-Wert definiert werden, der ebenfalls nur innerhalb des Macros sichtbar ist.

Variablen sind durch ein führendes Rautezeichen gekennzeichnet. Im Gegensatz dazu dürfen im Reglerdatensatz auch Variablen ohne das Rautezeichen erstellt werden. Sie sind nur im jeweiligen Regler lokal wirksam und werden als sogenannte Rechennummern bezeichnet.

# KAPITEL 3

---

## Modellierung einer Windenergieanlage

---

In diesem Kapitel wird ausführlich auf die Modellierung der Windenergieanlage eingegangen. Als Vorbild diente die zur Zeit leistungsfähigste Anlage der Firma Enercon E-126 (6 Megawatt), da ihr Aufbau exemplarisch für das Konzept einer Vollumrichter-Windenergieanlage herangezogen werden kann.

Bis vor wenigen Jahren mussten sich Windenergieanlagen nicht an Systemdienstleistungen im Übertragungsnetz beteiligen. Doch mit der steigenden Anlagenzahl wurde es wichtig, dass auch sie zu einer Stabilisierung des Netzes beitragen. Daher wurden von den Übertragungsnetzbetreiber zusätzliche Anforderungen an die Anlagen gestellt [tra09b][tra09a]. Es wird unterschieden zwischen off- und onshoreseitigen Netzanschlussregeln, wobei sich diese überwiegend nur in der Wahl der Parameter unterscheiden. Die seeseitigen Regeln sind strenger gefasst und alle weiteren Ausführungen beziehen sich deswegen auf sie.

Um die Integration in bestehende Netzmodelle gewährleisten zu können, sollte das Modell mit dem Programm PSS<sup>®</sup>Netomac erstellt werden. Da die Eingabe dort ausschließlich textbasiert erfolgt, wurde zu Beginn ein einfacheres Modell mit Matlab/SIMULINK aufgebaut. Mit der graphischen Eingabe von SIMULINK konnte die grundlegende Funktionsweise besser nachvollzogen und Änderungen schneller durchgeführt werden.

Aus mehreren Gründen beziehen sich die folgenden Erklärungen ausschließlich auf das Netomac-Modell. Zum einen beinhaltet es die wesentlichen Bestandteile des SIMULINK-Modells, zum anderen wurde es in ganz erheblichem Maße erweitert. Außerdem existiert in Netomac selbst bereits ein Modell einer Synchronmaschine, was in SIMULINK nur mit der nicht zur Verfügung stehenden Toolbox „SimPowerSystems“ verwendet werden hätte können.

Die genaue Funktion und der Aufbau einzelner Teilbereiche wird in den nächsten Unterkapiteln detaillierter aufgezeigt werden. Dies wird anhand von (Block-)Schaltbildern und Code-Abschnitten geschehen. Allerdings werden zur Erklärung notwendige Code-

Abschnitte zum Teil nicht exakt mit dem vollständigen Modell-Code im Anhang übereinstimmen. Als Hilfestellung für den Leser werden nämlich gewisse Code-Abschnitte verkürzt auf ihre Kernfunktionalität dargestellt. Die Erklärung weggelassener Zeilen wird aber an jeweils anderer Stelle nachgeliefert, wenn es einer Beschreibung der entsprechenden „Zusatzfunktionalität“ dienlich sein sollte.

Sämtliche Default-Variablen die im Modell Verwendung finden, sind im Datei-Kopf aufgelistet. An dieser Stelle finden auch die Wertezuweisungen statt. Durch den Benutzer können die Werte bei Bedarf angepasst werden. In den nachfolgenden Beschreibungen von Quellcodes werden meist nur die Variablennamen verwendet werden, denn die zugehörigen Werte lassen sich wie erwähnt im Datei-Kopf nachsehen.

### 3.1 Grundaufbau des Modells

Das im Rahmen dieser Arbeit entstandene Modell weist einen komplexen Aufbau auf. Abbildung 3.1 dient daher als Überblick über die grundlegende Modellstruktur. Dabei stehen hier die Verbindungen der Elemente und Regelungsblöcke im Vordergrund und nicht etwa die korrekten physikalisch-technischen Zusammenhänge.

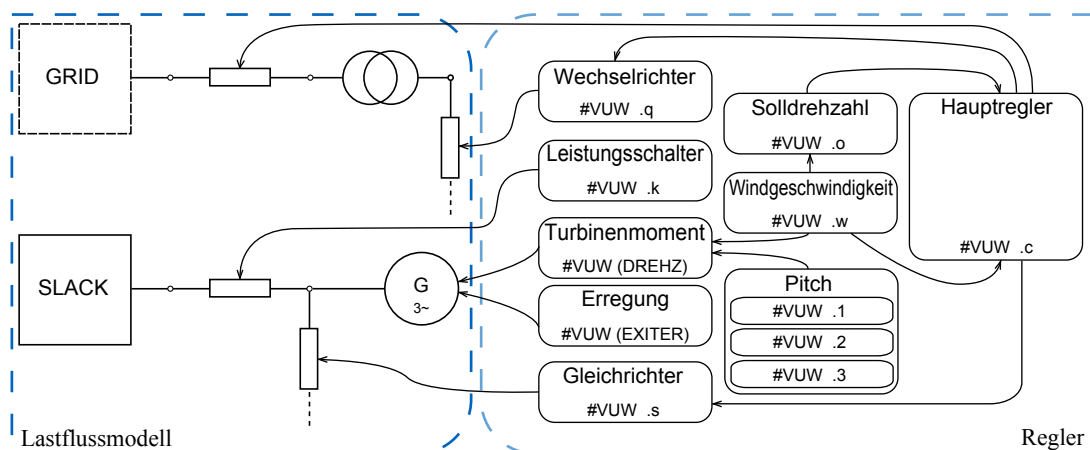


Abbildung (3.1) Modellübersicht

In der linken Hälfte ist das Lastflussmodell zu sehen. Seine detaillierte Beschreibung wird im nächsten Unterkapitel zu finden sein. Einige Elemente des Lastflussmodells werden für dynamische Berechnungen durch Regler aus dem Reglerdatensatz gesteuert. Auf der rechten Seite sind deshalb alle im Modell vorkommenden Regler abgebildet. Wenige, aber wichtige Verbindungen der Reglerblöcke untereinander sind ebenso eingezeichnet, wie die jeweiligen Bezeichnungen der einzelnen Regler.

## 3.2 Lastflussmodell

Um eine strukturierte Umsetzung zu gewährleisten wurde das Lastflussmodell in zwei Teile, „Block A“, und „Block B“, aufgeteilt. Dennoch bilden beide Blöcke in Verbindung mit den Reglern eine funktionale Einheit. Block A beinhaltet den Anschluss an das Windparknetz, den Transformator und den Wechselrichter. Block B enthält den Generator und den Gleichrichter.

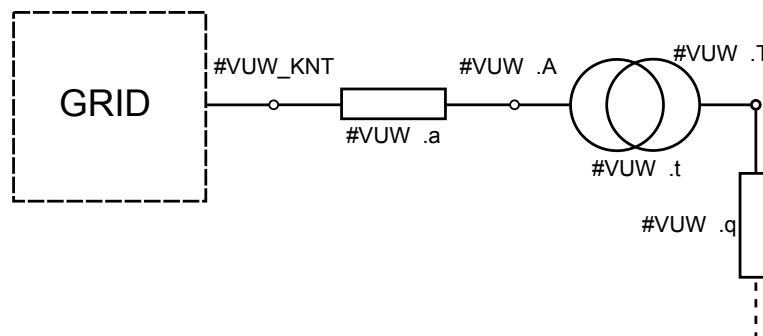
In der Realität wären im Umrichter beide Blöcke durch einen Gleichspannungszwischenkreis miteinander verbunden. Hier im Modell wurde aber auf eine detaillierte Nachbildung der Ventile und des Zwischenkreises verzichtet. Die elektrischen Vorgänge im Umrichter sind nämlich für den vorhergesehen Zweck des Modells nur auf der Leistungsebene von Interesse. Das bedeutet, dass stattdessen Netzwerkelemente eingesetzt wurden, bei denen sich Wirkleistungs- und Blindleistungsbezug bzw. Abgabe einstellen lassen. Über einen Regler wird dann sichergestellt, dass die Leistungsbilanz zwischen beiden Lastflussblöcken erfüllt ist.

**Listing (3.1)** Lastflussmodell Block A (Code)

```

$                               mult. R                               Ur [kV]
R#VUW_KNT#VUW .A#VUW .a 1. 1E-3                               #VW_Un
$
T#VUW .A#VUW .Y#VUW .tYd#VW_Un#VW_Un#VW_ST#VW_Tr#VW_Tk
T#VUW .T                               05#VW_Ug#VW_Ug
$
$gesteuerte Quelle->PQ-Bus P[MW] Q[Mvar]
V#VUW .T                               #VUW .q +1.0 +1.0

```



**Abbildung (3.2)** Lastflussmodell Block A

Abbildung 3.2 ist die grafische Umsetzung des Quelltextes aus Listing 3.1. Ausgehend vom Windparknetz, welches außerhalb des Macros definiert werden muss, wird das Modell am Knoten #VUW\_KNT angeschlossen. Es folgt ein Leistungsschalter #VUW .a, welcher als Widerstand modelliert wurde - die Steuerung dazu erfolgt in den Reglerdaten.

Mit den zwei T-Zeilen in Listing 3.1 wird auf ein Netomac-internes Transformatormodell zurückgegriffen. Hier handelt es sich um einen Transformator mit der Schaltgruppe  $Yd$  und den Spannungsebenen  $\#VW\_Un$  (OS) und  $\#VW\_Ug$  (US). Seine Scheinleistung  $\#VW\_ST=\#VW\_S*\#VW\_et$  wird aus der Generatorscheinleistung multipliziert mit dem Gesamtwirkungsgrad des Umrichters berechnet. Die Parameterwerte für die relative Kurzschlussspannung  $\#VW\_Tk$  und deren Realteil  $\#VW\_Tr$  wurden typischen Transformatorwerten nachempfunden [Kin09].

Der netzseitige Wechselrichter wurde als gesteuerte Quelle modelliert, mit der sich die Werte für Wirk- und Blindleistung exakt festlegen lassen. Seine Lastflussparameter  $P$  und  $Q$  (siehe Listing 3.1) wurden gleich eins gesetzt, damit die Berechnungen im Reglerdatensatz direkt im  $p.u.$ -System durchgeführt werden können. Im VAR-P/Q - Regler  $\#VUW .q$  für diesen Zweig werden jene Parameter dann mit der Anlagenscheinleistung multipliziert. Somit resultiert schließlich ein tatsächlicher Leistungswert in  $MW/Mvar$ , welcher von der gesteuerten Quelle abgegeben wird.

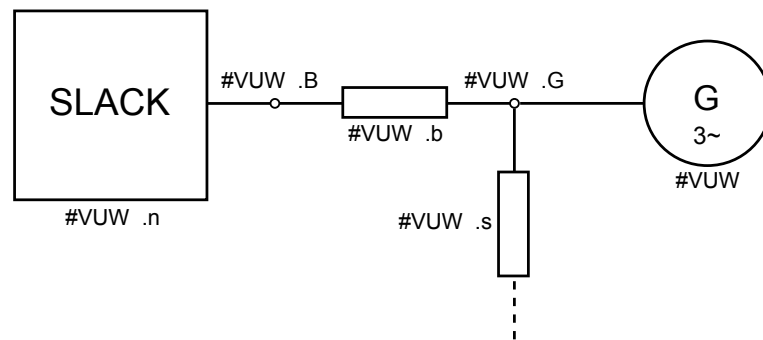


Abbildung (3.3) Lastflussmodell - Block B

In Abbildung 3.3 ist der Aufbau von Block B gezeigt. Der Synchrongenerator  $\#VUW$  ist mit der gesteuerten Last  $\#VUW .s$  verbunden, welche den Gleichrichter darstellt. Der Slack-Bus  $\#VUW .n$  wird für die Lastflussberechnung benötigt, denn er gibt den Anfangswert der Spannung vor. Er ist über den Leistungsschalter  $\#VUW .b$  am Generator angeschlossen.

Nach der Berechnung des Lastflusses wird dieser Slack durch den Leistungsschalter  $\#VUW .b$  abgetrennt. Dies ist wichtig, damit der Generator keinen äußerlichen Einflüssen unterliegt und drehzahlvariabel betrieben werden kann. Zurück bleibt für die dynamischen Rechnungen also der Generator  $\#VUW$  und der Gleichrichter  $\#VUW .s$ . Mit dem Gleichrichter als gesteuerten Last lässt sich dann exakt festlegen wie viel Leistung dem Generator entzogen wird.

Es sei nochmal erwähnt, dass zwischen dem Gleichrichter und dem Wechselrichter durch den Hauptregler  $\#VUW .c$  eine Verbindung besteht. Denn in jedem Betriebspunkt muss sichergestellt sein, dass die Leistungsbilanz erfüllt ist und die Anlage z.B. nicht



mehr Leistung abgibt, als gerade durch den Generator erzeugt wird. Die Funktionsweise des Hauptreglers wird im Kapitel 3.7 noch ausführlich erläutert.

### 3.3 Generator

Vom Synchrongenerator wird die mechanische Turbinenleistung in elektrische Leistung umgewandelt. Dabei erzeugt der Generator ein elektrisches Moment, welches dem von der Turbine erzeugten Moment entgegen wirkt. Die Differenz beider Momente ist zusammen mit der Massenträgheit für die Beschleunigung des Rotors verantwortlich. Diese mechanischen Zusammenhänge können in normierter Form dargestellt werden [JGS03]:

$$\frac{d}{dt}\omega = \frac{1}{2H}(m_{turb} - m_{gen}) \quad (3.1)$$

Gleichung 3.1 lässt sich auch in einen einfachen Signalfussplan übersetzen (siehe nachfolgende Abbildung 3.4):

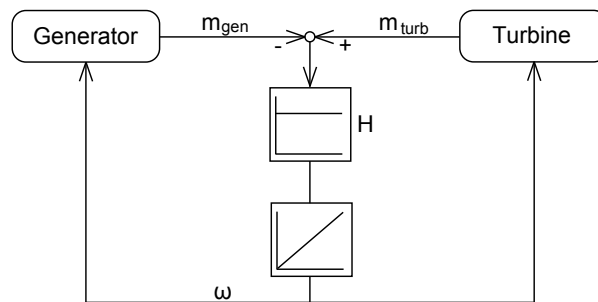


Abbildung (3.4) Grundlegende Mechanik

Das Turbinenmoment wird im Drehzahlregler #VWV ermittelt. Hingegen das elektrische Moment wird programmintern durch Netomac berechnet. Mit den dazu notwendigen Parameterwerten befasst sich der nächste Abschnitt.

#### 3.3.1 Parameter des Generatormodells

In Netomac steht für Simulationen mit elektrischen Maschinen ein eigenes Modell eines Synchrongenerators zur Verfügung. Mit ihm kann man sowohl stationäre, wie auch dynamische Vorgänge untersuchen. Die Berechnungen erfolgen nach der Zwei-Achsen-Theorie (Park) unter zusätzlicher Berücksichtigung transformatorischer Flüsse und Sättigungseffekte [SIE06].

Um das Generatormodell nutzen zu können, Bedarf es der Kenntnis verschiedener Maschinenparameter. In der Literatur werden typische Werte vorgeschlagen, jedoch sind diese entweder recht allgemein gehalten, von Maschinen mit abweichender Nennleistung oder nur sehr lückenhaft. Aus diesem Grund wurden mehrere Literaturquellen herangezogen, um durch einen direkten Vergleich möglichst realistische Werte zu ermitteln.

Mithilfe der Tabelle 3.1 wurden die Generatorparameter dann festgelegt. Bis auf den letzten Generator, der ein Turboläufer ist, handelt es sich bei allen Maschinen um Schenkelpolmaschinen, weil der Windkraftanlagen-Ringgenerator eben ein solcher ist.

**Tabelle (3.1)** Kennwerte technischer Synchrongeneratoren

Quelle:	[Spr06]	[Nas02]	[Weß93] 9 MVA	[Weß93] 20 MVA	[SIE06] 5 MVA Turbog.	<b>Im Modell gewählter Wert</b>
<b>Größe [p.u.]</b>						
$r_a$			0,18	0,0048	0,01	<b>0,1</b>
$x_{as}$					0,1	<b>0,1</b>
$x_d$	1..2,5	1..1,25	0,911	1		<b>1,0</b>
$x_d'$	0,2..0,4	0,35..0,4	0,408	0,24		<b>0,35</b>
$x_d''$	0,1..0,2	0,2..0,3	0,329	0,16		<b>0,25</b>
$x_q$		0,65..0,8	0,58	0,65		<b>0,65</b>
$x_q'$			0,58	0,65		<b>0,65</b>
$x_q''$		0,2..0,3		0,16		<b>0,25</b>
$T_d'$				1,44		<b>1,44</b>
$T_d''$				0,05		<b>0,05</b>
$T_q''$				0,06		<b>0,06</b>
$T_a$						<b>12</b>

In einer Maschine laufen die elektrischen Vorgänge im Allgemeinen um ein Vielfaches schneller ab als die mechanischen. Bei Vollumrichter-Windenergieanlagen werden die Auswirkungen schneller, elektrischer Vorgänge der Maschine durch das Tiefpassverhalten des Zwischenkreiskondensators nur in geringem Maße ins Netz übertragen. Zusätzlich ist die Anlaufzeitkonstante  $T_a$  bei Windenergieanlagen recht hoch. Sie hat damit, aus den genannten Gründen, einen deutlich größeren Einfluss auf das dynamische Verhalten der gesamten Anlage am Netz, als dies für die restlichen Maschinenparameter der Fall ist. Eine sehr exakte Kenntnis der anderen Parameter ist daher nicht notwendig, obwohl dennoch versucht wurde dies mit Tabelle 3.1 umzusetzen. Für die Anlaufzeitkonstante gilt folgender Zusammenhang [JM06] [Sch00]:

$$T_a = 2 \cdot H = \frac{J \cdot \omega_0^2}{S_n} \quad (3.2)$$

Da der Läufer starr mit der Turbine verbunden ist, können die gesamten Trägheitskonstanten von Läufer, Welle und Turbine auf den Rotor bezogen werden. In der Literatur [JM06] finden sich für die normierte Trägheitskonstante H von Generator und Turbine folgende Werte:

$$H_{gen} \approx 2...9$$

$$H_{turb} \approx 2...6$$

Es ist wichtig die Trägheit des Maschinensatzes nicht zu groß zu wählen, da ihr eine so wichtige Rolle für das dynamische Verhalten zukommt. Wird sie zu groß gewählt,

würde die Leistungsabgabe sehr stark geglättet werden, was nicht der Realität entsprechen würde. Deshalb wurde  $H_{ges} = H_{gen} + H_{turb} = 6 \text{ s}$  gewählt, woraus sich eine Anlaufzeitkonstante von  $T_a = 12 \text{ s}$  ergibt.

Elektrische Maschinen werden in Netomac mit einem eigenen Datensatz (## 5) beschrieben. Ein Auszug aus diesem Datensatz ist in Listing 3.2 abgebildet. In den Kommentarzeilen steht jeweils, um welche Größe es sich handelt. So lassen sich die Werte einfach verändern, wenn z.B. verbesserte Maschinendaten vorliegen sollten.

**Listing (3.2)** Generatordatensatz

```

S          #VUW      Ringgenerator
$
$          Sn          Un          Freq.
1          #VW_S      #VW_Ug      #VW_f
$
$          T_a          r_a          x_as
2          12          0.1          0.1

```

### 3.3.2 Maschinenregler

Jeder Maschine müssen in Netomac zwei Regler zugeordnet werden. Der erste ist ein Spannungsregler und der zweite ein Drehzahlregler. Mit dem Ersten wird die Erregerspannung festlegt; sein Aufbau wurde möglichst einfach gehalten (siehe Listing 3.3).

**Listing (3.3)** Spannungsregler

```

EXCITER      #VUW      N
URin         INPUT          21      #VUW
UphR         DE1          0.1    1.0
omg          INPUT          1          24
Ue=omg+(1-UphR)*5
$
          ENDE

```

An einer Generatorklemme wird die Spannung URin gemessen und geglättet (UphR). Anschließend wird die Abweichung vom Sollwert 1.0 p.u. verstärkt und der aktuellen Drehzahl des Rotors omg aufaddiert. Mit diesem Aufbau ergibt sich das Verhalten der Maschine, bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten, welches in Abbildung 3.5 zu sehen ist.

Man erkennt, dass abhängig von der Windgeschwindigkeit nahezu der gesamte Leistungsbereich der Maschine durchfahren wird und sich jeweils eine entsprechende Klemmenspannung einstellt (Abbildung 3.5). Durch das charakteristische Verhalten einer Synchronmaschine in Verbindung mit diesem Regler wird allerdings in gewissen Betriebspunkten ein zusätzlicher Blindstrom  $Q_{Gen}$  hervorgerufen. Auf die strukturelle

Einfachheit des Reglers wurde mehr Wert gelegt, als auf die generelle Vermeidung der Entstehung von Blindleistung.

Dass dieses Vorgehen keinen Nachteil bewirkt, kann wie folgt erklärt werden: Wenn sich die Maschine in ihrem Nennbetriebspunkt befindet, wird der Blindstrom zu Null (vgl. Abbildung 3.5). In allen anderen Betriebspunkten spielt er somit keine Rolle, da er nur als zusätzlicher Verlustposten auftritt. Betrachtet man die Generatorscheinleistung  $S_{Gen}$  so wird klar, dass der Umrichter damit in keinem Fall überlastet wird, weil der Generator maximal seine Nennscheinleistung abgibt.

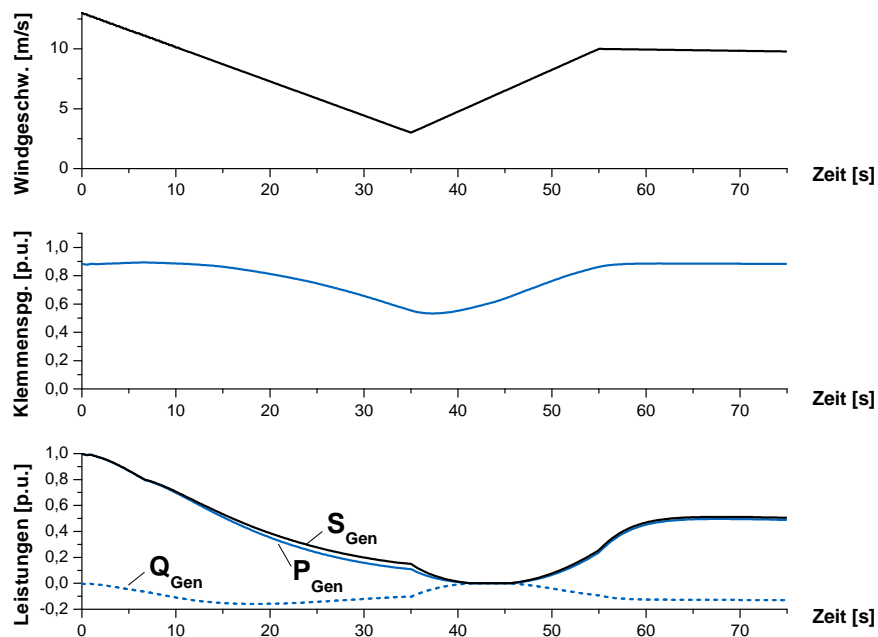


Abbildung (3.5) Spannungsregler des Generators

Der zweite Maschinenregler ist ein Drehzahlregler, dessen Ausgangsgröße das mechanische Moment an der Welle beschreibt. Er wird in Netomac als solcher bezeichnet, hier aber soll er zukünftig Turbinenmoment-Regler genannt werden, um Verwechslungen mit dem Solldrehzahlregler (nachfolgendes Kapitel 3.4) zu vermeiden. Da das mechanische Moment hier aber nicht von einer Dampfturbine erzeugt wird, wo sich das Moment einfach durch das Steuern eines Dampfventils einstellen lässt, sondern von einer Windturbine deren Betriebspunkt sich ständig ändert, wird die Beschreibung des Turbinenmoment-Reglers erst im Kapitel 3.5 zu finden sein.

### 3.4 Solldrehzahlregelung

Wie bereits bekannt, muss unterhalb der Generatornennleistung die Turbinendrehzahl ständig der Windgeschwindigkeit angepasst werden, um die maximale Leistungsausbeute zu erhalten. Ist die Windgeschwindigkeit hoch genug, gibt der Generator seine

Nennleistung ab und die Drehzahl muss konstant bleiben. Um dieses Verhalten zu erreichen, wurde der Solldrehzahl-Regler #VUW .o eingeführt. Für alle Betriebsfälle berechnet dieser Regler die optimale Drehzahl der Anlage. Er enthält darüber hinaus für hohe Windstärken eine Sturmsicherung.

Die Kenntnis der Solldrehzahl ist im Modell sehr wichtig, da mehrere Funktionen darauf direkt aufbauen. Beispielsweise wird die Pitchregelung bei Überschreitung der Solldrehzahl aktiv und auch die Regelung des Umrichters hängt direkt von der Drehzahl und der Solldrehzahl des Generators ab.

Der Grundaufbau des Reglers soll nun anhand eines Code-Abschnitts (Listing 3.4) erklärt werden.

**Listing (3.4)** Solldrehzahlregler (Code-Ausschnitt)

```

v_w          INPUT          v_w          1
AUSWERT      #VUW .w
$
init=v_w
x0    v_w    LOOP          1000          v_w_g1
x1          PROP          0.1
v_w_g1      INT    <>1          init
$
IF (v_w_g1.LT.#VW_vws) THEN          !Bereich 1
omgopt=0.5
$
ELSEIF (v_w_g1.LE.#VW_wm) THEN          !Bereich 2
.
.          !Bereich 3-4
ENDIF

```

Die aktuelle Windgeschwindigkeit aus dem Regler #VUW .w wird in die Rechennummer v\_w geschrieben. In den nachfolgenden vier Codezeilen, beginnend mit der Anweisung init=v\_w, wird einzig und allein die Rechennummer v\_w\_g1 belegt. In ihr wird die mittlere Windgeschwindigkeit festgehalten. Das programmiertechnische Vorgehen in diesen Zeilen ist im Modell häufiger zu finden. Es handelt sich hierbei um einen Integrator mit Rückkopplung, durch den ein PT1-Übertragungsverhalten nachgebildet wird. Der Grund für dieses Vorgehen ist im Anhang auf Seite 68 nachzulesen.

Anhand der geglätteten, mittleren Windgeschwindigkeit können dann die entsprechende Bereiche eins bis vier auf der Drehzahlkennlinie ausgewählt werden. Dies wird in Listing 3.4 durch die IF-Anweisung deutlich gemacht. Entsprechend der Leistungskennlinie einer Anlage (vgl. Abbildung 2.10) lässt sich nämlich auch die gewünschte Rotordrehzahl in vier Bereiche einteilen. In Abbildung 3.6 sind diese vier Bereiche über der Windgeschwindigkeit dargestellt, so wie sie im Modell implementiert wurden und wie sie an einer realen Anlage auftreten.

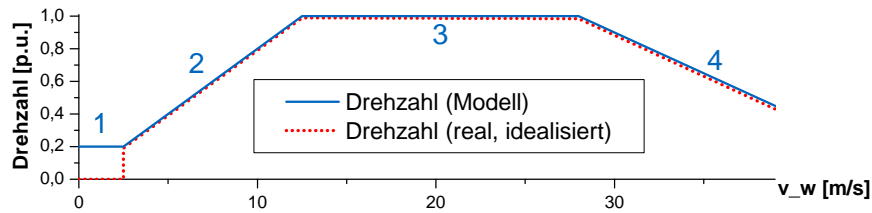


Abbildung (3.6) Solldrehzahl der Turbine

- **Bereich 1:**

In diesem Bereich liegt die mittlere Windgeschwindigkeit unter der Einschaltgeschwindigkeit - die Anlage ist nicht in Betrieb, aber der Rotor darf mit 0,2 *p.u.* trudeln. Wenn die Windstärke steigt, kann der Turbine dann nahezu sofort Leistung entzogen werden, weil sich der Rotor bereits mit der optimalen Drehzahl dreht und nicht erst aus dem Stillstand anlaufen muss.

Eine reale Anlage muss natürlich aus dem Stillstand hochfahren, allerdings wurde dieser Vorgang, der durch Windmessungen und Ausrichten der Turbine in Windrichtung mehrere Minuten dauert, nicht implementiert.

- **Bereich 2:**

Im zweiten Bereich muss für eine maximale Leistungsabgabe die Drehzahl der Turbine immer der Windgeschwindigkeit angepasst werden. Man wird im nächsten Abschnitt erfahren, dass im Modell eine  $c_p - \lambda$ -Kurve implementiert ist. Deren Maximum ist bekannt und deshalb lässt sich mit der Formel 2.1 aus dem Grundlagenkapitel die optimale Winkelgeschwindigkeit berechnen:

$$\lambda_{max} = (r_{rot} \cdot \omega_{opt}) / v_w \quad \Leftrightarrow \quad \omega_{opt} = (\lambda_{max} \cdot v_w) / r_{rot} \quad (3.3)$$

Diese Berechnung wird dann von dem Code in Listing 3.5 ausgeführt, wobei  $\omega_{opt}$  zusätzlich durch die Nennwinkelgeschwindigkeit dividiert wird. Somit wird im *p.u.*-System gerechnet, was auch im gesamten Modell nach Möglichkeit immer gemacht wird.

**Listing (3.5)** Optimale Drehzahl

```
omg_temp=(#VW_lbd * v_w) / (#VW_dr/2 * (#VW_nn/60) * 2*3.1415)
```

- **Bereich 3:**

Die Nennzahl des Generator ist ab einer gewissen Windgeschwindigkeit erreicht und muss ab jetzt konstant gehalten werden. Dazu wird einfach mit einem Begrenzer die Drehzahlvariable limitiert. Der Sollwert der Winkelgeschwindigkeit ist somit auf Werte zwischen 0 *p.u.* = Stillstand und 1 *p.u.* = Nennwinkelgeschwindigkeit eingeschränkt.

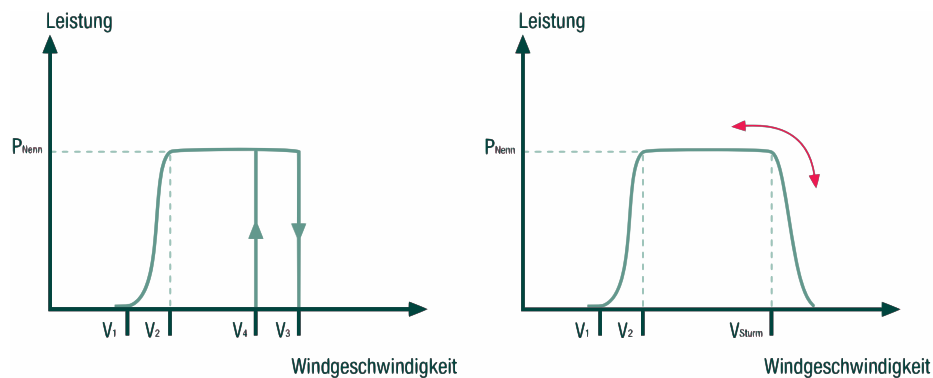
- **Bereich 4:**

Übersteigt die mittlere Windgeschwindigkeit einen gewissen Wert, der mit der Variable `#VW_wm` vom Benutzer eingegeben werden kann, so wird im Bereich 4 die Sturmregelung aktiv (vgl. Sturmsicherung).

### Sturmsicherung

Die Sturmsicherung wurde bis vor ein paar Jahren so umgesetzt, dass sich ab einer bestimmten mittleren Windgeschwindigkeit die Anlage einfach komplett vom Netz trennte. Ein Wiederanfahren erfolgte dann erst wieder bei einer geringeren Windgeschwindigkeit. Da dieses hystereseartige Verhalten (siehe Abbildung 3.7) gerade bei böigem Wind deutlich messbare Ertragsausfälle hervorrief, ging man zu einer anderen Methode über [ENE].

Heutzutage schützt man die Anlage indem man den Pitchwinkel der Rotorblätter weiter erhöht. Dabei vermindert sich die Drehzahl und auch die Leistungsausbeute wird geringer. Allerdings entfallen die Wiederanfahrvorgänge und die Anlage kann beispielsweise sofort nach einer Böe wieder ihre Nennleistung abgeben (Abbildung 3.7).



**Abbildung (3.7)** Sturmsicherung, alte (links) und neue Umsetzung (rechts) [ENE]

Im Modell wird die Solldrehzahl bei aktiver Sturmsicherung durch eine windabhängige Geradengleichung beschrieben (Listing 3.6). Eine zusätzliche Begrenzung der Drehzahl ist nötig, um z.B. zu hohe oder negative Solldrehzahlwerte zu vermeiden. Sowohl die Steigung der Geradengleichung `#VW_Sss`, als auch die Parameter der Begrenzung konnten mangels Herstellerangaben nicht belegt werden und wurden auf sinnvolle Werte festgelegt.

#### Listing (3.6) Sturmsicherung

```
omg_temp=-#VW_Sss/#VW_wm*v_w+(#VW_Sss+1)
```

## 3.5 Aerodynamik

Setzt der Übertragungsnetzbetreiber kein oberes Limit für die Leistungseinspeisung fest, so bestimmt ausschließlich das Windangebot wie viel Leistung eine Anlage erzeugen kann. Da der Einfluss der Windgeschwindigkeit so entscheidend für die Leistungsabgabe einer Anlage ist, musste das Modell der Vollumrichter Anlage Winddaten als Eingangsgröße verarbeiten können. Dazu ist ein aerodynamisches Modell nötig, welches die physikalischen Prinzipien der Windenergiegewinnung umsetzt.

### 3.5.1 Erzeugung des Turbinenmoments

Im Kapitel 2.2 sind wichtige Zusammenhänge bezüglich der Windenergieumwandlung bereits erläutert worden. Mit diesem Wissen wurde die Modellbildung durchgeführt, wobei der Turbinenmoment-Regler entstanden ist.

Die Grundlage für das aerodynamische Modell bildet eine  $c_p - \lambda$ -Kurve. Von den Anlagenherstellern werden zwar  $c_p$ -Werte herausgegeben [ENE], jedoch nur in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit. Damit lassen sich aber keine dynamischen Untersuchungen anstellen und deshalb musste mithilfe einer Methode wie sie in der Literatur beschrieben ist, eine  $c_p - \lambda$ -Kurve erstellt werden. Dabei wird die Kurve durch eine analytische Funktion approximiert. Mit ihren sieben Koeffizienten ( $c_1 - c_6$  und  $x$ ) lässt sie sich dann an verschiedene Rotoren anpassen [JGS03] [Hei96]:

$$c_p = c_1 \cdot [c_2 - c_3 \cdot \beta - c_4 \cdot \beta^x - c_5] \cdot e^{c_6} \quad (3.4)$$

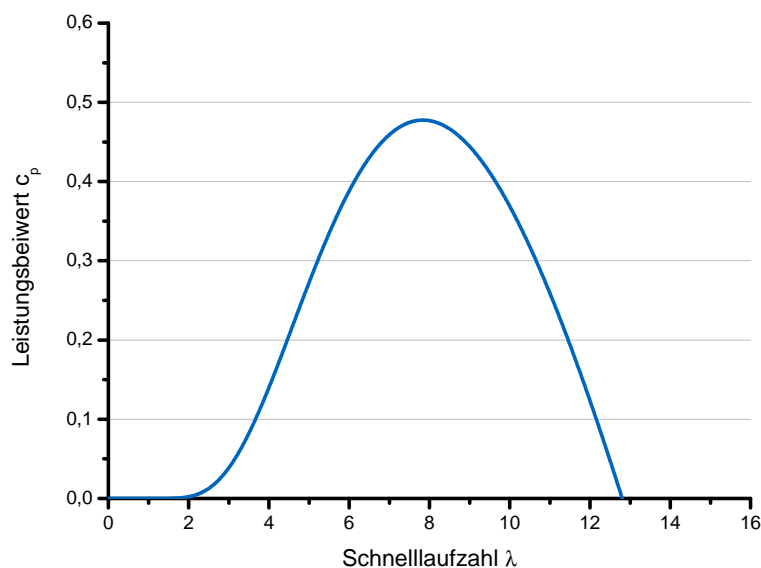


Abbildung (3.8)  $c_p - \lambda$ -Kurve des Modells

Die im Modell implementierte Funktion besitzt den in Abbildung 3.8 gezeigten Verlauf. Ausgehend von Werten aus der Literatur [Hei96] wurden die Koeffizienten  $c_1$  und  $c_6$  so



verändert, dass sich das Maximum der Kurve bei  $\lambda_{max} = 7,86$  und  $c_p(\lambda_{max}) = 0,477$  befindet. Dies hat folgende Gründe: Zum einen liegt für Dreiblattrotoren die optimale Auslegungs-Schnellaufzahl  $\lambda$  zwischen sieben und acht [Hau06] und andererseits erreicht der maximale  $c_p$ -Wert in der Realität Werte zwischen 0,45 und 0,5 [Mil04][ENE]. Mit den unveränderten Parameterwerten der ursprünglichen Kurve wurden die eben genannten Randbedingungen nicht erfüllt.

Wie sich Veränderungen des Pitchwinkels  $\beta$  auf die gezeigte Kurve auswirken, ist Abbildung 2.11 zu entnehmen. Der komplette Aufbau des Turbinenmoment-Reglers ist in Listing 3.7 abgebildet.

**Listing (3.7)** Berechnung des Turbinenmoments

```

DREHZ          #VUW      N
v_w            INPUT          v_w      1
AUSWERT        #VUW      .w
pitch          INPUT          pitch    1
AUSWERT        #VUW      .3
omega          INPUT          #VW_nf   24
$
$--- Berechnung ---$
lambda=omega*(#VW_dr/2)/v_w
lai=1/((1/(lambda+0.08*pitch))-0.035/(pitch^3+1))
$
c1 = 0.54
c2 = 116/lai
c3 = 0.4
c4 = 0
c5 = 5
c6 = -20.2/lai
x = 2
$
c_p=c1*(c2-(c3*pitch)-(c4*pitch^x)-c5)*exp(c6)
m_real=(c_p/lambda)*(#VW_dr/2)^3*3.1415*#VW_rho/2*v_w^2
m_aero=m_real/#VW_Mn
$
ENDE

```

Um das Drehmoment zu berechnen werden drei Eingangsgrößen benötigt (siehe Listing 3.7): Die Windgeschwindigkeit  $v_w$ , der Pitchwinkel  $pitch$  und die Rotorwinkelgeschwindigkeit  $omega$ . Damit und mit dem Rotordurchmesser  $\#VW\_dr$  wird zunächst die Schnellaufzahl  $lambda$  errechnet, um in der nächsten Zeile die Hilfsgröße  $lai$  zu berechnen. Mit den gewählten Koeffizienten lässt sich dann direkt der  $c_p$ -Wert ausrechnen.

Weiter folgt die Berechnung des aerodynamischen Moments, mithilfe der Formel 2.6. Um das Moment  $m\_real$  zu normieren, muss der Wert schließlich noch durch das Nennmoment des Generators geteilt werden, da die Ausgangsgröße des Reglers im

p.u.-System vorliegen muss.

### 3.5.2 Pitchsystem

Übersteigt die Windgeschwindigkeit einen gewissen Wert, so muss der Generator vor Überlastung geschützt werden. Geschieht dies nicht, dann würde es zu einer Beschleunigung des Rotors kommen. Für diesen Betriebsfall ist die Pitchregelung gedacht. Sie reduziert die Turbinenleistung wieder im Mittel auf  $P_{turb} = 1,0 \text{ p.u.}$ , damit der Generator Nennleistung abgeben kann, ohne überlastet zu werden.

In der Realität weist das Pitchsystem gewisse Eigenschaften auf, wovon die wichtigsten bei der Modellierung berücksichtigt wurden. Dazu zählt zunächst einmal, dass die Rotorblätter aufgrund ihrer beträchtlichen Masse und der begrenzten Antriebsleistung der Pitchmotoren, nicht beliebig schnell gedreht werden können. Die Geschwindigkeit liegt in der Regel bei wenigen  $^{\circ}/s$  [Hau06],[Sch06],[JGS03]. Im Modell wurde die Verstellrate auf  $\pm 3^{\circ}/s$  voreingestellt. Zusätzlich kommt eine Totzeit der Regler, Sensoren und Aktoren hinzu, welche hier mit  $0,2 \text{ s}$  berücksichtigt wurde [Sch06]. Als weitere Einschränkung lassen sich die Rotorblätter nur in einem Winkel von  $0^{\circ} - 90^{\circ}$  drehen.

Unter Beachtung dieser Randbedingungen wurde das Pitchsystem entwickelt. Es besteht aus drei Komponenten: Einem Block, welcher für die Sollwertbildung zuständig ist #VUW .1, einem Regler für den Aktor #VUW .2 und dem Aktor #VUW .3 selbst (Abbildung 3.9). Da der Quellcode für die jeweiligen Regelungsstrukturen des Pitchsystems einen größeren Umfang aufweist, lässt er sich im Ganzen im Anhang nachsehen.

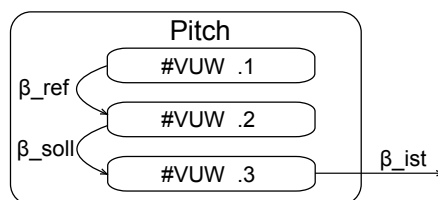


Abbildung (3.9) Pitchsystem, Übersicht

#### Sollwertbildung

Zunächst muss ermittelt werden, wie hoch der Pitchwinkel überhaupt sein sollte. Die Abbildung 3.10 zeigt den Signalflussplan des Sollwertbildners.

Aufbauend auf zwei Säulen wird der Sollwert gebildet. Einmal durch die Verstärkung der Drehzahlabweichung vom Drehzahlsollwert, der durch den Regler #VUW .0 bereitgestellt wird [JGS03]. Zum anderen dient der aktuelle Pitchwinkel als Eingangsgröße und wird in seinem zeitlichen Verlauf durch das PT1-Glied geglättet. Die beiden entstehenden Werte werden addiert und begrenzt, damit der Drehwinkel von  $0^{\circ} - 90^{\circ}$

nicht überschritten wird.

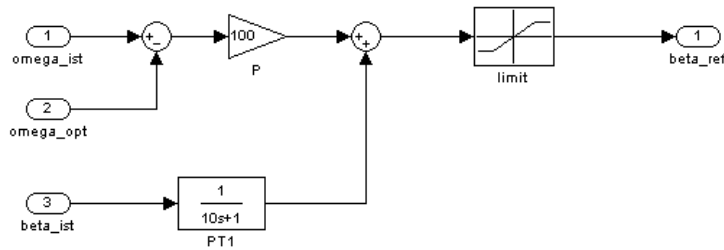


Abbildung (3.10) Pitchsystem, Sollwertbildung

An dieser Stelle wird auf folgendes Problem aufmerksam gemacht: Sollte eine Simulation mit einer hohen Windgeschwindigkeit gestartet werden, so würde wie schon beim Soll-drehzahlregler aufgrund der Einschwingzeit des PT1-Blocks der passende Pitchwinkel erst spät erreicht werden. Die Folge wäre eine unzulässige Drehzahlüberhöhung der Anlage. Also wurde wieder das PT1-Glied durch einen Integrator mit Rückkopplung ersetzt, um die Vorgabe eines Startwertes möglich zu machen. Der Pitchwinkel steigt aufgrund der vorgegebenen  $c_p - \lambda$ -Kurve nicht linear mit der Windgeschwindigkeit, weshalb ein passender analytischer Zusammenhang gesucht werden musste. Es wurde daher für die richtige Wahl eines Startwertes eine Ausgleichsrechnung durchgeführt, welche im nachfolgenden Abschnitt genauer beschrieben wird.

Um einen stationären Zustand zu erhalten, wurde dem Modell eine konstante Windgeschwindigkeit vorgegeben. Nach dem Abklingen von Einschwingvorgängen wurde der Pitchwinkel  $\beta$  in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit aufgenommen. Mit Gleichung 3.5 und den entsprechenden Koeffizienten ließen sich die gemessenen Werte dann näherungsweise beschreiben (siehe auch Abbildung 3.11):

$$a = 124.44007$$

$$b = 0.38628$$

$$fit = a \cdot \text{LOG}(b \cdot \text{LOG}(v_w)) \quad (3.5)$$

Liegt die Windgeschwindigkeit unterhalb des Bereichs, wo die Pitchregelung aktiv werden muss, dann beträgt der Startwert für den Pitchwinkel im Modell  $0^\circ$ . Durch den Sollwertbildner wird schließlich die Größe  $\beta_{ref}$  bereitgestellt, die wiederum als Eingangsgröße für den Pitchregler #VUW .2 dient.

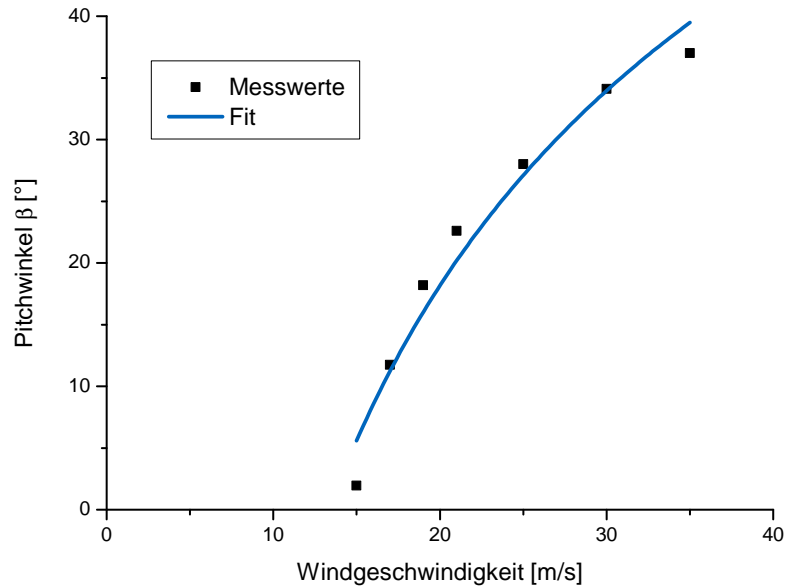


Abbildung (3.11) Startwert des Pitchesollwerts

### Pitchregler

Sein Verhalten wird durch das Blockschaltbild in Abbildung 3.12 beschrieben. Im Wesentlichen ist es ein konventioneller PI-Regler mit nachgeschaltetem Begrenzer, wie man in der linken Hälfte von Abbildung 3.12 erkennen kann. Der I-Anteil wird benötigt, damit ein stationärer Endwert ohne bleibende Regelabweichung erreicht werden kann. Auf einen D-Anteil wurde verzichtet, weil die verhältnismäßig langsame Reaktion des Aktors die schnelle Wirkung des Differenzierglieds aufheben würde.

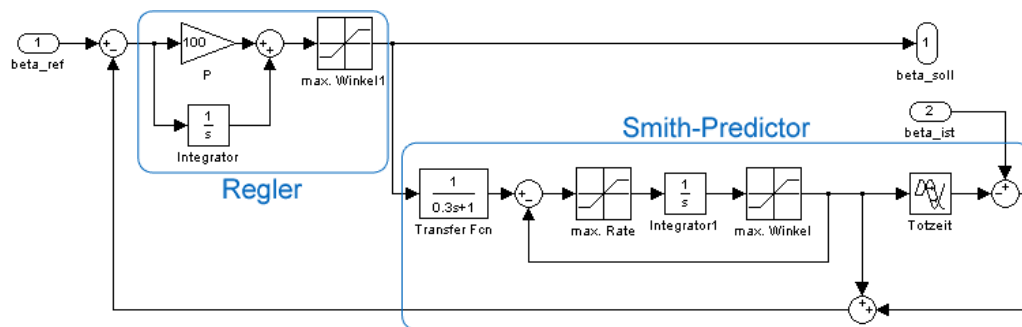


Abbildung (3.12) Pitchsystem, Regler

Der PI-Regler wurde zusätzlich um einen sogenannten Smith-Predictor erweitert. Dabei handelt es sich um eine prädiktive Regelung für totzeitbehaftete Strecken. Mit dem Smith-Predictor lässt sich die Totzeit der Strecke kompensieren, was eine schnellere Reaktionsfähigkeit des Systems zur Folge hat. Dazu wird die Übertragungsfunktion der Strecke, in unserem Fall des Pitch-Aktors, in den Regelungsprozess mit eingebunden [Sch09]. Sie ist hier bekannt, da das Blockschaltbild des Aktors ebenso entwickelt werden musste, wie das des restlichen Pitchsystems. Man teilt nun die Strecke in einen

totzeitbehafteten Teil und einen totzeitlosen Teil auf und verschaltet die Blöcke so wie in Abbildung 3.12. Zum Vergleich sehe man sich das Blockschaltbild des Aktors an (Abbildung 3.13).

### Pitch-Aktor

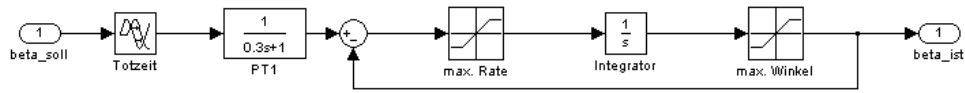


Abbildung (3.13) Pitchsystem, Aktor

Der Pitch-Aktor (Abbildung 3.13) enthält eine Totzeit von  $0,2\text{ s}$  und ein PT1-Glied mit  $T_{PT1} = 0,3\text{ s}$ , wodurch Verzögerungseffekte der Elektromechanik abgebildet werden sollen [Sch06]. Weiter rechts findet sich wieder ein Integrator mit Rückführung, was ein PT1-Glied-Äquivalent darstellt und das Verhalten des Pitch-Motors vereinfacht abbildet. Den eingangs erwähnten Randbedingungen, der begrenzten Pitchrate und des endlichen Pitchwinkels, wird durch die beiden Begrenzer vor und nach dem Integrator Rechnung getragen.

## 3.6 Weitere notwendige Regler

Bis jetzt wurden mehrere Regler in ihrem Aufbau und ihrer Funktion beschrieben. Einige andere Regler des Modells sind für dessen Funktion aber genauso wichtig und sollen im Folgenden erläutert werden.

### 3.6.1 Windgeschwindigkeit

Es wurde bisher nur ansatzweise erwähnt, wie die Winddaten in das Modell eingebracht werden. Von Messung auf Offshoreplattformen des Projekts FINO stehen am Fachgebiet EEN mehrere Windprofile zur Verfügung. Diese Daten liegen als Sekundenmesswerte vor.

Eingebettet in den Regler #VUW .w werden die Wertepaare Zeit [s] und Windstärke [m/s] in das Modell implementiert (Listing 3.8).

Listing (3.8) Winddatenregler

```

AUSWERT      #VUW  .w N
time         TIME

v_w         time  FUNKTION
              0   1   2   3   4   5   6   7
              10.21 10.11 10.21 8.86 6.63 9.53 12.05 12.53 +
              8   9   10  11  12  13  14  15

```

```

12.34 12.24 11.56 9.05  9.05  8.47  6.63 6.53      +
16    17    18    19    20    21    22  23
7.11  7.99  7.6   7.5   6.44  7.21  10.0211.47
                ENDE

```

In der Rechennummer `time` steht die aktuelle Simulationszeit in Sekunden und diese wird auf den `FUNKTIONs`-Block gegeben. Netomac interpoliert die Stützpunkte des `FUNKTIONs`-Blocks linear und so steht die aktuelle Windgeschwindigkeit in jedem Zeitschritt in der Rechennummer `v_w`. Im Codebeispiel geht die Simulationszeit bis Sekunde 23, aber die vorliegenden Winddaten erstrecken sich über einige Minuten.

Dort wo im Modell dann die Windgeschwindigkeit benötigt wird, kann diese aus dem Regler `#VUW .w` abgerufen und verwendet werden.

### 3.6.2 Leistungsschalter Block B

Im Unterkapitel „Lastflussmodell“ wurde beschrieben, wieso für die Lastflussrechnung ein Slack-Bus nötig ist und wieso er abgeschaltet werden muss. Diese Schalthandlung am Zweig `#VUW .b` kann durch einen Netomac-Block ausgelöst werden. Er wurde wiederum in einen eigenen Regler eingefügt, um zu einem übersichtlichen Codeaufbau beizutragen. Der gesamte Regler `#VUW .k` hat besteht aus dem Code, welcher in Listing 3.9 gezeigt ist.

**Listing (3.9)** Leistungsschalter

```

AUSWERT      #VUW .k N
zeit         TIME
$
IF (zeit.GE.0.01) THEN
    break=1
ELSE
    break=0
ENDIF
$
Lschalt      CON-SWIT
             #VUW .b break
             #VUW .b break
             #VUW .b break
$
                ENDE

```

Nach einer Zeit von 0,01 s wird die Variable `break` auf 1 gesetzt. Denn nach der Lastflussrechnung werden von Netomac die Berechnung des Dynamik-Teils durchgeführt und die Simulationszeit beginnt von 0,0 s an zu steigen. Nach wenigen Zeitschritten wird dann, ausgelöst durch die Variable `break`, durch den Block `CON-SWIT` der Zweig `#VUW .b` unterbrochen. Um alle drei Phasen des Slacks abzutrennen, muss die Anweisung „`#VUW .b break`“ dreimal verwendet werden.

### 3.6.3 Gleich- & Wechselrichter

Der Umrichter setzt sich aus zwei Zweigen zusammen, davon steht einer für den Gleichrichter (#VUW .s) und der andere für eine Nachbildung des Wechselrichters (#VUW .q). Diese beiden Zweige wurden als „V-Zeile“ eingebaut, was bedeutet, dass Werte für Wirk- und Blindleistung genau eingestellt werden können.

Will man für dynamische Simulationen die Wirk- und Blindleistungseinspeisung verändern, so steht dafür in Netomac ein sogenannter VAR-P/Q-Regler zur Verfügung. Mit ihm lassen sich die im Lastflussmodell angegebenen Parameter durch einen veränderlichen, multiplikativen Faktor steuern.

Durch die Umsetzung des Umrichters als eine gesteuerte Quelle und eine gesteuerte Last existieren dann vier Größen, welche berechnet werden müssen. Es handelt sich jeweils um einen Wirk- und einen Blindleistungswert für den Gleichrichter und den Wechselrichter. Diese Größen werden im Folgenden als  $P_{in}$ ,  $Q_{in}$ ,  $P_{out}$  und  $Q_{out}$  bezeichnet. Da einige Zusammenhänge und Bedingungen bei der Berechnung der Variablen beachtet werden müssen, findet deren Wertebelegung im Hauptregler #VUW .c statt (Kapitel 3.7).

Alle vier Variablen werden im Hauptregler normiert berechnet und den VAR-P/Q-Reglern zur Verfügung gestellt (vgl. Abbildung 3.14). Diese glätten den zeitlichen Verlauf der Variablen, wodurch das Tiefpassverhalten des Zwischenkreiskondensators nachgebildet werden soll. Außerdem soll sich der Umrichter beispielsweise nicht von einem auf den anderen Simulationszeitschritt abschalten lassen, was auch durch das Verzögerungsglied sichergestellt wird. Anschließend werden die Variablen mit der Anlagenscheinleistung multipliziert. So entsteht ein unnormierter Leistungswert in  $MW/Mvar$ , welcher dann vom entsprechenden Zweig abgegeben bzw. aufgenommen wird. Die Leistungsflussrichtung im Lastflussmodell wird in Abbildung 3.14 durch die blauen Pfeile symbolisiert.

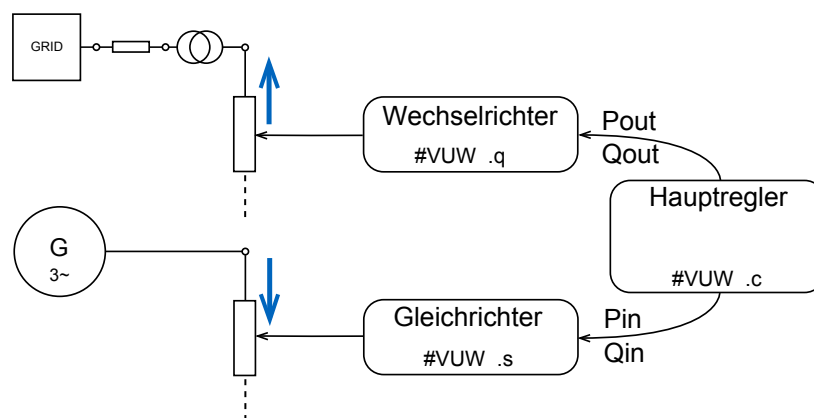


Abbildung (3.14) Umrichterschema

Mit dem bisher beschriebenen Aufbau des Umrichters zeigte sich bei Simulationsbeginn

ein unerwünschtes Verhalten. Und zwar stellte sich erst nach kurzer Zeit die richtige Wirk- und Blindleistungseinspeisung ein. Dies hat folgenden Grund:

Die Lastflussrechnung wird vom Programm immer mit den gleichen Werten durchgeführt. So speist die Anlage während der Berechnung des Lastflusses 1 MW/Mvar Wirk- und Blindleistung ins Netz ein. Im anschließenden Dynamik-Teil aber, muss die Anlage davon teilweise sehr stark abweichende Leistungswerte abgeben. So kommt es zu einem Einschwingvorgang, dessen zeitliche Länge durch die Zeitkonstanten des Generators und des Umrichters bestimmt wird und während dem sich die Leistungen auf den Sollwert einstellen. Dies wiederum führt zu einer sehr kleinen Spannungs- und Frequenzschwankung am angeschlossenen Netz. Sollte aber ein ganzer Windpark mit vielen Modellen angeschlossen werden, so kann die Spannungs- und Frequenzabweichung so groß werden, dass die Schutzmechanismen ansprechen. Um dies zu verhindern wurde dem Wechselrichter eine Erweiterung hinzugefügt.

Mit ihr werden neue Leistungswerte berechnet, die genau den späteren Sollwerten entsprechen. Während der Dauer der Einschwingvorgänge, das ist bis 0,3 s der Fall, überschreiben die neuen die ursprünglichen Werte. Es kommt so zu keiner simulations-technisch messbaren Abweichung von Frequenz und Spannung im Windparknetz. Im Anhang ist der Quellcode für den Gleich- und den Wechselrichter abgebildet.

## 3.7 Hauptregelung

Weitere Funktionen wurden in einem gesonderten Regler untergebracht. Er ist der wichtigste und auch umfangreichste Regler des Modells. Durch ihn werden Schutzfunktionen der Anlage umgesetzt und viel entscheidender noch die Einhaltung der Netzanschlussregeln überwacht. Nach einer kurzen Einführung, die einen Überblick über diesen Regler schaffen soll, werden wieder die einzelnen Funktionen der Reihe nach erklärt.

### 3.7.1 Grundaufbau

Im vorherigen Unterkapitel hat man erfahren, dass der Hauptregler #VUW .c ausrechnet, welche Leistung dem Generator entnommen wird und dementsprechend ins Netz eingespeist wird. In diesem Regler werden die Variablen Pin, Qin, Pout und Qout im p.u.-System berechnet und anschließend dem Umrichter als Sollwerte übergeben. Hinzu kommt noch die Steuerung des Hauptleistungsschalters #VUW .a der Anlage.

In der Tabelle 3.2 sind die einzelnen Funktionsbereiche in der Reihenfolge abgebildet, wie sie auch im Regler zu finden sind. Daneben ist jeweils vermerkt, welche der vier Variablen (Pin, Qin, Pout und Qout) erstellt bzw. geändert wird. Alle Funktionsbereiche werden in den nachfolgenden Unterkapiteln erläutert.



Tabelle (3.2) Funktionsübersicht des Hauptreglers

Nr.	Funktion	Kurzbeschreibung	Erstellen/ ändern von
I	<b>Eingangsgrößen</b>	Beschaffung notwendiger Größen aus Netz, Generator und anderen Reglern	-
II	<b>Variablenzuweisung</b>	Unterscheidung zwischen on- und offshoreseitigen Netzanschlussregeln	-
III	<b>Vorabrechnungen</b>	Berechnung wichtiger, temporärer Rechengrößen	Qin
IV	<b>Frequenzregelung</b>	Frequenzabhängige Leistungseinspeisung	Pin
V	<b>Spannungsregelung</b>	Einstellen des Wirkfaktors und Stützung der Spannung im Fehlerfall	Qout
VI	<b>Abtrennen der Anlage</b>	Überwachung der Netzgrößen Spannung und Frequenz	-
VII	<b>Leistungsschalter</b>	Trennt die Anlage unter bestimmten Bedingungen vom Netz	-
VIII	<b>Wirkleistungsabgabe</b>	Berechnung der Wirkleistungsabgabe	Pout
IX	<b>Wiederanfahrvorgang</b>	Nach Netztrennung wird Leistung mit einem gewissen Gradienten erhöht	Pin, Qin, Pout, Qout
X	<b>Transformator-kompensation</b>	Kompensation des Blindleistungsbezugs des Transformators	Qout
XI	<b>Leistungsbilanz</b>	Überprüfung der Energieerhaltung	Pout, Qout
XII	<b>Weitere Betriebsfälle</b>	Leistungssteuerung unter bestimmten Voraussetzungen	Pin, Qin, Pout, Qout

### 3.7.2 Eingangsgrößen (I) und Variablenzuweisung (II)

Über den Code-Abschnitt der Eingangsgrößen lässt sich nur sagen, dass dort benötigte Werte in entsprechende Rechennummern geschrieben werden. Zum Beispiel werden Windgeschwindigkeit, (Soll-)Drehzahl, momentane Generatorleistung, Netzspannung und die Abweichung von der Netzfrequenz erfasst.

Es schließt sich die Variablenzuweisung für die Netzanschlussregeln an. Das Modell sollte sowohl mit den on- als auch mit den offshoreseitigen Netzanschlussregeln betreibbar sein. Da sich beide aber in einigen Parameterwerten unterscheiden, musste dies gesondert berücksichtigt werden. Dazu werden im Datei-Kopf des Modells sämtliche benötigten Variablen belegt. Später im Hauptregler werden diese Variablen je nach Wahl der Anschlussregeln entsprechenden Rechennummern zugewiesen, mit denen dann auch weiter gerechnet wird. Dazu sehe man sich Listing 3.10 als Beispiel an.

**Listing (3.10)** Variablenzuweisung Netzanschlussregeln

```

IF(#gcode.EQ.'off') THEN      !Offshore-NAR
$
fgc_h=#foffh
fgc_l=#foffl
.                               !weitere Zuweisungen
.
ELSE                            !Onshore-NAR
$
fgc_h=#fonh
fgc_l=#fonl
.
.
ENDIF

```

## 3.7.3 Vorabrechnungen (III)

Bevor die Leistungen berechnet werden, müssen noch einige kurze Berechnungen angestellt werden. Diese sind in Listing 3.11 abgebildet.

**Listing (3.11)** Vorabrechnungen

```

v_wgl  v_w    DE1      10    1.0                !Windgeschwindigkeit
$
f_ist=#VW_f+dFrq*1E-3                !Frequenz
$
d_omg=omega-omgopt
Pin_tmp=omega^3+d_omg/#VW_PG
Pin_ref      LIM      0    1.0  0                !Leistungsberechnung
$
Imax=Uknt*#VW_PF                      !Max. Halbleiterstrom..
IF ((Pin_ref.GT.Imax).AND.(#VW_Sb.GT.0)) THEN !..nicht überschreiten
Pin_ref=Imax
ENDIF
$
Qin=0.0

```

In `v_wgl` wird eine zeitlich geglättete Windgeschwindigkeit geschrieben. Sie wird später z.B. für den Ausschaltvorgang benötigt, denn sollte die Windgeschwindigkeit zu klein werden, schaltet sich die Anlage aus.

Mit der Rechennummer `f_ist` steht für alle weiteren Rechnungen die aktuelle Netzfrequenz zur Verfügung. Sie berechnet sich aus der Nennfrequenz `#VW_f`, im Normalfall  $50\text{ Hz}$ , addiert mit der Frequenzabweichung, welche zuvor bei den Eingangsgrößen in die Rechennummer `dFrq` übertragen wurde und von Netomac in der Einheit  $m\text{Hz}$  geliefert wird.

Es schließt sich nun eine äußerst wichtige Berechnung an: Erstmals wird festgelegt, wie viel Leistung dem Generator durch den Umrichter entzogen wird. Dieser Leistungsbetrag

bestimmt wie hoch das elektrische Gegenmoment des Generators ist. Somit kann auf diese Art und Weise die Drehzahl des Generators gesteuert werden (vgl. Abbildung 3.4).

Durch den Solldrehzahlregler wird festgelegt, dass unterhalb der Nennleistung die Drehzahl zur Windgeschwindigkeit proportional ist. Da die Wind-Leistung mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit steigt, gilt darum nun weiter, dass die Generatorleistung mit der dritten Potenz der Drehzahl steigen muss. An dieser Stelle zeigt sich nun ein Vorteil, wenn alle Berechnungen im p.u.-System durchgeführt werden; es sind für die Berechnung keine zusätzlichen Umrechnungsfaktoren nötig:

$$P_{Gen} [p.u.] = \omega^3 [p.u.] \quad (3.6)$$

Um das dynamische Verhalten zu verbessern, wird dem Generator bei einem Drehzahlüberschuss etwas mehr Leistung und bei zu geringer Drehzahl entsprechend weniger Leistung entzogen (Rechennummer `d_omg`). So kann ein veränderter Drehzahlsollwert schneller angefahren werden, was eine höhere Leistungsausbeute zur Folge hat (vgl. Kapitel 3.4).

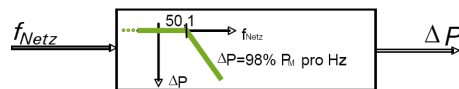
Mit der Variable `#VW_PG` steht dann eine einfache und effiziente Möglichkeit zur Verfügung die Dynamik des Anlage zu verändern, wenn diesbezüglich genaue Herstellerdaten vorliegen sollten. Durch `#VW_PG` wird die Drehzahlabweichung vom Sollwert gewichtet in die Leistungsberechnung miteinbezogen. Im Modell ist `#VW_PG=1` voreingestellt. Ein höherer Wert würde ein sehr stark geglättete Leistungseinspeisung zur Folge haben, da die Leistung den gleichen glatten zeitlichen Verlauf wie die Drehzahl annehmen würde. Umgekehrt erhöht ein kleiner Wert von `#VW_PG` die Dynamik und gleichzeitig die auftretenden Leistungsgradienten.

Zum Schluss wird durch den Begrenzer LIM festgelegt, dass der Umrichter im Nennbetrieb maximal 1.0 p.u. der Generatornennleistung beziehen darf. Damit wird sichergestellt, dass der Umrichter nicht überlastet wird. Im Kurzschlussfall wird dies durch die nachfolgende IF-Bedingung erreicht, mit der die Leistungsabgabe gesenkt wird, um die Halbleiter vor zu großen Strömen zu schützen.

In der letzten Zeile von Listing 3.11 wird dem Umrichter vorgegeben keine Blindleistung aus dem Generator zu entnehmen, da andernfalls nur erhöhte Verluste auftreten würden. Nur der Wirkleistungseintrag in den Umrichter `Pin_ref` wird für nachfolgende Berechnungen weiter verwendet.

## 3.7.4 Frequenzregelung (IV)

In einem Energieübertragungsnetz besteht ein Zusammenhang zwischen der Netzfrequenz und dem Leistungsgleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch [Wag09a]. Wird durch die Kraftwerke mehr Strom produziert, als verbraucht wird, dann kommt es zu einem Anstieg der Netzfrequenz. Um einer weiteren Frequenzerhöhung entgegen zu wirken müssen Windenergieanlagen ihre Wirkleistungsabgabe absenken (siehe Abbildung 3.15). Sinkt die Frequenz wieder, so muss die Leistungsabgabe konstant gehalten werden und erst bei Rückkehr auf einen noch kleineren Wert (z.B. 50,05 Hz) darf die Wirkleistung langsam wieder erhöht werden.



$$\Delta P = 49 P_M \frac{50,1 \text{ Hz} - f_{\text{Netz}}}{50 \text{ Hz}} \quad \text{bei } 50,1 \text{ Hz} \leq f_{\text{Netz}} \leq 51,1 \text{ Hz}$$

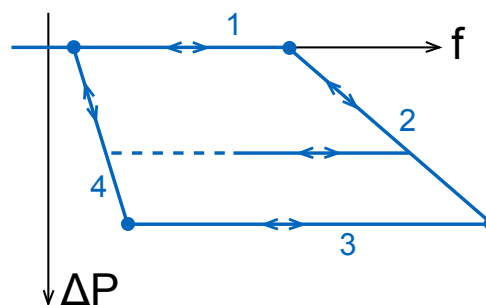
$P_M$  Momentane verfügbare

$\Delta P$  Leistungsreduktion

$f_{\text{Netz}}$  Netzfrequenz

**Abbildung (3.15)** Frequenzregelung, Netzanschlussregeln offshore [tra09a]

Die genaue Entwicklung der Regelung wurde anhand eines „Extremfalles“ vollzogen, welcher alle möglichen Szenarien beinhaltet: Man muss davon ausgehen, dass die Netzfrequenz über 50,1 Hz steigen kann, dann kurz darauf wieder ein klein wenig sinken kann, um danach auf einen noch größeren Wert anzusteigen. Anschließend soll die Frequenz wieder auf den Nennwert abfallen. Bei solch einem Vorgang wird eine unsymmetrische Hysterese durchlaufen, wie sie in Abbildung 3.16 zu sehen ist.



**Abbildung (3.16)** Frequenzregelung - Umsetzungsschema

Die einzelnen Zweige wurden nummeriert, so dass sie auch in der programmiertechnischen Umsetzung unterschieden werden können. Es müssen dann während der Simulation drei Bedingungen beachtet werden:

1. eine Anfangsbedingung, durch welche der Initial-Zweig festgelegt wird

2. eine Abfrage, ob unter dem momentanen Zustand des Netzes der aktuelle Zweig noch Gültigkeit besitzt
3. eine Bedingung, durch die der Übergang auf den nächsten Zweig gesichert ist, wenn ein entsprechendes Ereignis eintritt (z.B. Frequenzanstieg von  $50,0 \text{ Hz}$  auf  $50,2 \text{ Hz}$  bewirkt Übergang von Zweig 1 auf Zweig 2)

Zusätzlich muss gelten, dass alle Zweige auch in der entgegengesetzten Richtung durchlaufen werden können, damit der geschilderte Extremfall ebenfalls abgedeckt wird. Im Modell wird zunächst festgelegt, auf welchen Zweig man mit dem momentanen Frequenzverlauf gelangt. Anschließend wird abhängig vom aktuellen Zweig berechnet, wie viel Leistung  $P_{in}$  dem Generator entnommen wird.

Im ersten Zweig ist  $P_{in}$  gleich der vollen zur Verfügung stehenden Leistung  $P_{in\_ref}$  (vgl. Kapitel 3.7.3). Für den Zweig 2 wird die Leistung nach der Formel in Abbildung 3.15 abgesenkt und in Zweig 3 durch eine zusätzliche, temporäre Variable konstant gehalten. Zum Schluss in Zweig 4 wird mit einer frequenzabhängigen, allgemeinen Geradengleichung die Leistung auf ihr ursprüngliches Niveau angehoben. Der Quellcode dieser Regelung ist aufgrund seiner Länge nicht an dieser Stelle abgebildet und lässt sich stattdessen im Anhang nachsehen.

### 3.7.5 Spannungsregelung (V)

In Energieübertragungsnetzen gibt es einen weiteren Zusammenhang zwischen zwei Größen, der sich auf die Netzspannung und den Blindleistungshaushalt bezieht. Aufgrund des Reaktanzbelags in Leitungen, der im Verhältnis zum Widerstandsbelag höher ist, verursachen Blindströme einen größeren Spannungsabfall, als dies durch Wirkströme der Fall ist [Wag09a]. Kommt es beispielsweise durch einen Kurzschluss zum Absinken der Spannung, so kann diese durch eine erhöhte Blindstromeinspeisung wieder angehoben werden. Windenergieanlagen müssen sich deshalb entsprechend den Netzanschlussregeln auch an der Spannungshaltung beteiligen, indem sie einen zusätzlichen Blindstrom abgeben oder aufnehmen. Die genauen Forderungen eines Übertragungsnetzbetreibers (transpower) sind in Abbildung 3.17 zusammengefasst.

Im Normalbetrieb muss sich durch den Netzbetreiber an einer Windkraftanlage ein Wirkfaktor  $\cos(\varphi)$  vorgeben lassen, der innerhalb eines Spannungstotbandes von  $\pm 5\%$  gehalten wird. Bei einer größeren Abweichung der Netzspannung kommt die Spannungstützung zum Tragen (Abbildung 3.17). Sollte die Netzspannung danach wieder in das Totband zurückkehren, so muss für eine kurze Zeit (im Modell  $0,2 \text{ s}$ ) der letzte Wert der Blindleistung konstant gehalten werden. Erst danach darf wieder der Betriebspunkt mit dem vorgegebenen Wirkfaktor angefahren werden.

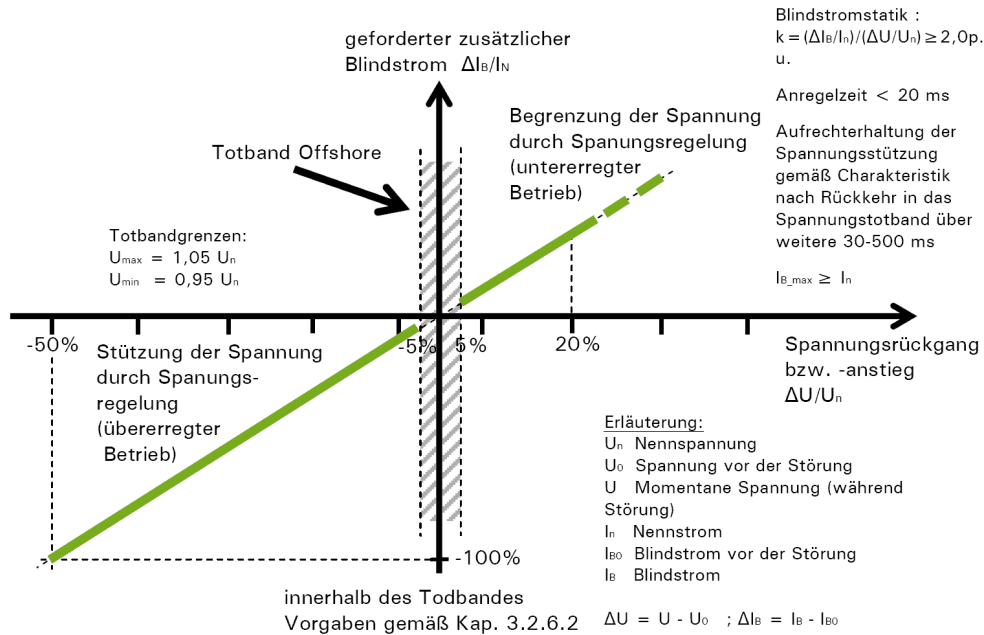


Abbildung (3.17) Spannungsregelung, Netzanschlussregeln offshore [tra09a]

Die Umsetzung der Spannungsregelung wurde ähnlich der Frequenzregelung durchgeführt. Den vorkommenden Spannungsbereichen wurden wieder nummerierte Zweige zugewiesen, wie in Abbildung 3.18 zu sehen ist. Dazu werden ebenfalls ähnliche Bedingungen wie in Kapitel 3.7.4 überprüft, die sich aber auf die Spannung beziehen. Zusätzlich muss auch der zeitabhängigen Blindleistungseinspeisung Rechnung getragen werden. Dies geschieht durch eine Speicherung des Zeitpunktes, an dem die Spannung wieder in das Totband zurückkehrt und einem Konstanthalten des entsprechenden Blindleistungswertes für bestimmte Zeit.

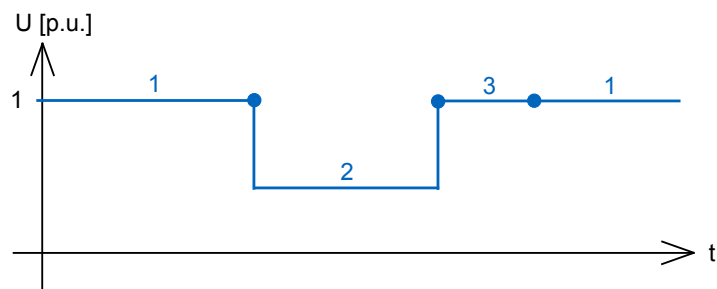


Abbildung (3.18) Spannungsregelung des Modells

In diesem Funktionsabschnitt wird die Variable  $q_{out}$  belegt. Ihre Berechnung hängt vom zuvor bestimmten Zweig ab, wobei drei Fälle unterschieden werden können:

- **1. Zweig:**

Hier wird genau die Menge an Blindleistung ins Netz eingespeist, die zum Erreichen des gewünschten Wirkfaktors  $\cos(\varphi)$  nötig ist. Im Modell bestimmt der Anwender mit welchem Wirkfaktor die Anlage die Leistung ins Netz speisen soll.

- **2. Zweig:**

Im Falle einer Spannungsabweichung welche größer ist als das Totband, wird die Spannungsregelung aktiv. Vergleichbar mit Abbildung 3.17 wird über eine Geradengleichung mit einstellbarer Steigung der erforderliche Blindleistungswert berechnet.

- **3. Zweig:**

Liegt der Spannungswert wieder im Totband, so wird im Modell der letzte Blindleistungswert für eine Zeit von 0,2 s beibehalten. Anschließend wird wieder in den ersten Zweig gewechselt.

Wegen der Länge des Quellcodes sei wieder auf den Anhang verwiesen, wo die programmiertechnische Umsetzung der Spannungsregelung vollständig nachgesehen werden kann.

### 3.7.6 Abtrennen der Anlage (VI)

Des weiteren könnte das Netz in einen Zustand geraten, bei dem es notwendig wird, dass sich die Anlage selbstständig vom Netz trennt. Es sind zwei Fälle zu unterscheiden: Einerseits könnte die Netzfrequenz Grenzwerte überschreiten und andererseits könnte die Netzspannung am Anschlusspunkt der Anlage bei Kurzschlüssen zu klein werden.

1. Trennen bei Frequenzabweichung

Der Übertragungsnetzbetreiber transpower GmbH fordert von den Anlagenbetreibern, dass sich eine Windenergieanlage vom Netz trennt, wenn folgende Fälle eintreten [tra09a]:

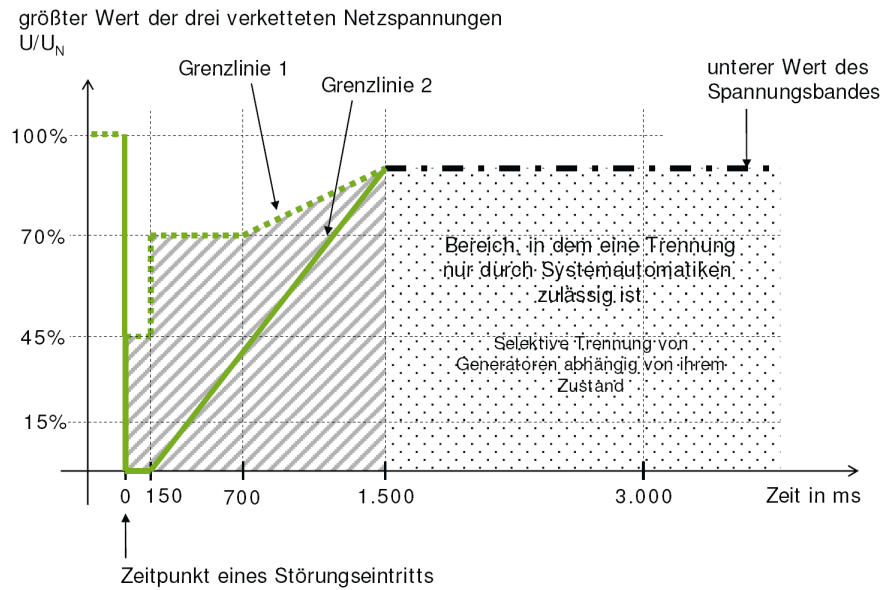
- Bei  $f_{Netz} \leq 47,5$  oder  $f_{Netz} \geq 51,5$  Hz Trennung vom Netz nach 10 s
- Bei  $f_{Netz} \leq 46,5$  oder  $f_{Netz} \geq 53,5$  Hz Trennung v. Netz nach 300 ms

2. Trennen bei Spannungseinbruch

Für das Durchfahren von Spannungseinbrüchen muss jede Anlage eine Zeit lang am Netz verbleiben, bevor sie sich abschaltet [tra09b]. Sollte sich die Netzspannung in Abbildung 3.19 am Anschlusspunkt unterhalb der Grenzlinie zwei befinden, so ist eine Netztrennung erlaubt.

Für die Umsetzung wurde angenommen, dass die Anlage jeden Spannungseinbruch durchfahren kann. Sie trennt sich deshalb erst nach 1,5 s, wenn die Spannung weiterhin unter 0,85 p.u. verbleiben sollte.

In den Netzanschlussregeln ist die Rede von einer schrittweisen Trennung der Generatoren, damit sich nicht alle Erzeugungseinheiten im selben Moment abtrennen. Dazu kann der Benutzer im Modell jeder Windenergieanlage eine Zeit #VW\_tbk angeben, die zusätzlich zu den 1,5 s vergehen muss, bis sich die Anlage abtrennt. So wird das gleichzeitige Abschalten aller Anlagen verhindert.



**Abbildung (3.19)** Trennen bei Spannungseinbruch, Netzanschlussregeln offshore [tra09a]

Die Zeitabhängigkeit der beschriebenen Funktionen machte es notwendig eine Art Stoppuhr zur Verfügung zu haben. Zwar besitzt Netomac diese Funktion in einem Regelungsblock, allerdings lässt sie sich nur einmal auslösen und ist damit unbrauchbar. Für das Modell wurde also eine eigene Stoppuhr programmiert, weil im Modell an mehreren Stellen Vorgänge zeitabhängig gesteuert werden müssen. Die Beschreibung der Stoppuhr ist im Anhang auf Seite 69 zu finden

### 3.7.7 Leistungsschalter (VII) und Wirkleistungsabgabe (VIII)

In beiden Fällen, die zur Netztrennung führen, wird zunächst eine Variable `break` belegt. Springt ihr Wert von null auf eins, so öffnet sich der Leistungsschalter `#VUW .a`. Zum Schließen des Schalters müssen nach seiner Öffnung erst 0,1 s vergehen (vgl. Abbildung A.2), damit er im Modell in bestimmten Situationen nicht mit jedem Zeitschritt auf und zu geht. Es bedarf zum Schließen einer weiteren Variable `close`, welche durch die Inverse von `break` gebildet wird. Der Quellcode in Listing 3.12 steuert dann den Leistungsschalter.

Wird der Leistungsschalter geöffnet, so wird im selben Zeitschritt der Umrichter gestoppt. Aus dem Generator wird dann keine elektrische Leistung mehr entnommen (siehe Kapitel 3.7.11).

**Listing (3.12)** Hauptleistungsschalter (Code)

```
Lschalt      CON-SWIT
             #VUW .a break close
             #VUW .a break close
             #VUW .a break close
```

Da bis hierhin die Variablen `Pin`, `Qin` und `Qout` belegt worden sind, kann jetzt noch auf einfache Art und Weise die letzte fehlende, `Pout`, berechnet werden (siehe Listing



3.13).

**Listing (3.13)** Wirkleistungsabgabe (Code)

```
Pout=Pin**VW_cos**VW_et
```

Sie berechnet sich aus der Leistung, die dem Generator entnommen wird, multipliziert mit dem Wirkfaktor  $\cos(\varphi)$  und dem Wirkungsgrad des Umrichters. Werte für den Wirkfaktor und den Wirkungsgrad lassen sich vom Benutzer im Macro einstellen.

### 3.7.8 Wiederanfahrvorgang (IX)

Nach einer Trennung der Anlage vom Netz, ausgelöst durch Spannungs- oder Frequenzabweichungen wie es in Kapitel 3.7.6 beschrieben ist, verlangt der Übertragungsnetzbetreiber, dass die Anlage nicht mit voller Leistung sofort wieder an das Netz geschaltet wird. Vielmehr ist ein Wiederanfahrvorgang einzuleiten, bei dem die Leistung mit einem maximalen Gradienten von  $P_{Nenn} * 0,1/min$  wieder erhöht werden darf [tra09b].

Im Modell wurde dieses Verhalten folgendermaßen umgesetzt: Die Inverse der Variable `break`, welche den Leistungsschalter steuert, dient als Triggersignal für eine Stoppuhr. Wird sie gestartet, steht in `cbrk` die Zeit seit Auslösung in Sekunden (siehe Listing 3.14).

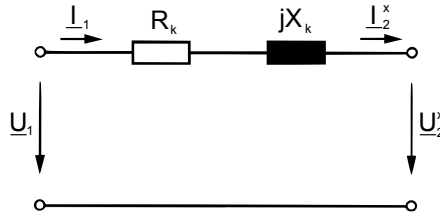
**Listing (3.14)** Wiederanfahren (Code)

```
brk1=cbrk/60*0.1
brk2  brk1  LIM      0.0  1  0
$
Pin=Pin*brk2
Qin=Qin*brk2
Pout=Pout*brk2
Qout=Qout*brk2
```

Mit der ersten Zeile wird die Steigerung und das obere Limit der Leistungen festgelegt. Durch die Multiplikation aller vier Leistungs-Variablen mit `brk2` wird die Leistungsabgabe der Anlage, abhängig von der vergangenen Zeit seit dem Schließen des Leistungsschalters, begrenzt. Durch dieses Vorgehen bleibt die Leistungsbilanz nach wie vor korrekt erhalten.

### 3.7.9 Transformatorkompensation (X)

An dieser Stelle sind nun alle Variablen belegt, die dem Umrichter die Leistungsbilanz vorgeben. Allerdings kommt es durch den Anlagentransformator zu einer Drehung des Spannungszeigers der gesteuerten Quelle. Das bedeutet, dass sich das Verhältnis der berechneten Leistungswerte `Pout` und `Qout` verändert und damit der gewünschte Wirkfaktor nicht eingestellt wird. Um die elektrische Wirkung des Transformators aufzuheben, ist eine Kompensation notwendig.



**Abbildung (3.20)** Transformator-Ersatzschaltbild bei Belastung mit Bemessungsstrom [Kin09]

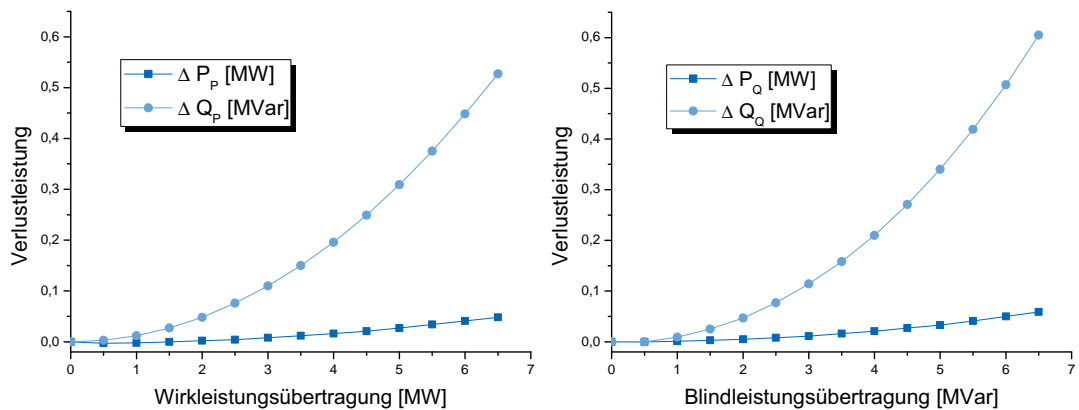
Für den Betrieb mit Bemessungsstrom gilt, dass das elektrische Verhalten des Transformators im Wesentlichen durch den ohmschen Widerstand  $R_k$  und seine Kurzschlussreaktanz  $X_k$  bestimmt wird (vgl. Abbildung 3.20). In der Realität lassen sich Werte für die beiden Elemente durch einen Kurzschlussversuch ermitteln. Der dazugehörigen jeweilige Spannungsabfall wird allgemein auf die Bemessungsspannung bezogen, womit man die sogenannte relative Kurzschlussspannung  $u_k$  erhält [Kin09]:

$$\underline{u}_k = u_r + ju_x \quad (3.7)$$

Mithilfe der relativen Kurzschlussspannung  $u_k$ , welche für das Netomac-Transformatormodell explizit angegeben werden muss, lassen sich dann die Blindleistungsverluste berechnen [DS05]:

$$Q_v = u_k \frac{P^2}{S_n} \quad (3.8)$$

Um den Zusammenhang in Gleichung 3.8 überprüfen zu können, wurde das Netomac-Transformatormodell in einem gesonderten Netzmodell einer Versuchsreihe unterzogen. Dazu wurde der Transformator zwischen ein starres Netz und einer gesteuerten Quelle eingebaut. Die Quelle speiste einmal nur Wirkleistung und ein anderes Mal nur Blindleistung über den Transformator ins Netz ein. Auftretende Transformatorverluste konnten dann durch Überprüfen der Leistungsbilanz festgestellt werden. Hierbei wurden die Werte, wie sie in Abbildung 3.21 zu sehen sind, gemessen.



**Abbildung (3.21)** Transformatorverluste, Reine Wirkleistungsübertragung (links) und reine Blindleistungsübertragung (rechts)

Es zeigt sich in Abbildung 3.21, dass auch die übertragene Blindleistung genauso einen Einfluss auf die Blindleistungsverluste des Transformators hat, wie die übertragene Wirkleistung. Aus diesem Grund wurde Gleichung 3.8 dementsprechend angepasst. Die Division durch  $S_n$  kann dabei entfallen, da im Modell im  $p.u.$ -System gerechnet wird, allerdings muss die Normierung auf den Transformator bezogen werden - denn im Modell sind die Größen auf den Generator bezogen. Weiter muss beachtet werden, dass in Gleichung 3.8 implizit angenommen wurde, dass  $u_r \ll u_x$  und damit ist  $u_k \approx u_x$ . Für das Modell kann diese Vereinfachung ebenfalls getroffen werden, da  $(u_k = 7,75) \approx (u_x = 7,71)$ , wie es bei entsprechenden Transformatoren dieser Spannungsebene der Fall ist [Kin09]. Es ergibt sich somit für eine normierte Berechnung folgender Zusammenhang:

$$Q_v = u_k \cdot S_{WEA}^2 \cdot \frac{S_{Gen}}{S_{Trafo}} \quad (3.9)$$

Im Modell wird schließlich einfach dem bisher berechneten Blindleistungswert ein zusätzlicher Wert, entsprechend der Gleichung 3.9 aufaddiert, um die Blindleistungsverluste zu decken. Der zugehörige Codeabschnitt ist in Listing 3.15 abgebildet. Die Wirkleistungsverluste wurden vernachlässigt, da sie gegenüber dem Absolutwert der übertragenen Leistung als sehr klein angesehen werden können (siehe Abbildung 3.21). Dass diese Art der passiven Kompensation funktioniert, wird in Kapitel 4 anhand einer Simulation gezeigt.

**Listing (3.15)** Transformatorkompensation (Code)

```
Qout=Qout + #VW_Tk/100 * (PG_ist*#VW_et)^2 * #VW_S/#VW_ST
```

### 3.7.10 Leistungsbilanz (XI)

Auf verschiedenen Wegen sind bis hier sämtliche Leistungen berechnet und verändert worden. Im Modell wäre es aber möglich, aufgrund der Aufteilung des Lastflussmodells in zwei Teile, eine von der Generatorleistung unabhängige Leistung in das Netz einzuspeisen. Dies muss durch eine Überprüfung der Leistungsbilanz verhindert werden.

**Listing (3.16)** Leistungsbilanz (Code)

```
Smax    PG_ist  DE1      0.01  1  !Aktuelle Generatorwirkleistung
Pxtmp=Smax^2-Qout^2
$
IF (Pxtmp.GE.0) THEN                                !Wenn Qout<Smax -> zusätzl. P-Einspeisung
$
  costmp=Pout^2+Qout^2 + 1E-8
  cosP=Pout/sqrt(costmp)                            !geforderter Wirkfaktor
  sintmp=acos(cosP)
  sinP=sin(sintmp)
$
Pout=Smax*cosP*#VW_et                               !Einspeisung mit gefordertem Wirkfaktor
Qout=Smax*sinP*#VW_et
```

```

$
ELSE                                     !Wenn nur Q eingespeist werden soll
$                                     !Kompensation der P-Verluste (Trafo)
    Pout=#VW_Tr/100*(Smax*#VW_et)^2 * #VW_S/#VW_ST
$
    Qytmp=(Smax*#VW_et)^2-Pout^2
    Qout=sqrt(Qytmp)*SIGN(Qout)
$
ENDIF

```

Bei der Überprüfung, wie in Listing 3.16 gezeigt, wird dem Blindleistungswert eine höhere Priorität als dem Wirkleistungswert zugestanden. So wird abhängig von der momentan zur Verfügung stehenden Wirkleistung des Generators  $S_{max}$  zunächst berechnet, wie viel Wirkleistung  $P_{xtmp}$  abzüglich der Blindleistung übrig bleibt.

Ist dieser Wert größer als Null, wird mit den bisher berechneten Größen  $P_{out}$  und  $Q_{out}$  der Soll-Wirkfaktor  $\cos P$  bestimmt werden. Mit ihm lassen sich dann Wirk- und Blindleistung auf Basis der momentanen Generatorleistung so anpassen, dass die Leistungsbilanz wieder erfüllt ist.

Aber wird ausschließlich Blindleistung gefordert, was z.B. im Kurzschlussfall passieren kann, so müssen die Wirkleistungsverluste des Transformators kompensiert werden. Andernfalls würde der Wirkleistungsbezug eines jeden Transformators der Spannungsregelung in gewissem Maße entgegen wirken. Um dies zu verhindern wird die Variable  $P_{out}$  entsprechend verändert. Analog der in Kapitel 3.7.9 berechneten Blindleistungsverluste, können die Wirkleistungsverluste über den relativen ohmschen Spannungsabfall  $u_r$  bestimmt werden. Die dann noch übrig bleibende Scheinleistung wird als Blindleistung abgegeben. Auf diese Art und Weise ist nun sichergestellt, dass in allen Betriebsfällen die Leistungsbilanz korrekt erfüllt ist.

### 3.7.11 Weitere Betriebsfälle (XII)

Ganz zum Schluss müssen die Leistungsflüsse auch unter zwei weiteren Bedingungen reguliert werden. Zum einen ist dies der Fall, wenn der Leistungsschalter ausgelöst wurde und zum anderen, wenn die Windgeschwindigkeit im Mittel unter der Einschaltgeschwindigkeit der Anlage liegen sollte. Falls einer dieser Fälle zutrifft, wird mit den Zuweisungen in Listing 3.17 die Leistungsabgabe zu Null.

**Listing (3.17)** Weitere Betriebsfälle (Code)

```

IF((close.NE.1).OR.(break.EQ.1)) THEN
    Pin=0
    Qin=0
    Pout=0
    Qout=0
ELSEIF (v_wgl.LT.#VW_vws) THEN
    Pin=0

```

```
Qin=0  
Pout=0  
Qout=0  
ENDIF
```

In beiden Fällen wird die von der Turbine erzeugte mechanische Leistung vom Generator nicht mehr in elektrische Leistung umgewandelt. Durch diese Leistungsdifferenz kommt es zu einer Beschleunigung des Rotors. Gleichzeitig wird aber mithilfe der Pitchregelung der Drehzahlanstieg begrenzt. In den Kapiteln 4.1.5 und 4.2 ist zu sehen, wie die Anlage auf eine gesteuerte Leistungsänderung reagiert.

# KAPITEL 4

---

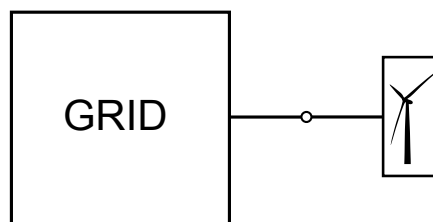
## Simulationen

---

Im Folgenden soll die Funktionsfähigkeit des Modells unter verschiedenen Betriebsbedingungen anhand von entsprechenden Simulationen demonstriert werden. Dazu wird das erstellte Modell im Verlauf dieses Kapitels an verschiedene Energieversorgungsnetze angeschlossen. Während einer Simulation wird dann der Zustand dieser Netze oder der Verlauf der Windgeschwindigkeit verändert.

Mithilfe dieser äußeren Einflüsse sollen zwei Aspekte überprüft werden: Zum einen ist es wichtig zu sehen, dass die physikalischen und technischen Zusammenhänge korrekt umgesetzt wurden und zum anderen, dass das Verhalten der Anlage den Netzanschlussregeln entspricht. Darüber hinaus sollen die nachfolgenden Simulationen das erfolgreiche Zusammenspiel der einzelnen Regler miteinander unter Beweis stellen.

### 4.1 Anschluss des Modells an ein starres Netz



**Abbildung (4.1)** Modell am starren Netz

Als erstes wurde das Windenergieanlagenmodell mit einem starren Netz verbunden, so wie es in Abbildung 4.1 schematisch gezeigt ist. In einem solchen Netz mit entsprechender Größe behalten Spannung und Netzfrequenz einen nahezu konstanten Wert bei, auch wenn die eingespeiste Leistung variiert. Deshalb eignet es sich gut für Simulationen, bei denen das Modell unterschiedlichen Windprofilen ausgesetzt wird. In der letzten Simulation am starren Netz wird davon abweichend ein Kurzschluss herbeigeführt, um den Wiederanfahrvorgang des Modells nach einer Trennung vom Netz zu zeigen.

### 4.1.1 Sprunganregung

In der Regelungstechnik ist es eine gängige Methode die Sprungantwort eines unbekanntes Systems zu messen, um Erkenntnisse über das Übertragungsverhalten zu erlangen. Aufgrund der Komplexität des Modellaufbaus, die keine analytische Beschreibung des Übertragungsverhaltens mehr zulässt, wurde hier deshalb zunächst die Sprungantwort des Modells simuliert.

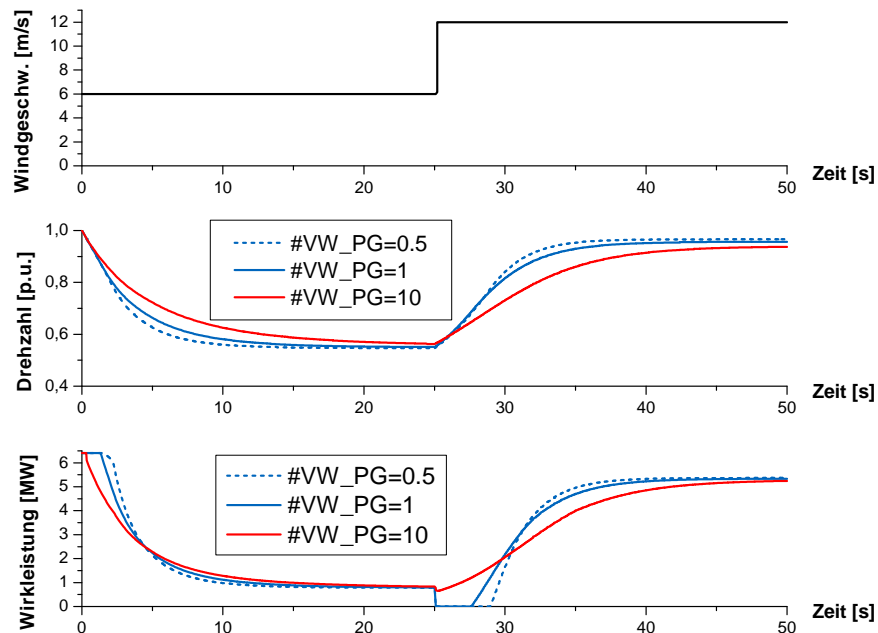


Abbildung (4.2) Sprungantwort des Modells

Dem Modell wurde vorgegeben, dass eine reine Wirkleistungseinspeisung geschehen und sich die Windgeschwindigkeit nach 25 Sekunden von  $6 \text{ m/s}$  auf  $12 \text{ m/s}$  verdoppeln sollte. Außerdem wurde die Variable  $\#VW\_PG$  für jede der drei Simulationen variiert. Sie bestimmt maßgeblich die Gradienten der Leistungsabgabe und beeinflusst damit die Dynamik der Rotordrehzahl (siehe Kapitel 3.7.3).

Wie in Abbildung 4.2 zu sehen ist, fällt die Drehzahl anfangs ab. Während der Lastflussrechnung dreht sich die Maschine nämlich immer mit Nenndrehzahl, denn Netomac geht von einer starr an das Netz gekoppelten Synchronmaschine aus. Aber erst im Anschluss daran, wenn der Slack-Bus vom Generator abgetrennt wurde (vgl. Kapitel 3.2), kann die Drehzahl den niedrigeren Sollwert annehmen. Mehrere Lösungsmöglichkeiten für dieses Problem konnten, aufgrund von Beschränkungen des Programms Netomac, nicht umgesetzt werden.

Für Simulationen mit Windstärken die unter der Nennwindgeschwindigkeit ( $12,5 \text{ m/s}$ ) liegen, muss deshalb der Einschwingvorgang berücksichtigt werden. Entweder muss gewartet werden, bis der Vorgang abgeklungen ist, oder die Winddaten werden manipuliert. Sie müssten so verändert werden, dass zunächst eine konstante Windgeschwindigkeit

herrscht. Ihre Höhe richtet sich nach der mittleren Windgeschwindigkeit der Winddaten mit welchen simuliert werden soll. Die Dauer richtet sich ebenfalls nach der mittleren Windgeschwindigkeit der Winddaten, denn für niedrigere Windgeschwindigkeiten dauert der Einschwingvorgang länger. Danach kann das fluktuierende Windprofil eingegeben werden.

Nachdem dann der Sprung in der Windgeschwindigkeit aufgetreten ist, erreicht die Drehzahl langsam einen höheren Wert. Der zeitliche Verlauf der Drehzahl zeigt dabei PT1-Verhalten, welches unter anderem durch die Massenträgheit des Rotors bedingt ist. Bei Betrachtung des Signalflussplans in Abbildung 3.4 (Seite 18) stellt man fest, dass die Massenträgheit durch einen Integrator beschrieben wird, der durch die Rückkopplung genau das Übertragungsverhalten eines PT1-Glieds zeigt. Andererseits wird auch der Einfluss der Variable #VW\_PG deutlich, denn wie in Kapitel 3.7.3 beschrieben, ist das Drehzahlverhalten für kleinere Werte von #VW\_PG dynamischer.

Demgegenüber weist der Verlauf der abgegebenen Leistung in Abbildung 4.2 nur streckenweise Ähnlichkeiten mit dem Drehzahlverlauf auf, obwohl die Leistungsabgabe aus der Drehzahl berechnet wird.

Für #VW\_PG=1 und #VW\_PG=0.5 lässt sich folgendes sagen: Es fällt auf, dass nach 25 Sekunden der Leistungswert auf Null sinkt und erst nach kurzer Zeit wieder ansteigt. Durch eine Absenkung der Leistung kann die Drehzahl der Anlage schneller auf den neuen Sollwert hochgefahren werden (vgl. dazu Kapitel 2.2.2 und 3.7.3). Aus dem gleichen Grund wird etwa in den ersten zwei Sekunden der Simulation der Leistungswert konstant hoch gehalten, um eine schnellere Drehzahlabsenkung zu bewirken. Für den letzten Fall wurde mit #VW\_PG=10 auf eine höhere Dynamik verzichtet, dafür ist die Leistungseinspeisung wesentlich glatter. Dieser Effekt würde bei einer fluktuierenden Windeinspeisung noch deutlicher zu Tage treten.

Es konnte gezeigt werden, dass bei Simulationen mit niedrigen Windgeschwindigkeiten zunächst der Einschwingvorgang abgewartet werden muss. Erst danach wird erkennbar, dass das Verhalten des Modells von der Windstärke abhängig ist. Des Weiteren wurde eine Möglichkeit aufgezeigt, wie sich durch die Anpassung einer Variable die Leistungsgradienten beeinflussen lassen.

#### 4.1.2 Rampenanregung

Mit der zweiten Simulation soll das quasi-stationäre Verhalten der Anlage bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten aufgezeigt werden. Hierzu wurde das Modell mit einer langsam, aber stetig steigenden Windgeschwindigkeit beaufschlagt. Außerdem wurde der Wirkfaktor auf  $\cos(\varphi) = 0,98$  eingestellt.



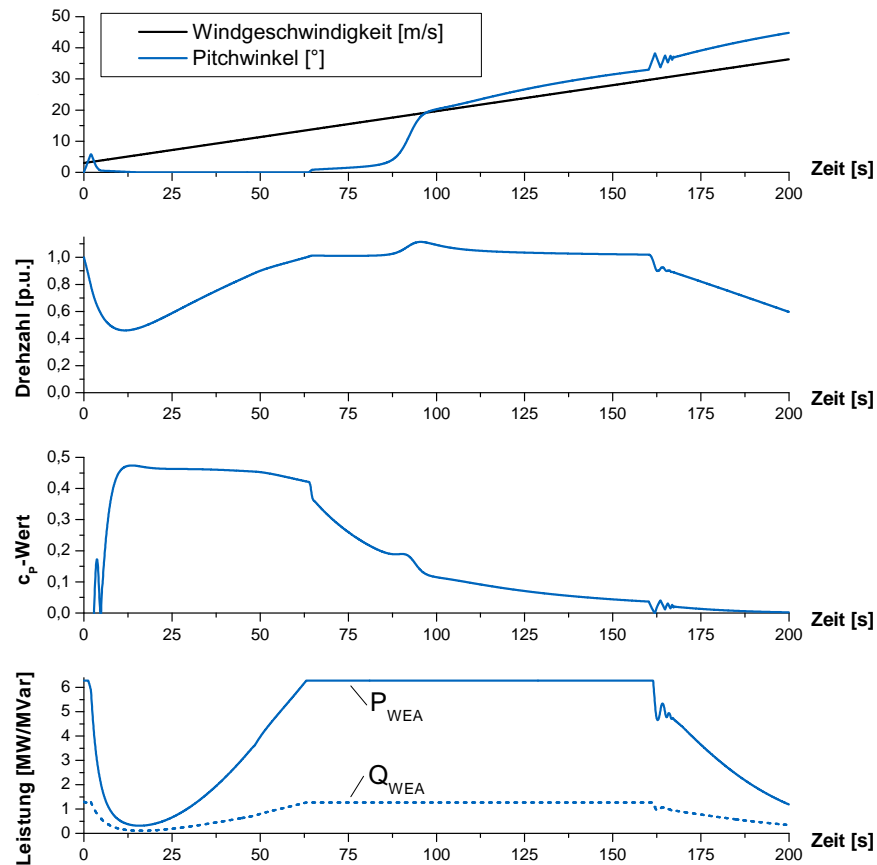


Abbildung (4.3) Rampenanregung des Modells

Nach etwa 12 Sekunden ist der Einschwingvorgang zu Ende, was man in Abbildung 4.3 an der wieder steigenden Drehzahl erkennen kann. Danach werden im zeitlichen Verlauf drei Bereiche der stationären Leistungskennlinie, so wie sie in Kapitel 2.2.3 beschrieben ist, durchlaufen:

- **Bereich 1:**

Die Windgeschwindigkeit ist immer oberhalb der Einsetzgeschwindigkeit, so dass dieser Betriebsbereich also nicht durchlaufen wird.

- **Bereich 2 (12 – 62 Sekunden):**

Unterhalb der Nennleistung ist der  $c_p$ -Wert dann nahezu maximal. Aber da die Drehzahl, bedingt durch die Massenträgheit der rotierenden Anlagenteile, nicht ganz exakt der Solldrehzahl entspricht, kommt es zu einer kleinen Verminderung des  $c_p$ -Wertes. Die Drehzahl steigt in diesem Bereich linear (vgl. Kapitel 3.4) und die Leistungsabgabe mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit (Kapitel 3.7.3) an.

- **Bereich 3 (62 – 160 Sekunden):**

Ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit ist die Generatornennleistung erreicht und die Leistungsabgabe wird konstant gehalten. Die Pitchregelung begrenzt die Drehzahl der Anlage durch Absenken des  $c_p$ -Werts (siehe Abbildung 4.3).

- **Bereich 4 (160 – 200 Sekunden):**

Bei zu hohen Windgeschwindigkeiten setzt die Sturmsicherung ein und sorgt durch eine Drehzahlreduktion für den Schutz der Anlage. Dabei wird der Pitchwinkel stärker erhöht und die Leistungsabgabe abgesenkt. Es kommt anfangs (bei 160 Sekunden) bei allen Größen zu einem Einschwingvorgang, da die Solldrehzahlkennlinie an diesem Punkt eine Unstetigkeit aufweist (vgl. dazu auch Kapitel 3.4).

Das Verhalten des Modells zeigt für den Fall der Rampenanregung, dass sowohl die technischen und physikalische Grundlagen aus Kapitel 2 korrekt umgesetzt werden. Unterstreichen lässt sich dies, indem man die gezeigten Graphen mit Daten von einer realen Anlage vergleicht. Im Anhang (Abbildung A.3 auf Seite 70) sind dazu die Ergebnisse von einer Vermessung einer Anlage *Enercon E – 112* dargestellt. Sowohl die Leistung, als auch der  $c_p$ -Wert weisen in den eben beschriebenen Bereichen eins und zwei qualitativ den gleichen Verlauf wie die Messung an der realen Anlage auf.

#### 4.1.3 Schwachwindverhalten

Als nächstes wurde ein der Realität entsprechendes Windprofil auf die Anlage gegeben. Es sollte damit das Verhalten der Anlage bei Schwachwind untersucht werden.

Aus Abbildung 4.4 wird wieder deutlich, dass der Drehzahlverlauf den stark geglätteten Verlauf der Windgeschwindigkeit wiedergibt. Aber weil sich die Solldrehzahl durch den unstetigen Verlauf der Windgeschwindigkeit laufend ändert, zeigt die Leistungseinspeisung keinen so glatten Verlauf wie die Drehzahl. Der Grund dafür wurde bereits im Kapitel 4.1.1 aufgezeigt. Überdies lässt sich Abbildung 4.4 entnehmen, dass die Generatorleistung immer größer ist als die ins Netz eingespeiste Leistung. Der Wirkungsgrad der Synchronmaschine und der implementierte Wirkungsgrad des Umrichters beschreiben diese Verluste.

In Kapitel 3.4 wurde beschrieben, wie der Sollwert der Drehzahl berechnet wird. Dass diese Berechnung zielführend ist, zeigt Abbildung 4.4 deutlich. Denn das Maximum der implementierten  $c_p - \lambda$ -Kurve liegt bei  $c_{p,max} = 0,477$  und für mittlere Windgeschwindigkeiten soll der  $c_p$ -Wert immer maximal werden. Wie erkennbar ist, geschieht dies trotz fluktuierender Windgeschwindigkeit.

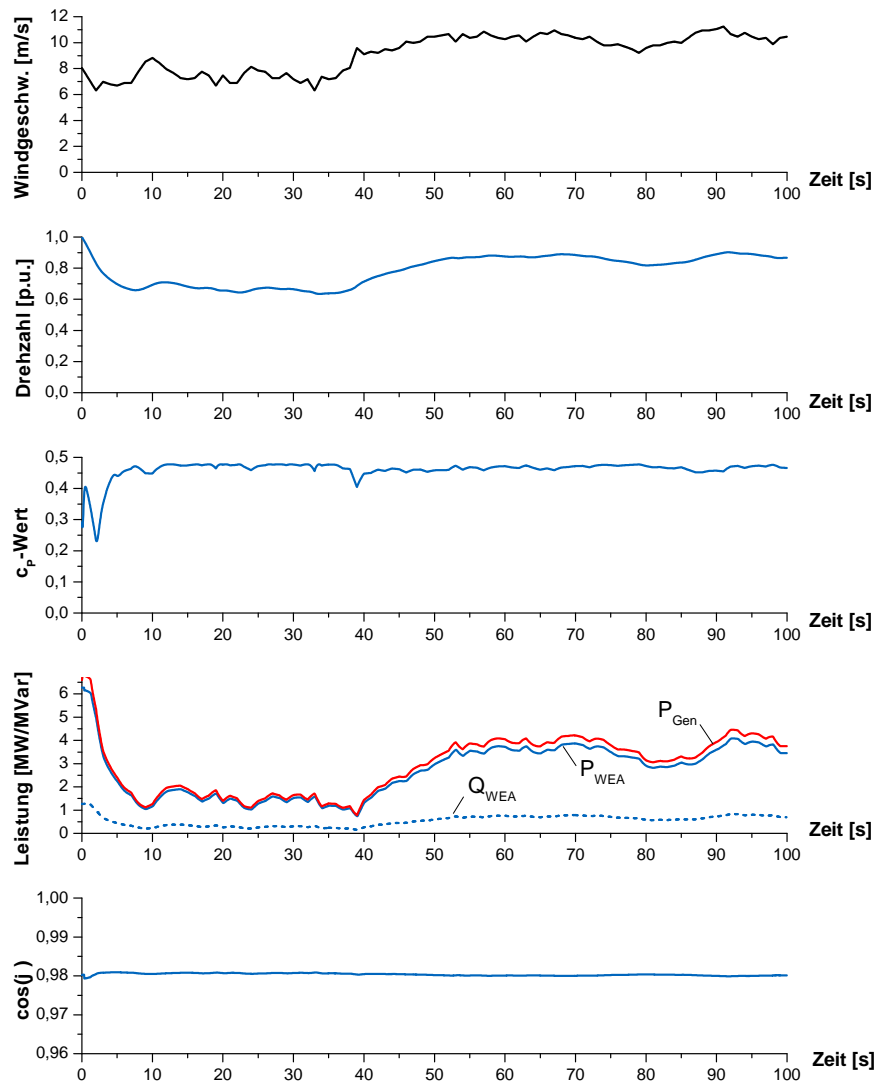


Abbildung (4.4) Schwachwindverhalten des Modells

Im untersten Graphen von Abbildung 4.4 ist der zeitliche Verlauf des Wirkfaktors aufgetragen. Sein Sollwert wurde vor der Simulation auf  $\cos(\varphi) = 0,98$  eingestellt und man sieht, dass dieser Wert sehr genau eingehalten wird. Im Anhang, in Abbildung A.4 auf Seite 70, sind für das gleiche Windprofil Simulationsergebnisse mit verschiedenen Wirkfaktoren abgebildet. Durch diese Graphen wird demonstriert, dass die eingebaute Blindleistungskompensation des Transformators funktioniert. Ohne die Kompensation würde der Blindleistungsbezug des Transformators den Wirkfaktor erheblich verändern.

#### 4.1.4 Verhalten bei Starkwind

Für eine Simulation mit hohen Windgeschwindigkeiten wurde auf ein bestehendes Windprofil eine Windrampe aufaddiert. Da kein Windprofil vorhanden war, mit dem das dynamische Verhalten der Sturmsicherung hätte gezeigt werden können, wurde auf diese Methode zurückgegriffen.

Die Pitchregelung mindert das von der Turbine abgegebene Drehmoment auch bei höheren Windgeschwindigkeiten. Deshalb wird im zeitlichen Mittel das Generatorgegenmoment auf 1 *p.u.* begrenzt, was bis etwa 50 Sekunden der Fall ist (siehe Abbildung 4.5). Von der Anlage wird somit die Nennleistung mit dem eingestellten Wirkfaktor von  $\cos(\varphi) = 0,98$  abgegeben.

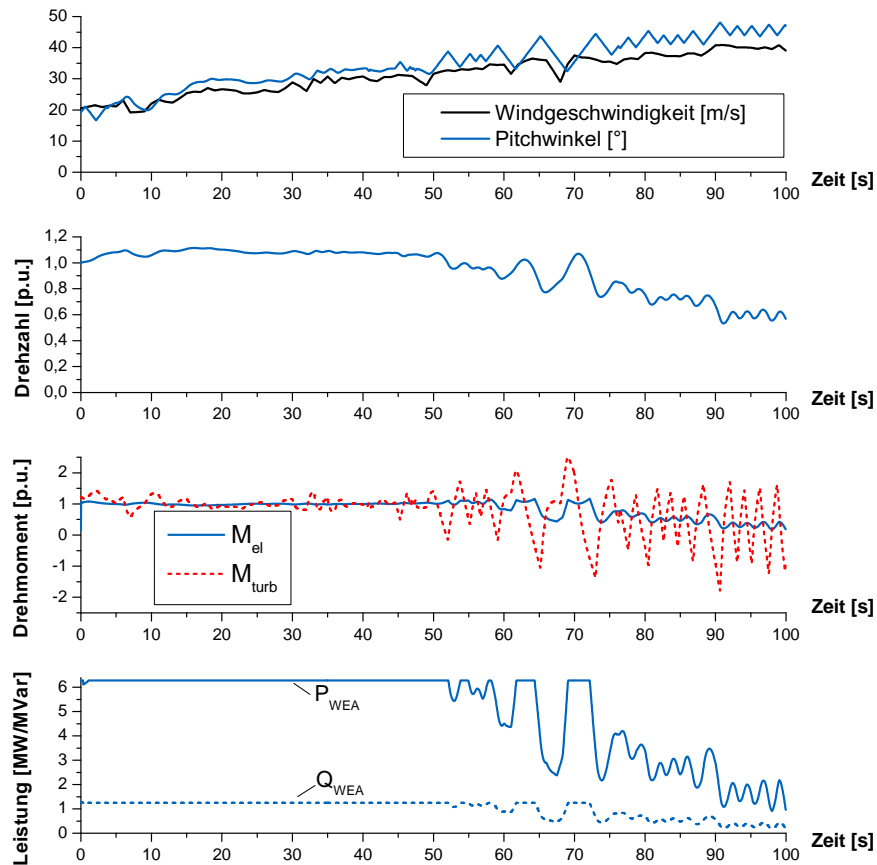


Abbildung (4.5) Starkwindverhalten des Modells

Danach wird die Sturmregelung aktiv und drosselt die Drehzahl des Rotors. Allerdings treten bei solch hohen Windgeschwindigkeiten deutliche Drehzahlschwankungen auf. Der Grund ist, dass durch die begrenzte Pitchrate der Pitch-Sollwert nicht mehr schnell genug erreicht werden kann. Dies sieht man auch am Verlauf des Pitchwinkels in Abb. 4.5, da dieser unstetig wird und nur um den Sollwert pendelt statt ihn zu erreichen. Mit den Drehzahlschwankungen gehen dann auch erhebliche Leistungsschwankung einher.

Inwieweit das dynamische Verhalten bei Sturmwindstärken der Realität entspricht, kann an dieser Stelle nicht beurteilt werden, da die genauen Regelstrategien der Hersteller nicht in Erfahrung gebracht werden konnten. Dennoch soll aber auf gewisse Aspekte eingegangen werden: Wenn die Turbine in solchen Situationen mehr als das doppelte Nennmoment erzeugt, dann würde in Wirklichkeit das Material der Anlage schnell ermüden. Einerseits stößt hier das aerodynamische Modell an seine Grenzen,

denn bei Sturm ist der Wind erheblich turbulenter. Durch diese Turbulenzen wird von der Turbine weniger Leistung umgesetzt, was im Modell aber nicht berücksichtigt wird. Andererseits könnte es sein, dass die Leistungsgradienten in realen Anlagen bei Sturm verringert werden, um die Leistung nicht mit einer solch starken Fluktuation ins Netz einzuspeisen. Im Modell könnte durch eine dynamische Anpassung der Variable #VW\_PG der selbe Effekt erzielt werden (vgl. Kapitel 4.1.1). Genauer kann die Sturmregelung im dynamischen Fall vorerst nicht nachgebildet werden.

#### 4.1.5 Wiederanfahrvorgang nach Trennung vom Netz

Schließlich wurde in einer weiteren Simulation die Netzspannung für die Dauer von 1,6 Sekunden auf 0,2 p.u. abgesenkt. Dieser Kurzschluss soll durch das Modell erkannt werden und gemäß den Netzanschlussregeln zu einer Trennung der Anlage vom Netz führen.

In dieser Simulation erstreckt sich der Wiederanfahrvorgang über 10 Minuten, so wie es die Netzanschlussregeln verlangen. Dabei schwankt aber die Leistungsabgabe dennoch, weil natürlich auch weiterhin die Anlagenleistung von der veränderlichen Windgeschwindigkeit abhängt (Abb. 4.6).

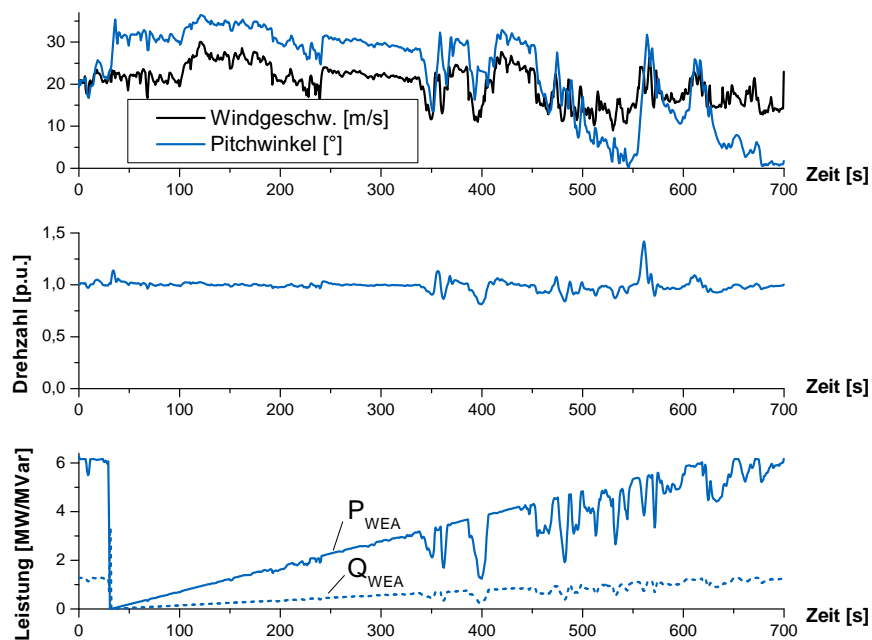


Abbildung (4.6) Wiederanfahrvorgang nach Trennung vom Netz

Nach 30 Sekunden bricht die Leistungsabgabe schlagartig ein, da der Leistungsschalter betätigt wurde (vergleiche Abbildung 4.6). Die aus der Turbine gewonnene Leistung wird vom Generator nicht mehr umgewandelt und es kommt daher zu einer Drehzahl-erhöhung. Deshalb reagiert die Pitchregelung wiederum mit einer sofortigen Anhebung des Pitchwinkels, wie in der selben Abbildung zu sehen ist.

Bei Sekunde 561 kommt es außerdem zu einer Drehzahlüberhöhung auf  $n_{Gen} = 1,41 \text{ p.u.}$ ; dies hat folgenden Grund: Der Pitchwinkel ist wegen der zuvor niedrigeren Windstärke auf Null abgesunken und muss für die folgende Windrampe sehr stark erhöht werden - dies benötigt Zeit. Um in der Realität eine solche Drehzahlüberhöhung zumindest teilweise abzufangen, müsste entweder ein Schnellverstellvorgang eingeleitet werden, bei dem sich die Rotorblätter mit höherer Geschwindigkeit drehen [Hei96], oder zusätzlich die Turbine aus dem Wind gedreht werden. Beides ist im Modell nicht implementiert worden. Jedoch bleibt dafür die Leistungsabgabe, als wichtigster Parameter des Modells, von der starken Drehzahlüberhöhung unbeeinflusst.

## 4.2 Frequenzregelung des Modells in einem Inselnetz

Netomac lässt zwar Änderungen von Netzspannungen zu, so wie dies für die vorangegangene Simulation gemacht wurde, aber eine Veränderung der Netzfrequenz ist im Stabilitätsteil des Programms nicht möglich. Für einen Test der Frequenzregelung muss die Netzfrequenz aber zwingend verändert werden können. Um dies zu erreichen wurde ein Inselnetz aufgebaut, an welches das Windenergieanlagenmodell angeschlossen wurde.

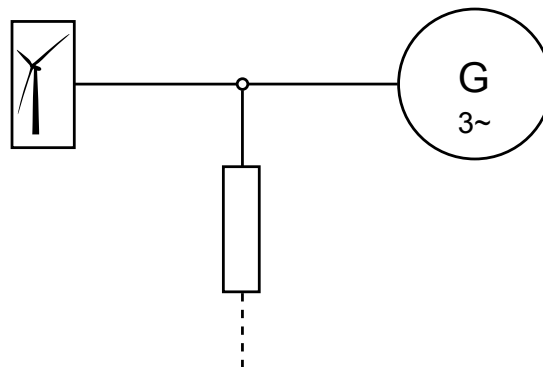


Abbildung (4.7) Modell im Inselnetz

Das Inselnetz besteht aus einem Synchrongenerator (Netzgenerator) mit angeschlossener Last, deren Wirk- und Blindleistungsbezug konstant bleibt, und dem Windenergieanlagenmodell (vgl. Abbildung 4.7). Es kann nun über das mechanische Moment des Netzgenerators die Drehzahl und damit die Netzfrequenz eingestellt werden. Durch einen Regler wird sichergestellt, dass sich die Netzfrequenz auch dann gewollt verändern lässt, wenn sich die Leistung des Windenergieanlagenmodells ändert. Die Abbildung 4.8 zeigt, dass sich in dem erstellten Inselnetz eine Veränderung der Netzfrequenz (2. Graph) durch eine Drehzahländerung des Netzgenerators (1. Graph) umsetzen lässt.

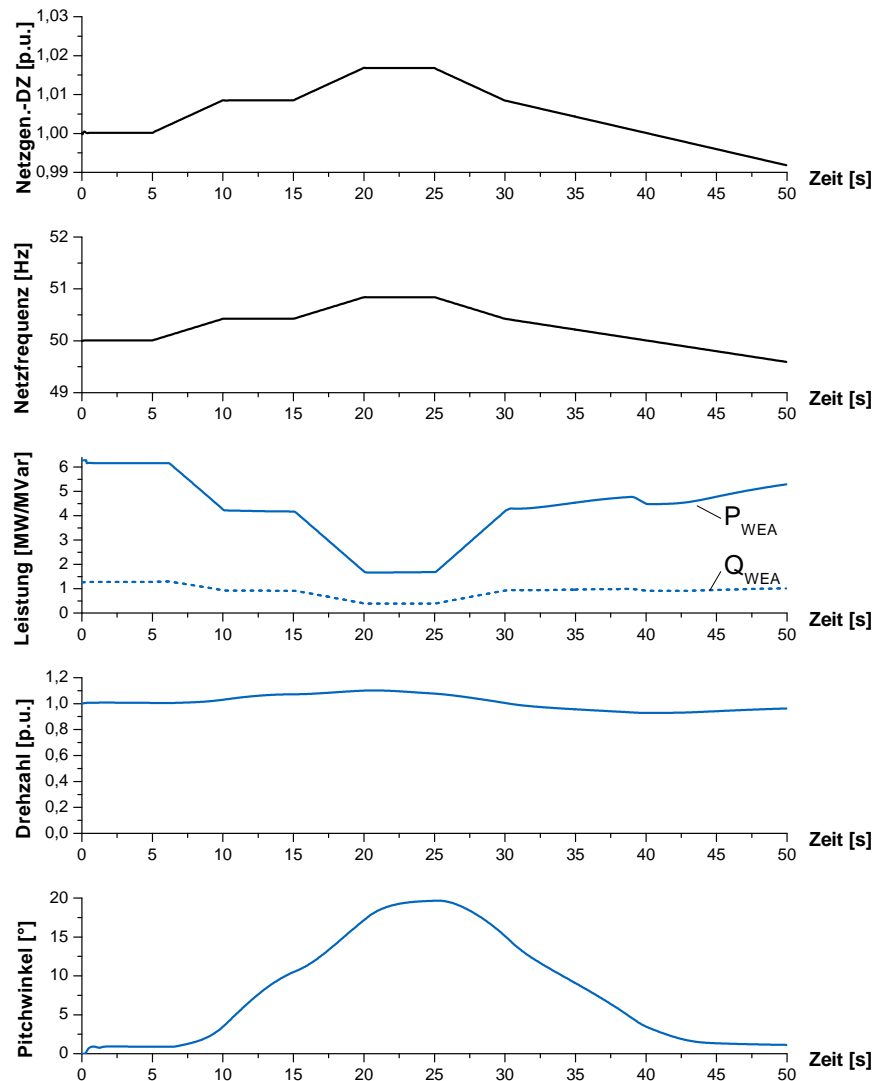


Abbildung (4.8) Frequenzregelung des Modells

Dem Anlagenmodell wurde eine konstante Windgeschwindigkeit von  $14 \text{ m/s}$  und ein Soll-Wirkfaktor von  $\cos(\varphi) = 0,98$  für die Simulation übergeben.

Nach fünf Sekunden wird die Netzfrequenz von ihrem Anfangswert  $50 \text{ Hz}$  aus erhöht. In dem Moment, wo die Frequenz einen Wert von  $50,1 \text{ Hz}$  erreicht hat, wird die Frequenzregelung aktiv. Entsprechend der Netzanschlussregeln wird die Wirkleistungseinspeisung reduziert und um nicht vom vorgegebenen Wirkfaktor der Einspeisung abzuweichen, wird der Blindleistungswert auch entsprechend abgesenkt.

Nachdem die Netzfrequenz zwischen der Sekunde zehn und fünfzehn konstant bleibt, steigt sie danach weiter an. Also wird nach einem Konstanthalten der Leistungseinspeisung diese bei erneuter Frequenzerhöhung weiter reduziert (vgl. Kapitel 3.7.4). Nach 25 Sekunden fällt die Netzfrequenz schließlich wieder ab und die Leistung wird dementsprechend erhöht.

Wie beim Wiederanfahrvorgang nach einer Trennung vom Netz, tritt auch hier beim eben beschriebenen Vorgang Folgendes auf: Da bei aktiver Frequenzregelung der Umrichter vom Generator weniger Leistung fordert, tritt ein Leistungsüberschuss auf, der zur Beschleunigung des Rotors führt. Um diese so gering wie möglich zu halten, wird durch die Pitchregelung der Pitchwinkel erhöht, so wie es in Abbildung 4.8 deutlich zu sehen ist.

Hier wurde also gezeigt, dass das Verhalten des Modells die Netzanschlussregeln erfüllt. Des weiteren konnte demonstriert werden, dass wenn die abgegebene Leistung des Wechselrichters verändert wird, dies auch Auswirkungen auf den Generator hat. Damit ist ein weiteres Mal bewiesen, dass die zwei Lastflussmodelle „Block A“ und „Block B“ über die Regelungsstruktur funktionsfähig miteinander verbunden sind.

### 4.3 Anschluss an einen Windpark und Kurzschlussimulation

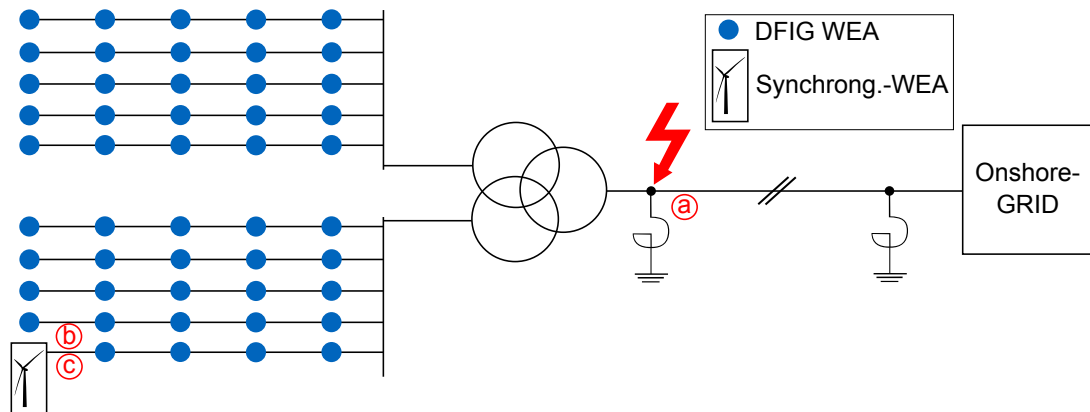


Abbildung (4.9) Modell in einem Windpark

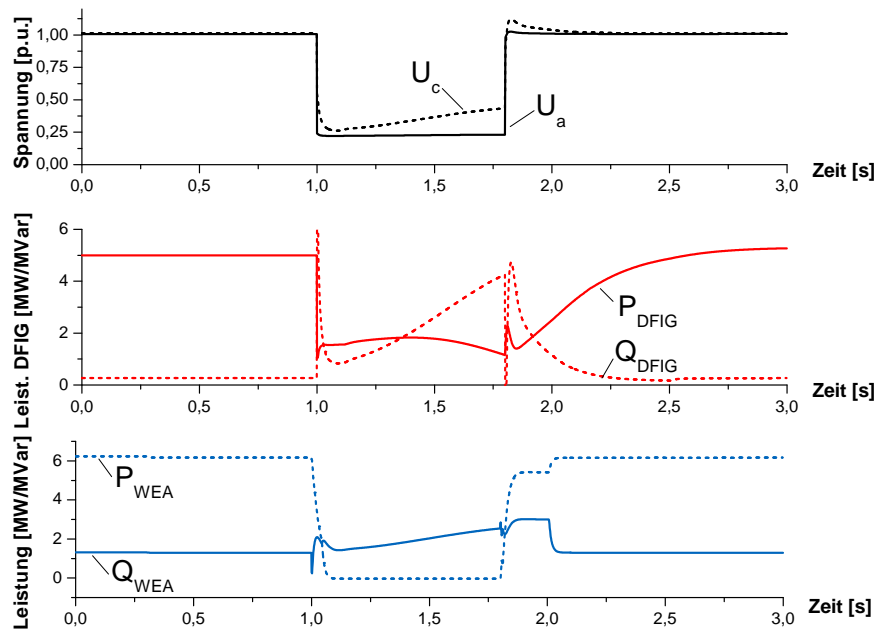
Für eine letzte Simulation wurde das Modell in ein bestehendes Offshore-Windparkmodell eingebaut. Dieses setzt sich aus 40 Windenergieanlagen zusammen, wobei 39 Stück DFIG-Anlagen sind und die letzte eine Synchrongenerator-Anlage ist. Die Topologie des Netzes und der Einbauort der Synchrongenerator-Anlage ist in Abbildung 4.9 skizziert. Mit diesem Aufbau soll das Kurzschlussverhalten der unterschiedlichen Modelle gezeigt werden und insbesondere die Wirkung der Spannungsregelung sichtbar gemacht werden.

Zum Zeitpunkt 1.0 Sekunden tritt am Knoten „a“ ein dreipoliger Kurzschluss auf. Für die Dauer von 0,8 Sekunden sinkt die Spannung an der Fehlerstelle auf  $U_a = 0,22 \text{ p.u.}$ . Der Verlauf der Leistungen wurde für das Synchrongenerator-Modell am Knoten „c“ und für das DFIG-Modell am Knoten „b“ gemessen (vgl. Abbildung 4.9).

Beide Modelle erkennen, dass die Spannung außerhalb des Totbandes geraten ist und versuchen durch das Einspeisen zusätzlicher Blindleistung die Spannung wieder anzuheben (vgl. Kapitel 3.7.5). Dies gelingt dann tatsächlich, wie der Verlauf der Kno-



tenspannung  $U_c$  am Anschlusspunkt des Synchrongenerator-Modells zeigt (Abbildung 4.10).



**Abbildung (4.10)** Spannungsregelung des Synchrongenerator- und des DFIG-Modells

Da bei der Synchrongenerator-Anlage der Generator vom Netz entkoppelt ist, können mit dem Vollumrichter höhere Leistungsgradienten umgesetzt werden, als dies mit der DFIG der Fall ist. So spricht die Spannungsregelung der Synchrongenerator-Anlage unter  $20\text{ ms}$  an, so wie es die Netzanschlussregeln verlangen. Der Wert der Blindleistung wird sehr schnell gesteigert und die Wirkleistungseinspeisung wird ausgesetzt. Durch den Überstromschutz wird sichergestellt, dass die Ströme bei dem Spannungseinbruch für die Leistungselektronik nicht zu groß werden. Dies geschieht durch Absenken der Leistungseinspeisung (vgl. 3.7.3).

Eine erhöhte Blindleistungseinspeisung wird von der DFIG-Anlage erst gegen Ende des Kurzschlusses erreicht. Bei diesem Anlagentyp ist der Generator direkt mit dem Netz verbunden und seine elektrischen und mechanischen Zeitkonstanten begrenzen daher den umsetzbaren Leistungsgradienten. Jedoch kann die DFIG durch ihre direkte Netzkopplung, im Rahmen ihrer thermischen Belastbarkeit, höhere Kurzschlussströme bereitstellen.

Nach Sekunde 1,8 ist der Spannungseinbruch zu Ende und die Spannung  $U_c$  am Knoten „c“ gelangt nach kurzem Überschwingen wieder in das Spannungstotband. Das bedeutet, dass ab diesem Zeitpunkt der letzte Blindleistungswert für 0,2 Sekunden konstant gehalten wird (vgl. Kapitel 3.7.5) - erkennbar ist dies zwischen Sekunde 1,8 und 2,0. Gleichzeitig wird die Wirkleistungseinspeisung wieder erhöht, da durch die höhere Netzspannung der Überstromschutz nicht mehr aktiv ist und die Anlage daher

insgesamt wieder mehr Leistung abgeben kann.

Schließlich wird nach Ablauf der 0,2 Sekunden die Spannungsstützung beendet und der vorgegebene Wirkfaktor eingestellt. Der Umschaltzeitpunkt ist in Abbildung 4.10 bei Sekunde 2,0 zu erkennen.

Das Kurzschlussverhalten des Synchrongenerator-Modells zeigt also das erwartete Verhalten und entspricht den Netzanschlussregeln.

# KAPITEL 5

---

## Zusammenfassung und Ausblick

---

In der vorliegenden Arbeit wurde die Entwicklung und der Aufbau eines Windenergieanlagenmodells beschrieben. Dieses Modell ist für Netzsimulationen mit dem Programm PSS<sup>®</sup>Netomac bestimmt. Es bildet das Verhalten einer aktuellen Windenergieanlage mit Synchrongenerator nach. Dabei wird den Netzanschlussregeln des Übertragungsnetzbetreibers transpower GmbH Rechnung getragen. Des Weiteren ist ein aerodynamisches Modell integriert, durch welches ein physikalischer Zusammenhang zwischen der Windstärke und der Leistungsabgabe der Turbine hergestellt wird.

Als Vorbild für die Entwicklung diente die Windenergieanlage E-126 (6 Megawatt), welche aktuell die größte Anlage der Firma Enercon ist. Die Nennleistung des Modells beträgt ebenfalls 6 Megawatt. Genau wie sein Vorbild handelt es sich um eine getriebelose, drehzahlvariable Anlage mit Synchrongenerator und Vollumrichter. Weitere Anlagenparameter, welche vom Hersteller des Originals herausgegeben werden, wie z.B. Nenndrehzahl und Rotorblattlänge, wurden auch mit in das Modell aufgenommen.

Übertragungsnetzbetreiber stellen mit den Netzanschlussregeln Forderungen an Windenergieanlagen bezüglich Systemdienstleistungen im Netz. Bei der Modellierung wurde besonderen Wert darauf gelegt, dass diese Anforderungen erfüllt werden. Für das Modell bedeutet dies, dass auch Simulationen von Fehlerfällen im Netz möglich sind. Eingebaut wurden eine Frequenz-Wirkleistungsregelung und eine Spannungs-Blindleistungsregelung. Außerdem werden die Parameter Netzfrequenz und Netzspannung überwacht und bei Überschreitung entsprechender Werte die Anlage vom Netz getrennt. Ein anschließender Wiederanfahrvorgang, wenn Spannung und Frequenz wieder in vorgegebenen Grenzen liegen, wurde ebenfalls implementiert.

Angeregt durch die steigende Zahl der Windenergieanlagen in Deutschland, wird momentan überlegt, ob die Anlagen in die Primärregelung des Kraftwerksparks miteinbezogen werden sollen. Über das Abbremsen der rotierenden Massen ließe sich dann kurzzeitig zusätzliche Leistung bereitstellen. Allerdings wären dafür neue Verfahren und Algorithmen nötig, da die Turbinenleistung nicht wie in einem konventionellen

Kraftwerk, für den neuen Betriebspunkt einfach nachgestellt werden kann. Bei Kenntnis eines solchen Regelungsverfahrens könnte zusätzlich eine Primärregelung in das Modell implementiert werden. Ein möglicher Ansatz wäre, die Variable `Pin_ref` (vgl. 3.7.3), welche die Leistungsentnahme aus dem Generator festlegt, abhängig von der Netzfrequenz zu verändern.

Eine wichtige Stellung kommt dem aerodynamischen Teil des Modells zu. Durch ihn werden beliebige Winddaten in ein mechanisches Turbinenmoment umgeformt. Neben der Windgeschwindigkeit hat der Pitchwinkel den größten Einfluss auf das Turbinenmoment. Aus diesem Grund wurde für den aerodynamischen Teil des Modells ein Pitchsystem entwickelt, welches das Verhalten realer Anlagen nachbildet. Erst durch die Pitchregelung wird es möglich mit dem Modell alle vier Bereiche der stationären Leistungskennlinie zu durchfahren. So kann das Einspeiseverhalten bei Schwachwind bis hin zu Sturmwindstärken simuliert werden.

Bei der Modellierung des aerodynamischen Teils wurden Vereinfachungen angenommen. Um ein noch realitätsnäheres Verhalten des Modells zu erhalten, könnten nicht berücksichtigte Effekte eingebaut werden. Dazu zählen zum Beispiel die Auswirkungen der Windrichtungsnachführung (Yaw) und Windturbulenzen. Ferner könnte die Durchbiegung der Rotorblätter bei hohen Windstärken oder der Dynamic-Stall-Effekt berücksichtigt werden. Für die Umsetzung wäre die Kenntnis mehrerer Messgrößen und Anlagenparameter nötig gewesen, welche nur schwer in Erfahrung gebracht werden hätten können. Eine Implementierung wäre zudem über den Umfang der Arbeit hinaus gegangen. Für den vorhergesehen Zweck des Modells werden die physikalischen Prinzipien hinreichend genau durch das erstellte aerodynamische Modell umgesetzt.

In Zukunft ist zu erwarten, dass die Anlagengrößen weiter steigen werden. Der Hersteller Enercon gab aktuell bekannt, dass sich das Modell *E – 126* (6 Megawatt) mit geringfügigen Änderungen auch mit 7,5 Megawatt sicher betreiben ließe [ENE10]. Mit der stetigen Entwicklung der letzten Jahre bleibt abzuwarten, wann eine erste Anlage mit 10 Megawatt gebaut werden wird. Damit sich auch zukünftige Anlagen simulieren lassen, kann die Nennleistung in dem erarbeiteten Modell einfach eingestellt werden. Zusätzlich müssten Rotordurchmesser und Nenndrehzahl angepasst werden. Auch kleinere Anlagen können auf diese Weise simuliert werden, womit sich ein breiteres Anwendungsspektrum ergibt.

Das Modell wird zukünftig am Fachgebiet EEN für seinen bestimmten Zweck verwendet werden. In weiteren Arbeiten sollen damit Untersuchungen angestellt werden, wie sich Windparks auf Basis dieses Modells verhalten. Auch gemischte Windparks mit diesem Modell und dem DFIG-Modell können simuliert werden. Dabei ist die Auswirkung möglicher Fehlerfälle im Netz ebenso von Interesse wie die Ausbreitung von Windschwankungen in einem solchen Windpark.

---

## Literaturverzeichnis

---

- [BWE] BWE, Bundesverband WindEnergie e.: *Technik / Konstruktiver Aufbau*. <http://www.wind-energie.de/>. – [Version: 21. Januar 2010]
- [DEAGd05] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (DENA), Köln: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. (2005)
- [DS05] D. SCHULZ, R. H. O. Wendt W. O. Wendt: Verbessertes Leistungsfaktor-Management für Windparks. In: *DEWI Magazin* Nr. 27 (2005)
- [ENE] ENERCON, GmbH: *ENERCON Windenergieanlagen, Technologie & Service*
- [ENE10] ENERCON, GmbH: *WINDBLATT Magazin für Windenergie*. Januar 2010
- [Hau06] HAU, Erich: *Wind Turbines, Fundamentals, Technologies, Applications, Economics*. 2. Springer, 2006
- [Hei96] HEIER, Dr.-Ing. S.: *Windkraftanlagen im Netzbetrieb*. 2. B. G. Teubner, 1996
- [ISE] ISET, Institut für Solare E.: *Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland, Ausbau in Deutschland & technische Entwicklung*. <http://www.windmonitor.de/>. – [Version: 21. Januar 2010]
- [JGS03] J. G. SLOOTWEG, W. L. Kling S. W. H. de H. H. Polinder P. H. Polinder: General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations. In: *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS* VOL. 18 (FEBRUARY 2003)
- [JM06] J. MORREN, J. A. Ferreira S. W. H. de H. W. L. Kling K. W. L. Kling: Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control. In: *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS* VOL. 21 (FEBRUARY 2006)
- [Kin09] KINDERSBERGER, Prof. Dr.-Ing. J.: *Energieübertragungstechnik, Skript zur Vorlesung*. 2. Lehrstuhl für Hochspannungs und Anlagentechnik, 2009

- [Mil04] MILLES, Uwe: Multimegawatt-Anlagen. In: *BINE Informationsdienst projektinfo 10/04* (2004)
- [Nas02] NASAR, Syed A.: *Electric Machines And Power Systems*. 1. Paperback, 2002
- [Sch00] SCHRÖDER, Dierk: *Elektrische Antriebe - Grundlagen*. 2. Springer, 2000
- [Sch06] SCHULZ, Dr.-Ing. D.: *Integration von Windkraftanlagen in Energieversorgungsnetze - Stand der Technik und Perspektiven für die dezentrale Stromerzeugung*. 1. VDE-Verlag, 2006
- [Sch08] SCHRÖDER, Dierk: *Leistungselektronische Schaltungen, Funktion, Auslegung und Anwendung*. 2. Springer, 2008
- [Sch09] SCHRÖDER, Dierk: *Elektrische Antriebe, Regelung von Antriebssystemen*. 3. Springer, 2009
- [SIE06] SIEMENS: *PSS Netomac, Eingabevorschrift für das Programm*. Oktober 2006
- [Spr06] SPRING, Eckhard: *Elektrische Maschinen (Eine Einführung)*. 2. Springer, 2006
- [tra09a] TRANSPOWER, StromübertragungsGmbH: *Anforderungen an seeseitige Netzanschlüsse an das Netz*. April 2009
- [tra09b] TRANSPOWER, StromübertragungsGmbH: *Netzanschlussregeln, Höchstspannung*. April 2009
- [Wag09a] WAGNER, Ulrich: *Elektrische Kraftwerkstechnik, Frequenz-Wirkleistungs-Regelung, Spannung-Blindleistungs-Regelung*. 4. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, 2009
- [Wag09b] WAGNER, Ulrich: *Elektrische Kraftwerkstechnik, Generatoren, Transformatoren, Eigenbedarfsanlagen, Schutzeinrichtungen*. 5. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, 2009
- [Wag09c] WAGNER, Ulrich: *Nutzung regenerativer Energien*. 10. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, 2009
- [Wef93] WESSNIGK, Klaus-Dieter: *Kraftwerkselektrotechnik*. 1. VDE-Verlag, 1993

---

## Abbildungsverzeichnis

---

1.1	Leistung der WEA in Deutschland . . . . .	1
1.2	Anlagenhäufigkeit nach Generatortyp in Deutschland, . . . . .	2
2.1	Horizontalachsen-Windenergieanlage . . . . .	4
2.2	Darrieus-Rotor als Vertikalachsensystem . . . . .	4
2.3	Schalenkreuzanemometer . . . . .	4
2.4	WEA - DFIG . . . . .	5
2.5	WEA - Synchrongenerator . . . . .	5
2.6	Angriffswinkel am Rotorblatt . . . . .	6
2.7	Auftriebseffekt am Rotorblatt . . . . .	7
2.8	Leistungsbeiwert über $v_2/v_1$ . . . . .	8
2.9	$c_p/\lambda$ -Kurven verschiedener Windenergiesysteme . . . . .	9
2.10	Leistungskennlinie . . . . .	11
2.11	Einfluss des Pitchwinkels auf den Leistungsbeiwert . . . . .	12
3.1	Modellübersicht . . . . .	15
3.2	Lastflussmodell - Block A . . . . .	16
3.3	Lastflussmodell Block B . . . . .	17
3.4	Grundlegende Mechanik . . . . .	18
3.5	Spannungsregler des Generators . . . . .	21
3.6	Solldrehzahl der Turbine . . . . .	23
3.7	Sturmsicherung . . . . .	24
3.8	$c_p - \lambda$ -Kurve des Modells . . . . .	25
3.9	Pitchsystem, Übersicht . . . . .	27
3.10	Pitchsystem, Sollwertbildung . . . . .	28
3.11	Startwert des Pitchesollwerts . . . . .	29
3.12	Pitchsystem, Regler . . . . .	29
3.13	Pitchsystem, Aktor . . . . .	30
3.14	Umrichterschema . . . . .	32
3.15	Frequenzregelung . . . . .	37
3.16	Frequenzregelung - Umsetzungsschema . . . . .	37
3.17	Spannungsregelung nach NAR . . . . .	39
3.18	Spannungsregelung des Modells . . . . .	39

---

3.19	Trennen bei Spannungseinbruch . . . . .	41
3.20	Transformator-Ersatzschaltbild bei Belastung mit Bemessungsstrom . . . . .	43
3.21	Transformatorverluste . . . . .	43
4.1	Modell am starren Netz . . . . .	47
4.2	Sprungantwort des Modells . . . . .	48
4.3	Rampenanregung des Modells . . . . .	50
4.4	Schwachwindverhalten des Modells . . . . .	52
4.5	Starkwindverhalten des Modells . . . . .	53
4.6	Wiederanfahrvorgang nach Trennung vom Netz . . . . .	54
4.7	Modell im Inselnetz . . . . .	55
4.8	Frequenzregelung des Modells . . . . .	56
4.9	Modell in einem Windpark . . . . .	57
4.10	Spannungsregelung des Synchrongenerator- und des DFIG-Modells . . . . .	58
A.1	Nachbildung eines PT1-Blockes . . . . .	68
A.2	Stoppuhr . . . . .	69
A.3	Berechnete und vermessene Kennlinie einer Enercon E-112 . . . . .	70
A.4	Transformatorkompensation bei verschiedenen Wirkfaktoren . . . . .	70



---

## Tabellenverzeichnis

---

3.1 Kennwerte technischer Synchrongeneratoren . . . . .	19
3.2 Funktionsübersicht des Hauptreglers . . . . .	34

---

## Listings

---

2.1	Definition von Variablen . . . . .	13
3.1	Lastflussmodell Block A (Code) . . . . .	16
3.2	Generatordatensatz . . . . .	20
3.3	Spannungsregler . . . . .	20
3.4	Solldrehzahlregler (Code-Ausschnitt) . . . . .	22
3.5	Optimale Drehzahl . . . . .	23
3.6	Sturmsicherung . . . . .	24
3.7	Berechnung des Turbinenmoments . . . . .	26
3.8	Winddatenregler . . . . .	30
3.9	Leistungsschalter . . . . .	31
3.10	Variablenzuweisung Netzanschlussregeln . . . . .	35
3.11	Vorabrechnungen . . . . .	35
3.12	Hauptleistungsschalter (Code) . . . . .	41
3.13	Wirkleistungsabgabe (Code) . . . . .	42
3.14	Wiederanfahren (Code) . . . . .	42
3.15	Transformatorkompensation (Code) . . . . .	44
3.16	Leistungsbilanz (Code) . . . . .	44
3.17	Weitere Betriebsfälle (Code) . . . . .	45
A.1	Vollständiges Windenergieanlagenmodell . . . . .	72

# ANHANG A

---

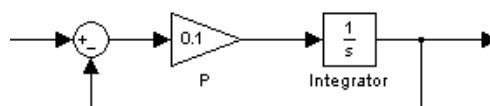
## Anhang

---

### A.1 Anfangswert für Verzögerungsglied

Um den Mittelwert einer zeitlich veränderlichen Größe zu erhalten, eignet sich die Verwendung eines PT1-Verzögerungsglieds. Der Startwert eines PT1-Glieds ist in Netomac standardmäßig gleich Null, kann aber durch eine Variable geändert werden. Allerdings ist es durch den Aufbau des Modells nicht möglich vor Simulationsbeginn eine solche Variable automatisch zu belegen. Also bleibt der Startwert nach wie vor bei Null, was aber z.B. bei hohen Windstärken durch die Einschwingzeit eine deutlich falsche mittlere Windgeschwindigkeit ergeben würde.

Über einen kleinen Umweg kann aber dennoch das gewünschte Verhalten erzielt werden. Statt des PT1-Blockes wird ein Integrator in einer Rückkopplung verwendet, der das gleiche Übertragungsverhalten wie das PT1-Glied aufweist. Der entsprechende Signalflussplan ist in Abbildung A.1 zu sehen.



**Abbildung (A.1)** Nachbildung eines PT1-Blockes

Dem Integrator lässt sich im Gegensatz zum PT1-Glied in Netomac eine Rechennummer zuweisen, deren Wert im Moment der Initialisierung noch unbekannt ist. So kann der Wert der Windgeschwindigkeit dem Integrator als Startwert zugewiesen werden, womit bei der Berechnung des ersten Zeitschrittes dann sofort der richtige Mittelwert der zu glättenden Größe zur Verfügung steht. Im Blockschaltbild A.1 übernimmt die Verstärkung „P“ die Aufgabe, welche die Zeitkonstante im PT1-Glied inne hat, dabei gilt  $P = 1/T_{PT1}$ .

## A.2 Stoppuhr

Die Stoppuhr kommt im Modell mehrmals zum Einsatz, immer dort wo zeitabhängige Vorgänge gesteuert werden müssen. An dieser Stelle wird ihre Funktion nun einmal, am Beispiel eines Spannungseinbruchs mit anschließender Trennung der Anlage vom Netz, erklärt.

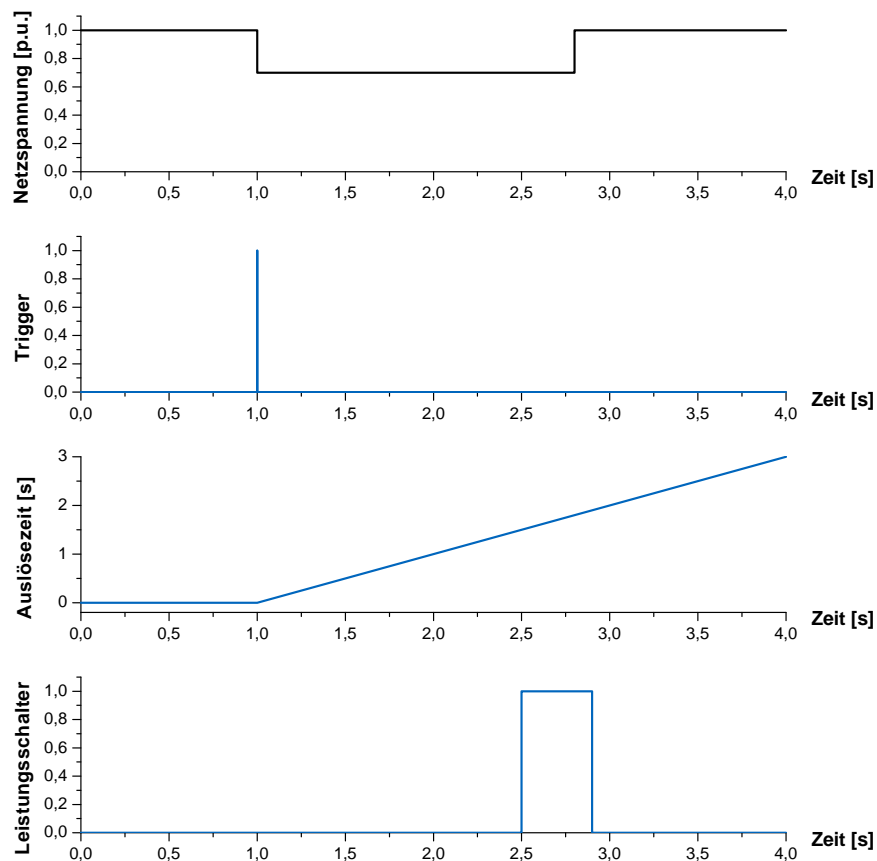


Abbildung (A.2) Stoppuhr

Zu Beginn wird überprüft wann die Stoppuhr ausgelöst werden muss - hier ist das der Fall wenn die Spannung das Totband verlässt (siehe Abbildung A.2). Mit dem Netomac-Block RECHTECK lässt sich bei entsprechender Einstellung ein Dirac-Impuls erzeugen, der als Triggersignal dient und für genau einen Zeitschritt den Wert 1 erhält. Die Spannung und das Triggersignal steuern beide die Zeitspeicherung. Im nächsten Schritt wird dann die Zeit berechnet, welche seit der Auslösung vergangen ist. Mit dieser Zeitinformation lässt sich der Leistungsschalter nach der Dauer von 1,5 s auslösen, wenn die Spannung nach wie vor außerhalb des Totbands liegt.

## A.3 Kennlinie einer Enercon E-112

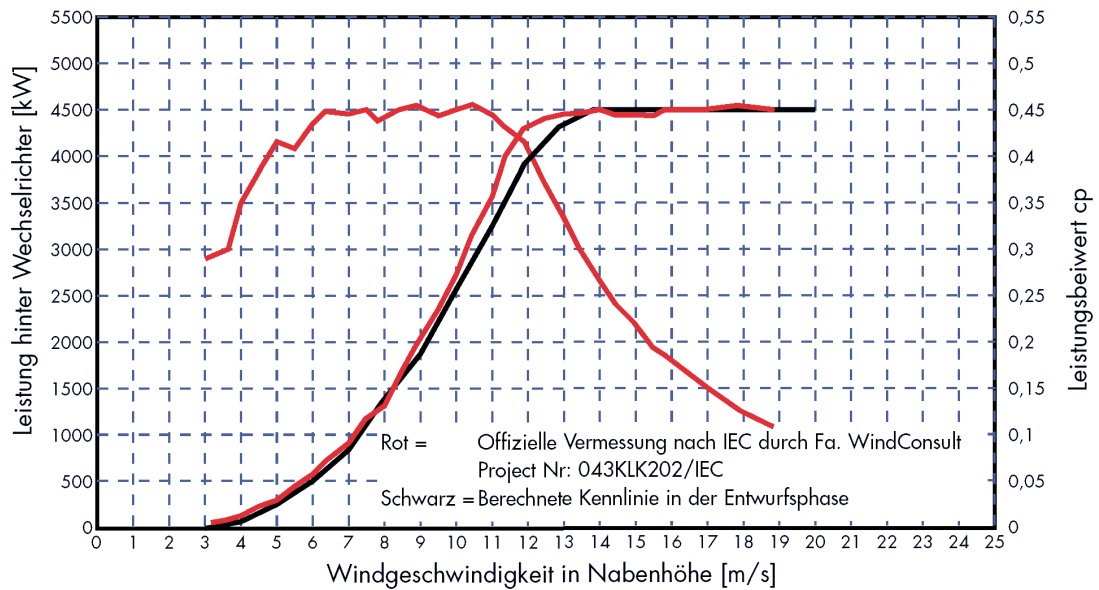
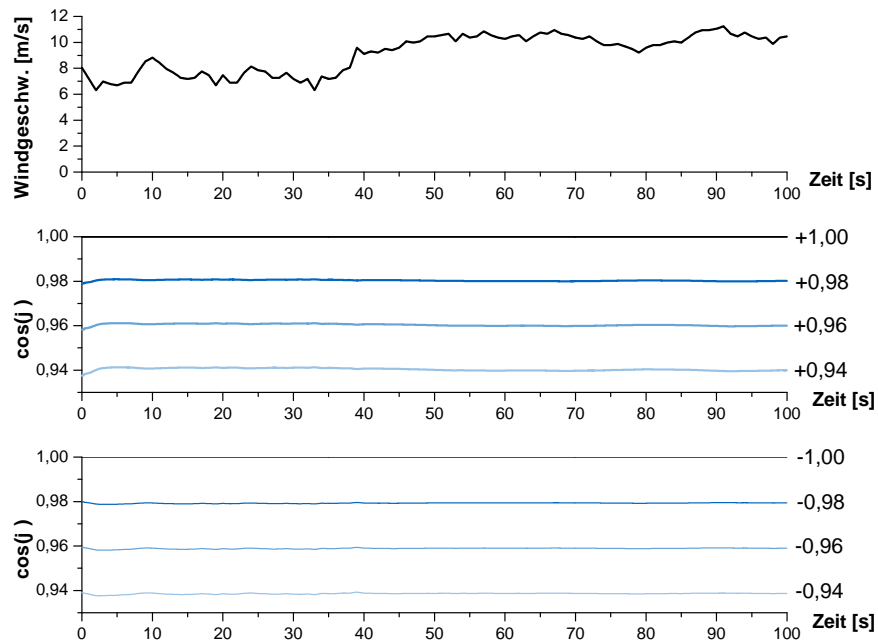


Abbildung (A.3) Berechnete und vermessene Kennlinie einer Enercon E-112 [Mil04]

## A.4 Simulationsergebnisse für Einspeisung mit unterschiedlichen Wirkfaktoren

Abbildung (A.4) Transformatorcompensation bei verschiedenen Wirkfaktoren  $\cos(\varphi)$ , übererregt (+) und untererregt (-), mit Sollwert (rechts)

## A.5 Modell-Sourcecode

Listing (A.1) Vollständiges Windenergieanlagenmodell

```

1 $*****
2 $ Titel: Vollumrichter Megawatt-Windenergieanlage
3 $*****
4 $
5 $ Inhalt: Vollumrichter Windenergieanlage mit Synchrongenerator (VUW)
6 $ Autor: Manuel Sutter
7 $ Erstellt: 2009-08-24
8 $ Geändert: 2010-02-20
9 $
10 $*****
11 $
12 $ Macro-Aufruf:
13 $ @ #VUW='WP_W01'
14 $ @ #VUW_KNT='Knt_W001'
15 $ @ #VW_cos=0.98
16 $ @ #VW_ueu=+1
17 $ @ #VW_P=6.0
18 $ @ #VW_Un=33
19 $ @ #VW_tbk=0.0
20 $ #VUWEA.mac
21 $
22 $ Messpunkt: @@ #UMp='Knt_W001'
23 $
24 $*****
25 $ $--- Aufbau des Lastflussmodells ---$
26 $
27 $ $-- Block A: (Netzanschluss) --$
28 $ ///#VUW_KNT --- #VUW .A --- #VUW .T ---
29 $ ///---0---|---0---|---0---|---0---|---0---|---
!Name der WEA - max. 6 char
!Netzanschlussknoten - max. 8 char
!Vorgabe: Leistungsfaktor cos(phi) im Normalbetrieb
!Vorgabe: +1= übererregt, -1= untererregt im Normalbetrieb
!Anlagen-Nennleistung [MVA]
!Spannung im Windpark [kV]
!zusätzliche Abschaltzeit [s] bei Trennung wegen Spg.-Einbruch:
!(NAR 3.2.6.2), möglich: 0.0, 0.3, 0.6
!Messpunkt für Spannung+Frequenzmessung, für U- & f-Regelung

```

```

30 $ ///
31 $ Windpark- Leistungs- Trafo VAR-P/Q-
32 $ Netz schalter Einspeisung
33 $
34 $
35 $ $-- Block B: (Generator & Last) --$
36 $ /// #VUW .B _### #VUW .G / \
37 $ ///---0---|_###|---0---| G |
38 $ /// | \ _ /
39 $ Slack für Leistungs- | Generator
40 $ Lastfluss schalter |
41 $ (trennt |
42 $ nach LF) +-----|_###|-
43 $ VAR-P/Q-
44 $ Last
45 $
46 $*****
47 $--- Variablenzuweisungen ---$
48 $
49 $1.....12.....23.....3AA1....12....23....34....45....56....67....78....89....9ZZ|
50 $--- Netzanschlussdaten ---$
51 @DEFAULT@ #VW_f=50 !Systemfrequenz [Hz]
52 $
53 $1.....12.....23.....3AA1....12....23....34....45....56....67....78....89....9ZZ|
54 $--- Turbine & Aerodynamik ---$
55 @DEFAULT@ #VW_dr=127 !Rotordurchmesser [m]
56 @DEFAULT@ #VW_Pu=+3 !Pitch-Rate steigende Winkel, pos. [°/s]
57 @DEFAULT@ #VW_Pd=-3 !Pitch-Rate sinkende Winkel, neg. [°/s]
58 @DEFAULT@ #VW_rho=1.25 !Luftdichte [kg/m^3]
59 @DEFAULT@ #VW_vws=2.5 !Einschalt-Windgeschwindigkeit [m/s] (Beginn Leistungserzeugung)

```



```

60 @DEFAULT@ #VW_wm=28
61 @DEFAULT@ #VW_lbd=7.8
62 @DEFAULT@ #VW_Sss=1.5
63 $
64 $1.....12.....23.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ
65 $--- Synchronogenerator & Umrichter ---$
66 @DEFAULT@ #VW_et=0.95
67 @DEFAULT@ #VW_PF=1.1
68 @DEFAULT@ #VW_Sb=1
69 @DEFAULT@ #VW_S=#VW_P*(1/#VW_et)*1.076
70 @DEFAULT@ #VW_Ug=0.69
71 @DEFAULT@ #VW_nn=13
72 @DEFAULT@ #VW_nf=#VW_nn/60*2*3.1415
73 @DEFAULT@ #VW_Mn=#VW_S*1E6/(2*3.1415*#VW_nn/60)
74 $
75 @DEFAULT@ #VW_PG=1
76 $
77 $
78 $--- Transformator ---$
79 @#VW_ST=#VW_S*#VW_et
80 @#VW_Tk=7.75
81 @#VW_Tr=.75
82 $
83 $
84 $1.....12.....23.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ
85 $--- Netzanschlussregeln ---$
86 @DEFAULT@ #gcode='off'
87 @DEFAULT@ #VW_fg=1
88 @DEFAULT@ #VW_qr=1
89 @DEFAULT@ #VW_fbk=1
!Wind-Maximalgeschwindigkeit [m/s], (Turbinenschutz aktiv)
!max(c_p(lamda)) => Maximum der c_p-Kurve
!Steigung Sturmsicherung
!Wirkungsgrad des Umrichters
!max. Strom des Umrichters bezogen auf Nennstrom [p.u.]
!Umrichterstrombegrenzung aktiv=1, inaktiv=0
!Gen.-Leistung (mech.), (Faktor 1.076=sqrt(1^2+0.4^2) siehe NAR)
!Klammerspannung Generator [kV]
!Nennzahl Generator [U/min]
!Drehzahlfaktor omega [p.u.] -> omega [rad/s]
!Nennmoment der Maschine [Nm]
!Leistungsgradient der Einspeisung für Normalbetrieb: [0.5...10]
!0.5=starke Leistungsfuktuation -> höhere DZ-Dynamik des Gen.
!10=Leistung geglättet wie DZ -> aber Gen.-DZ weniger dynamisch
!Berechnung der Trafo-Scheinleistung
!uk des Trafos [%]
!ur des Trafos [%]
!Gridcode: 'off'= Offshore; 'on'= Onshore
!Frequenzregelung aktiv=1, inaktiv=0
!Spannungsregelung aktiv=1, inaktiv=0
!Trennung bei Frequenzabweichung aktiv=1, inaktiv=0

```

```

90 @DEFAULT@ #Vw_Ubk=1
91 @DEFAULT@ #Vw_Rbk=1
92 $
93 $-- Seeseitige Anschlussregeln --$
94 $- Absenkung der Leistung -$
95 @DEFAULT@ #foffh=50.1
96 @DEFAULT@ #foffl=50.05
97 @DEFAULT@ #foffm=50.01
98 $
99 $- a) Trennen wegen Frequenzabweichung -$
100 @DEFAULT@ #fofft1=46.5, #tofft1=0.3
101 @DEFAULT@ #fofft2=47.5, #tofft2=10
102 @DEFAULT@ #fofft3=51.5, #tofft3=10
103 @DEFAULT@ #fofft4=53.5, #tofft4=0.3
104 $
105 $- b) Trennen wegen Spannungseinbruch -$
106 @DEFAULT@ #Uoff=0.80, #tUoff=1.50
107 $
108 $- Spannungsstützung -$
109 @DEFAULT@ #doffh=1.05, #doffl=0.95
110 @DEFAULT@ #Iqsoff=2
111 @DEFAULT@ #toffU=0.2
112 $
113 $
114 $-- Netzseitige Anschlussregeln --$
115 $- Absenkung der Leistung -$
116 @DEFAULT@ #fonh=50.2
117 @DEFAULT@ #fonl=51.5
118 @DEFAULT@ #fonm=50.01
119 $
!Trennung bei Spannungsabweichung, aktiv=1, inaktiv=0
!Wiederanf.-Vorgang nach Trennung, aktiv=1, inaktiv=0
!Freq. bei der P abgesenkt wird (high)
!Freq. bei der P wieder angehoben werden darf (low)
!Freq. bei der P wieder maximalen Wert erreicht (max)
!WEA bei f<#fofft1 nach #tofft1 vom Netz getrennt
!WEA bei f<#fofft2 nach #tofft2 vom Netz getrennt
!WEA bei f>#fofft3 nach #tofft3 vom Netz getrennt
!WEA bei f>#fofft4 nach #tofft4 vom Netz getrennt
!Wenn nach #tUoff #Uoff unterschritten->Abtrennen
!Obere & untere Totbandgrenze Spg.-Stützung [p.u.]
!Statik (Steigung) der Kennlinie
!Aufrechterhaltung der U-Stützung nach Rückkehr ins Totband [s]
!Freq. bei der P abgesenkt wird (high)
!Freq. bei der P wieder angehoben werden darf (low)
!Freq. bei der P wieder maximalen Wert erreicht (max)

```

```

120 $- a) Trennen wegen Frequenzabweichung -$
121 @DEFAULT@ #font1=46.5, #tont1=0.3
122 @DEFAULT@ #font2=47.5, #tont2=10
123 @DEFAULT@ #font3=51.5, #tont3=10
124 @DEFAULT@ #font4=53.5, #tont4=0.3
125 $
126 $- b) Trennen wegen Spannungseinbruch -$
127 @DEFAULT@ #Uon=0.80, #tUon=1.50
128 $
129 $- Spannungsstützung -$
130 @DEFAULT@ #donh=1.05, #donl=0.95
131 @DEFAULT@ #Uqson=2
132 @DEFAULT@ #tonU=0.2
133 $
134 $
135 $
136 ## 5.1 Generatordaten
137 $*****
138 $*****
139 S #VUV Ringgenerator
140 $ ..... Freq.
141 $ Sn Un #VW_S #VW_Ug #VW_f
142 1 .....
143 $ T_a r_a x_as
144 $ 12 0.1 0.1
145 2 .....
146 $ T_d' x_d' T_d' x_d'
147 $ .05 .25 1.44 .35 1.0
148 5 .....
149 $ .....

```

!WEA bei f<#fofft1 nach #tofft1 vom Netz getrennt  
!WEA bei f<#fofft2 nach #tofft2 vom Netz getrennt  
!WEA bei f>#fofft3 nach #tofft3 vom Netz getrennt  
!WEA bei f>#fofft4 nach #tofft4 vom Netz getrennt

!Wenn nach #tUon #Uon unterschritten->Abtrennen

!Obere & untere Totbandgrenze Spg.-Stützung [p.u.]  
!Statik (Steigung) der Kennlinie  
!Aufrechterhaltung der U-Stützung nach Rückkehr ins Totband [s]

```

150 $ T_q' x_q' x_q' x_q
151 6 .06 0.25 0.65 0.65
152 $*****
153 ##
154 $
155 $
156 $
157 ## 6. Netztopologie
158 $*****
159 $*****
160 $
161 $--- Block A (Netzanschluss + Trafo) ---$
162 $ mult. R Ur[kV]
163 R#VUW_KNT#VUW .A#VUW .a 1. 1E-3 #VW_Un
164 $ P-Trafo!
165 T#VUW .A#VUW .Y#VUW .tYd#VW_Un#VW_Un#VW_ST#VW_Tr#VW_Tk
166 T#VUW .T 05#VW_Ug#VW_Ug
167 $
168 $gesteuerte Quelle->PQ-Bus P[MW] Q[Mvar]
169 V#VUW .T #VUW .q +1.0 +1.0
170 $
171 $
172 $
173 $--- Block B (Generator + gesteuerte Last) ---$
174 S#VUW .B #VUW .n 1.0 0.0
175 $
176 $ mult. R Ur[kV]
177 R#VUW .G#VUW .B#VUW .b 1. 1E-3 #VW_Ug
178 $
179 $Generator -> PQ-Bus P[MW] Q[Mvar]

```

```

180 V#VUW .G      #VUW      +1.0 +0.0      | !Anfangswerte für Lastfluss (MW/Mvar)
181 $
182 $gesteuerte Last -> PQ-Bus P[MW] Q[Mvar]
183 V#VUW .G      #VUW .s  -1.0 -0.0      | !Anfangswerte für Lastfluss (MW/Mvar)
184 $
185 $*****
186 ##
187 $
188 $
189 $
190 ## 8.1 Regler die im Lastfluss verarbeitet werden
191 $*****
192 $*****
193 $
194 $1.....12.....23.....3AA1....12....23....34....45....56....67....78....89....9ZZ|
195 $1.....1      Winddaten          9...9ZZ|
196 $1.....12.....23.....3AA1....12....23....34....45....56....67....78....89....9ZZ|
197 AUSWERT      #VUW .w N
198 time         TIME
199 $
200 #v_w.mac
201 $
202 $
203 $
204 ENDE
205 $
206 $
207 $
208 $1.....12.....23.....3AA1....12....23....34....45....56....67....78....89....9ZZ|
209 $1.....1      Umrichter (Eingang)  9...9ZZ|

```

```

210 $1.....12.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ
211 VAR-P/Q #VUW .s N Pin Qin |
212 P_tmp INPUT Pin 1 |
213 AUSWERT #VUW .c |
214 Pin DE1 0.01 #VW_S | !p.u. -> MW
215 $ |
216 Q_tmp INPUT Qin 1 |
217 AUSWERT #VUW .c |
218 Qin DE1 0.01 #VW_S | !p.u. -> Mvar
219 $ |
220 ENDE |
221 $ |
222 $ |
223 $ |
224 $1.....12.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ
225 $1.....1 Umrichter (Ausgang) 9...9ZZ
226 $1.....12.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ
227 VAR-P/Q #VUW .q N Pout Qout |
228 P_tmp INPUT Pout 1 |
229 AUSWERT #VUW .c |
230 Q_tmp INPUT Qout 1 |
231 AUSWERT #VUW .c |
232 zeit TIME |
233 $ |
234 Pout P_tmp DE1 0.01 #VW_S | !p.u. -> MW
235 Qout Q_tmp DE1 0.01 #VW_S | !p.u. -> Mvar
236 $ |
237 $ |
238 IF (zeit.LT.0.3) THEN |
239 Pout=#VW_S*#VW_cos*#VW_et - #VW_Tr/100*#VW_ST | !Temporär andere P/Q-Wert einspeisen, solange bis
| !Generatoreinschwingvorgang vorbei. Sonst U oder f

```

```

240 $ | !Schwankung
241 arccos=acos(#VW_cos)
242 Qout=#VW_S*sin(arccos)*SIGN(#VW_neu)*#VW_et + #VW_Tk/100*#VW_ST
243 ENDIF
244 $
245 ENDE
246 $
247 $
248 $
249 $1.....12.....23.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ
Hauptregler 9...9ZZ
250 $1.....1
251 $1.....12.....23.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ
252 $--- Aufbau des Reglers: ---$
253 $Nr. Funktion Erstellen oder verändern von:
254 $I : Eingangsgrößen
255 $II : Variablenzuweisung Qin
256 $III : Vorabrechnungen Pin
257 $IV : Frequenzregelung Qout
258 $V : Spannungsregelung
259 $VI : Abtrennen der Anlage
260 $VII : Leistungsschalter Pout
261 $VIII: Wirkleistungsabgabe Pin, Qin, Pout, Qout
262 $IX : Wiederaufbauvorgang Qout
263 $X : Transformatorkompensation Pout, Qout
264 $XI : Leistungsbilanz Pin, Qin, Pout, Qout
265 $XII : Weitere Betriebsfälle
266 $
267 $
268 $--- I Eingangsgrößen: ---$
269 AUSWERT #VW . c N

```

```

270 omega          INPUT                    24 #VUW
271 omgopt         INPUT                    omgopt 1
272 AUSWERT       #VUW .o
273 v_w           INPUT                    v_w 1
274 AUSWERT       #VUW .w
275 dFrd          EINGANG                 20000
276 O#UMp        .03
277 Unet         EINGANG                 020000
278 B#UMp
279 Uknt         EINGANG                 020000
280 B#VUW_KNT
281 PG_ist       INPUT                    17 #VUW
282 zeit         TIME
283 $
284 $1.....12.....23.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ
285 $--- II Variablenuzuweisung: ---$
286 $
287 $--- Seeseitige Anforderungen ---$
288 IF(#gcode.EQ.'off') THEN
289 $
290 $-- Wirkleistungsregelung --$
291 fgc_h=#foffh
292 fgc_l=#foffl
293 fgc_m=#foffm
294 $
295 $-- Netztrennung der WEA --$
296 $- a) Trennen wegen Frequenzabweichung -$
297 fgc_t1=#fofft1
298 tgc_t1=#tofft1
299 fgc_t2=#fofft2

```

!Frequenzabweichung am Knoten #UMp [mHz]

!Effektivwert der Netzspannung am Messpunkt #UMp

!Effektivwert der Netzspannung am WEA-Fußpunkt

!Momentane Generatorwirkleistung

!aktuelle Zeit, benötigt für counter



```
300   tgc_t2=#tofft2
301   fgc_t3=#fofft3
302   tgc_t3=#tofft3
303   fgc_t4=#fofft4
304   tgc_t4=#tofft4
305 $
306 $- b) Trennen wegen Spannungseinbruch -$
307   Ugc=#Uoff
308   tgcU=#tUoff
309 $
310 $-- Spannungsstützung --$
311   dgc_h=#doffh
312   dgc_l=#doffl
313   UQstatic=#UQsoff
314   tgc_U=#toffU
315 $
316 $
317 $--- Netzseitige Anforderungen ---$
318   ELSE
319 $
320 $-- Wirkleistungsregelung --$
321   fgc_h=#fonh
322   fgc_l=#fonl
323   fgc_m=#fonm
324 $
325 $-- Netztrennung der WEA --$
326 $- a) Trennen wegen Frequenzabweichung -$
327   fgc_t1=#font1
328   tgc_t1=#tont1
329   fgc_t2=#font2
```

```

330   tgc_t2=#tont2
331   fgc_t3=#font3
332   tgc_t3=#tont3
333   fgc_t4=#font4
334   tgc_t4=#tont4
335 $
336 $- b) Trennen wegen Spannungseinbruch -$
337   Ugc=#Uon
338   tgcU=#tUon
339 $
340 $-- Spannungsstützung --$
341   dgc_h=#donh
342   dgc_l=#donl
343   UQstatic=#UQson
344   tgc_U=#tonU
345 $
346   ENDIF
347 $
348 $1.....12.....23.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89....9ZZ
349 $--- III Vorabrechnungen ---$
350 $
351   v_wgl   v_w   DE1   10   1.0
352 $
353   f_ist=#VW_f+dFrc*1E-3
354 $
355   d_omg=omega-omgopt
356   Pin_tmp=omega^3+d_omg/#VW_PG
357   Pin_ref   LIIM   0   1.0  0
358 $
359   Imax=Uknt*#VW_PF

```

!Geglättete Windgeschwindigkeit (für Sturmsicherung etc.)

!aktuelle Netzfrequenz

!Umrichternennleistung wird auf Maschinennennleistung begrenzt

!Maximal zulässiger Halbleiterstrom

```

360 IF ((Pin_ref.GT.Imax).AND.(#VW_Sb.GT.0)) THEN
361 Pin_ref=Imax
362 ENDIF
363 $
364 Qin=0.0
365 $
366 $
367 $
368 $1.....12.....23.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ
369 $--- IV Frequenzregelung ---$
370 $
371 $
372 IF (#VW_fq.GT.0) THEN
373 $
374 derfrq f_ist DIFF 0.001 10 0
375 $
376 IF ((Pbranch.EQ.1).AND.(f_ist.LT.fgc_h)) THEN
377 Pbranch=1
378 ELSEIF ((Pbranch.EQ.1).AND.(f_ist.GE.fgc_h)) THEN
379 Pbranch=2
380 ELSEIF ((Pbranch.EQ.2).AND.(derfrq.GE.0)) THEN
381 Pbranch=2
382 ELSEIF ((Pbranch.EQ.2).AND.(derfrq.LT.0)) THEN
383 Pbranch=3
384 f_schalt=f_ist
385 ELSEIF ((Pbranch.EQ.3).AND.(f_ist.GE.fgc_l)) THEN
386 $
387 IF (f_ist.LE.f_schalt) THEN
388 Pbranch=3
389 ELSE

```

!Bei Überschreitung senken der Leistungsabgabe

!Q\_in immer =0, da Zwischenkreis nur für Wirkleistung durchlässig

!="unförmige" Hysterese, jeder Zweig bekommt Nr. und..

!..wird entsprechend der Bedingung durchlaufen

!Frequenzregelung an

!Ableitung, wird beim Wechsel von Zweig 2 auf Zweig 3 benötigt

!Bedingung für Zweig

!Schaltbedingung

!Bedingung für Zweig

!Schaltbedingung

!Festhalten der Umschaltfrequenz für den Fall,..

!..dass bei Zweig 3 die Frequenz doch wieder ansteigt

!Falls Zweig=3, aber f doch wieder steigt

```

390 Pbranch=2
391 ENDIF
392 $
393 ELSEIF ((Pbranch.EQ.3).AND.(f_ist.LT.fgc_l)) THEN
394 Pbranch=4
395 ELSEIF ((Pbranch.EQ.4).AND.(f_ist.GT.fgc_m)) THEN
396 $
397 IF (f_ist.LE.fgc_l) THEN
398 Pbranch=4
399 ELSE
400 Pbranch=3
401 ENDIF
402 $
403 ELSEIF ((Pbranch.EQ.4).AND.(f_ist.LE.fgc_m)) THEN
404 Pbranch=1
405 ENDIF
406 $
407 IF (zeit.LE.0.5) THEN
408 Pbranch=1
409 ENDIF
410 $
411 IF (Pbranch.EQ.1) THEN
412 PinTEMP=Pin_ref
413 ELSEIF (Pbranch.EQ.2) THEN
414 PinTEMP=Pin_ref-49*Pin_ref*((f_ist-fgc_h)/#VW_f)
415 Pin_tmpm=PinTEMP
416 ELSEIF (Pbranch.EQ.3) THEN
417 PinTEMP=Pin_tmpm
418 ELSEIF (Pbranch.EQ.4) THEN
419 x1=((Pin_tmpm-Pin_ref)/(#foffl-#foffm))*f_ist

```

```

|
|
|
| !Schaltbedingung
|
|
| !Bedingung für Zweig
|
|
| !Falls Zweig 4, aber f doch über Schaltpunkt steigt
|
|
|
|
|
|
|
| !Schaltbedingung
|
|
|
|
|
|
|
| !Initialisierung = In der 1. sek. normaler Betrieb
|
|
|
|
|
|
|
| !Leistung absenken
|
| !Festhalten des minimalen Wertes
|
|
|
| !mit minimalem Wert f-Abnahme abwarten
|
|
|
|

```

```

420      x2=((#foffl*Pin_ref-#foffm*Pin_tmpm)/(#foffl-#foffm))
421      PinTEMP= x1+x2
422      ENDIF
423      $
424      ELSE
425      PinTEMP=Pin_ref
426      ENDIF
427      $
428      Pin      PinTEMP LIM      0      1.0      0
429      $
430      $1.....12.....23.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ
431      $--- V Spannungsregelung ---$
432      $
433      IF (#VW_qr.GT.0) THEN
434      $
435      IF (zeit.LT.0.5) THEN
436      Ubranch=1
437      ENDIF
438      $
439      IF ((Ubranch.EQ.1).AND.(Unet.LE.dgc_h).AND.(Unet.GE.dgc_l)) THEN
440      Ubranch=1
441      ELSEIF ((Ubranch.EQ.1).AND.((Unet.GT.dgc_h).OR.(Unet.LT.dgc_l))) THEN
442      Ubranch=2
443      ELSEIF ((Ubranch.EQ.2).AND.((Unet.GT.dgc_h).OR.(Unet.LT.dgc_l))) THEN
444      Ubranch=2
445      ELSEIF ((Ubranch.EQ.2).AND.(Unet.LT.dgc_h).AND.(Unet.GT.dgc_l)) THEN
446      Ubranch=3
447      utime=zeit
448      ELSEIF (Ubranch.EQ.3) THEN
449      $

```

!= allg. geradengleichung  
 !wenn Frequenzregelung aus:  
 !Umrichternennleistung auf Maschinennennleistung begrenzt  
 !Blindleistungsregelung an  
 !Startbedingung  
 !Festlegen des Zweiges:  
 !1: keine Spannungsstützung  
 !2: Spannungsstützung  
 !3: festhalten der Q-Einspeisung nach Spg.-Rückkehr ins Totband

```

450      utime1=utime+tg_c_U
451      $
452      IF (utime1.LE.zeit) THEN
453          Ubranch=1
454      ELSE
455          Ubranch=3
456      ENDIF
457      ELSE
458          Ubranch=1
459      ENDIF
460      $
461      $
462      IF (Ubranch.EQ.1) THEN
463          arccos=acos(#VW_cos)
464          Qouttmp=Pin*#VW_et*sin(arccos)*SIGN(#VW_ueu)
465      $
466      ELSEIF (Ubranch.EQ.2) THEN
467          Qouttmp=(1-Uhet)*Uqstatic*Pin_ref*#VW_et
468      $
469      Qfest      DEADTIME 0.015
470      Pin=Pin_ref
471      $
472      ELSEIF (Ubranch.EQ.3) THEN
473          Qouttmp=Qfest
474      ENDIF
475      $
476      Qout      Qouttmp LIM      -1      1      1
477      $
478      $
479      ELSE

```

!Endzeit der Q-Aufrechterhaltung

!Wenn Q-Aufrechterhaltung zu Ende

!Sonst Q-Aufrechterhaltung

!Alle weiteren Fälle=Normaler Betrieb

!Normalbetrieb, vorgegebener Wirkfaktor

!Spannungsstützung

!Verzögerung nötig, sonst Wert für Zweig 3 falsch (Anregelzeit)

!Bei KS Gen.-Leistung nicht absenken, denn sonst sinkt auch Q

!Limit: +/-1 p.u.

!Blindleistungsregelung aus-> nur Wirkleistungseinsp.

```

480      Qout=0
481      ENDIF
482      $
483      $
484      $1.....12.....23.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ
485      $--- VI Abtrennen der WEA ---$
486      $
487      $-- a) Trennen wegen Frequenzabweichung --$
488      IF (#VW_fbk.GT.0) THEN
489      $
490      IF((f_ist.GE.fgc_t3).OR.(f_ist.LE.fgc_t2)) THEN
491      zt_act1=1
492      ELSE
493      zt_act1=0
494      ENDIF
495      $
496      zt_act2 zt_act1 RECHTECK 1
497      $
498      IF ((zt_act2.EQ.1).AND.(zt_act1.EQ.1)) THEN
499      zt_start=zeit
500      ELSEIF ((zt_act2.EQ.0).AND.(zt_act1.EQ.1)) THEN
501      zt_start=zt_start
502      ELSE
503      zt_start=-1
504      ENDIF
505      $
506      IF (zt_start.NE.-1) THEN
507      count=zeit-zt_start
508      ELSE
509      count=0

```

!Counter - Anfang ----->  
!Bedingung für Counter-Start  
!ergibt beim Counter-Start ein Dirac-Impuls  
!Dirac steuert Zeitspeicherung  
!Berechnung der Zeit seit Ereignisbeginn & Reset

```
510 ENDIF
511 $
512 $
513 IF ((f_ist.LE.fgc_t1).AND.(tgc_t1.LE.count)) THEN
514   break=1
515 ELSEIF ((f_ist.LE.fgc_t2).AND.(tgc_t2.LE.count)) THEN
516   break=1
517 ELSEIF ((f_ist.GE.fgc_t3).AND.(tgc_t3.LE.count)) THEN
518   break=1
519 ELSEIF ((f_ist.GE.fgc_t4).AND.(tgc_t4.LE.count)) THEN
520   break=1
521 ELSE
522   break=0
523 ENDIF
524 $
525 ENDIF
526 $
527 $
528 $-- b)Trennen wegen Spannungseinbruch --$
529 $
530 IF (#VW_Ubk.GT.0) THEN
531 $
532 IF (Unet.LE.Ugc) THEN
533   t_Uact1=1
534 ELSE
535   t_Uact1=0
536 ENDIF
537 $
538 t_Uact2 t_Uact1 RECHTECK 1
539 $
```

!Counter - Ende <-----

!Counter - Anfang ----->

!Bedingung für Counter-Start

!ergibt beim Counter-Start ein Dirac-Impuls



```

540 IF ((t_Uact2.EQ.1).AND.(t_Uact1.EQ.1)) THEN
541   Ut_start=zeit
542 ELSEIF ((t_Uact2.EQ.0).AND.(t_Uact1.EQ.1)) THEN
543   Ut_start=Ut_start
544 ELSE
545   Ut_start=-1
546 ENDIF
547 $
548 IF (Ut_start.NE.-1) THEN
549   countU=zeit-Ut_start
550 ELSE
551   countU=0
552 ENDIF
553 $
554 $
555 $
556 tÜbrk=tgcU+#VW_tbk
557 $
558 IF ((Unet.LE.Ugc).AND.(countU.GE.tÜbrk)) THEN
559   break=1
560 ENDIF
561 $
562 ENDIF
563 $
564 $
565 $--- VII Leistungsschalter ---$
566 c11 break NOT
567 c12 c11 DEADTIME 0.1
568 $
569 IF ((c11.GT.0).AND.(c12.GT.0)) THEN

```

!Dirac steuert Zeitspeicherung

!Berechnung der Zeit seit Ereignisbeginn & Reset

!Counter - Ende <-----

!damit sich nicht alle Anlagen gleichzeitig abschalten

!Invertierer, nötig um Leistungsschalter zu schließen

!Zeit nach Öffnung bis zum Wiedereinschalten des LS

```

570     close=1
571 ELSEIF ((c11.LT.1).AND.(c12.GT.0)) THEN
572     close=1
573 ELSE
574     close=0
575 ENDIF
576 $
577 $
578     lschalt      CON-SWIT      !Leistungsschalter
579     #VUW .a break close
580     #VUW .a break close
581     #VUW .a break close
582 $
583 $
584 $
585 $1.....12.....23.....34AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67....78....89....9ZZ|
586 $--- VIII Wirkleistungsabgabe ---$
587     Pout=Pin*#VW_et*#VW_cos
588 $
589 $Ab hier sind Pin,Qin,Pout & Qout zugewiesen und können weiter bearbeitet werden|
590 $
591 $
592 $1.....12.....23.....34AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67....78....89....9ZZ|
593 $--- IX Wiederanfahrvorgang ---$
594     IF (#VW_Rbk.GT.0) THEN
595 $
596     t_brk1 break NOT
597 $
598     t_brk2 RECHTECK 1
599 $

```

```

!Counter - Anfang ----->
!Bedingung für Counter-Start: Schalter schließt
!Dirac beim Counter-Start

```

```
600 IF ((t_brk2.EQ.1).AND.(break.NE.1)) THEN
601   t_brk=zeit
602 ELSEIF (break.EQ.1) THEN
603   t_brk=-1
604 ELSE
605   t_brk=t_brk
606 ENDIF
607 $
608 IF (zeit.LT.0.5) THEN
609   t_brk=-1
610 ENDIF
611 $
612 IF (t_brk.NE.-1) THEN
613   cbrk=zeit-t_brk
614 ELSE
615   cbrk=60/0.1
616 ENDIF
617 $
618 $
619 $ Berechnung:
620 brk1=cbrk/60*0.1
621 brk2 brk1 LIM 0.0 1 0
622 $
623 $ Zuweisung:
624 Pin=Pin*brk2
625 Qin=Qin*brk2
626 Pout=Pout*brk2
627 Qout=Qout*brk2
628 $
629 ENDIF

| Dirac steuert Zeitspeicherung
|
|
|
|
|
| Rücksetzen des Counters bei Simulationsbeginn
|
|
| Berechnung der Zeit seit Ereignisbeginn & Reset
|
|
| Counter -- Ende <-----
|
| Steigern der Leistung nach Trennen mit 10% der Nennleistung
```

```

630 $ |
631 $ |
632 $1.....12.....23.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ |
633 $--- X Transformatorkompensation ---$ |
634 Qout=Qout + #VW_Tk/100 * (PG_ist*#VW_et)^2 * #VW_S/#VW_ST | !Verändere Qout
635 $ |
636 $ |
637 $1.....12.....23.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ |
638 $--- XI Leistungsbilanz ---$ |
639 $ |
640 Smax PG_ist DE1 0.01 1 | !Aktuelle Generatorwirkleistung (geglättet)
641 Pxtmp=Smax^2-Qout^2 | !Qout hat höhere Priorität als Pout
642 $ |
643 IF (Pxtmp.GE.0) THEN | !wenn S zur Deckung von Q ausreicht:
644 $ |
645 costmp=Pout^2+Qout^2 + 1E-8 | !Berechne geforderten Leistungsfaktor (+keine Div./0)
646 cosP=Pout/sqrt(costmp) |
647 sintmp=acos(cosP) |
648 sinP=sin(sintmp) |
649 $ |
650 Pout=Smax*cosP*#VW_et | !ändere Pout
651 Qout=Smax*sinP*#VW_et*SIGN(Qout) | !ändere Qout
652 $ |
653 ELSE |
654 Pout=#VW_Tr/100*(Smax*#VW_et)^2 * #VW_S/#VW_ST | !Wenn mehr Q gefordert als P verfügbar =^ KS
655 $ |
656 Qytmp=(Smax*#VW_et)^2-Pout^2 | !Kompensation der Trafo-Wirkleistung
657 Qout=sqrt(Qytmp)*SIGN(Qout) | !ohne würde der Trafo bei Q-Einsp. Wirkleistung aufnehmen
658 $ |
659 ENDIF

```

```

660 $
661 $
662 $--- XII Weitere Betriebsfälle ---$
663 IF((close.NE.1).OR.(break.EQ.1)) THEN
664   Pin=0
665   Qin=0
666   Pout=0
667   Qout=0
668 ELSEIF (v_wgl.IT.#VW_vws) THEN
669   Pin=0
670   Qin=0
671   Pout=0
672   Qout=0
673 ENDIF
674 $
675 ENDE
676 $
677 $
678 $
679 $1.....12.....23.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ
680 $1.....1
681 $1.....12.....23.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ
682 AUSWERT #VUW .o N
683 v_w INPUT v_w 1
684 AUSWERT #VUW .w
685 $
686 init=v_w
687 x0 v_w LOOP 1000 v_w_gl
688 x1 PROP 0.1
689 v_w_gl INT <>1
init

```

!wenn Leistungsschalter auslöst: alle Leistungen=0

!Wenn Windgeschwindigkeit unter Einsetzgeschwindigkeit

! Ende des Hauptreglers

!Für geglättete Wingschwindigkeit:

!Startwert = v\_w: weniger Einschwingen

!Verstärkung=1/Zeitkonstante

```

690 $
691 IF (v_w_gl.lt.#VW_vws) THEN
692   a2=0.2
693 $
694 ELSEIF (v_w_gl.le.#VW_wm) THEN
695   omg_temp=(#VW_lbd * v_w) /(#VW_dr/2 * (#VW_nn/60) *2*3.1415)
696   a1   omg_tempLIM   0   1.0   0
697   a2=a1
698 $
699 ELSE
700   omg_temp=-#VW_Sss/#VW_wm*v_w*(#VW_Sss+1)
701   b1   omg_tempLIM   0.2   1.0   0
702   a2=b1
703 $
704   ENDIF
705 $
706   omgopt=a2
707 $
708   ENDE
709 $
710 $
711 $
712 $*****
713 ##
714 $
715 $
716 $
717 ## 8.2 Regler die nach dem Lastfluss verarbeitet werden
718 $*****
719 $*****

```

```

720 $
721 $
722 $1.....12.....23.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ|
723 $1.....1 Abtremmen des Slacks am Generator nach Lastflussrechnung 9...9ZZ|
724 $1.....12.....23.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ|
725 AUSWERT #VUW .k N
726 zeit TIME
727 $
728 IF (zeit.GE.0.01) THEN !Abschalten nach 0.01 Sekunden
729 break=1
730 ELSE
731 break=0
732 ENDIF
733 $
734 Lschalt COM-SWIT
735 #VUW .b break
736 #VUW .b break
737 #VUW .b break
738 $
739 ENDE
740 $
741 $
742 $
743 $1.....12.....23.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ|
744 $1.....1 Pitch-Sollwert 9...9ZZ|
745 $1.....12.....23.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ|
746 AUSWERT #VUW .1 N
747 omega INPUT 1 24 #VUW
748 omgopt INPUT omgopt 1
749 AUSWERT #VUW .o

```

```

750 V_w          INPUT          1
751 AUSWERT     #VVW .w
752 pitch      INPUT          1
753 AUSWERT     #VVW .3
754 $
755 $--- Basiswert durch PT1 ---$
756 IF (v_w.GT.15) THEN
757   afit=124.44007
758   bfit=0.38628
759   temp1=bfit*LOG(v_w)
760   temp2=afit*LOG(temp1)
761   init   temp2 LIM 0 35 0
762 ELSE
763   init=0
764 ENDIF
765 $
766 x0          pitch LOOP 1000
767 x1          PROP 0.1
768 static     INT <>1
769 $
770 $--- Sturmabschaltung ---$
771 $
772 y0          v_w LOOP 1000
773 y1          PROP 0.1
774 sec2       INT <>1
775 $
776 IF (sec2.LE.#VVW_wm) THEN ! Kein Starkwindschutz
777   mfac=100
778 $
779 IF (omega.LE.0.9) THEN

```

!Startwert für Pitchwinkel festlegen

!v\_w > 15 m/s:

!pitch=a\*ln(b\*ln(v\_w))

!maximal 35°

!sonst: -> pitch=0

!Startwert für Pitchwinkel->PT1 durch Integrator nachgebildet

!Verstärkung=1/Zeitkonstante

init

!Wenn max-Windgeschwind. für gewisse Zeit überschritten wird:

!Verstärkung=1/Zeitkonstante

init

! Kein Starkwindschutz

mfac=100

IF (omega.LE.0.9) THEN



```

780      dz=-1
781      ELSE
782      dz=(omega-omgopt)*mfac
783      ENDIF
784      ELSE
785      mfac=100/v_w^2*#VW_wm^2
786      dz=(omega-omgopt)*mfac
787      ENDIF
788      $
789      $
790      $--- 1d Pitchwert - soll ---$
791      p_ref=dz+static
792      $
793      ENDE
794      $
795      $
796      $
797      $1.....12.....23.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ
798      $1.....1 Pitch-Regler 9...9ZZ
799      $1.....12.....23.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ
800      AUSWERT #VWV .2 N
801      p_ref INPUT p_ref 1
802      AUSWERT #VWV .1
803      v_w INPUT v_w 1
804      AUSWERT #VWV .w
805      $
806      IF (v_w.GT.15) THEN
807      afit=124.44007
808      bfit=0.38628
809      temp1=bfit*LOG(v_w)

```

!Starkwindschutz  
!bei hohen Windstärken wird mult. Faktor verringert..  
!.-> weniger Überschwngen

!Startwert für Pitchwinkel festlegen  
!v\_w > 15 m/s:  
!pitch=a\*ln(b\*ln(v\_w))

```

810 temp2=afit*LOG(temp1)
811 init temp2 LIM 0 35 0
812 ELSE
813 init=0
814 ENDIF
815 $
816 $1) PI-Regler
817 r1 p_ref LOOP 1000 su2
818 r2 r1 INT <>1
819 r3 r1 PROP 100 r2 r3
820 r4 SUM
821 r5 LIM 0 90
822 $
823 $2) Streckenmodell
824 s1 r5 DE1 0.3 1.0
825 s2 LOOP 1000 s5
826 s3 LIM #VW_Pd#VW_Pu0
827 s4 INT 1
828 s5 LIM 0 90
829 $
830 $3) Totzeit
831 t1 DEADTIME 0.2 !(Totzeit in Sek.)
832 $
833 pitch1 INPUT pitch 1
834 AUSWERT #VUW .3
835 $4) Summenglieder
836 su1 SUM -t1 pitch1
837 su2 SUM su1 s5
838 $
839 pitch=r5

```

```

840 $
841 ENDE
842 $
843 $
844 $
845 $1.....12.....23.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ
846 $1.....1 Pitch-Aktor 9...9ZZ
847 $1.....12.....23.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ
848 AUSWERT #VUW .3 N
849 pitch INPUT pitch 1
850 AUSWERT #VUW .2
851 v_w INPUT v_w 1
852 AUSWERT #VUW .w
853 $
854 IF (v_w.GT.15) THEN !Startwert für Pitchwinkel festlegen
855 afit=124.44007 !v_w > 15 m/s:
856 bfit=0.38628 !pitch=a*ln(b*ln(v_w))
857 temp1=bfit*LOG(v_w)
858 temp2=afit*LOG(temp1)
859 init temp2 LIM 0 35 0 !maximal 35°
860 ELSE !sonst: -> pitch=0
861 init=0
862 ENDIF
863 $
864 a1 pitch DEADTIME 0.2 !(Totzeit in Sek.)
865 a2 DE1 0.3 1.0 !Zeit T / Verst. P
866 a3 LOOP 1000 !Rückführung
867 a4 LIM #VW_Pd#VW_Pu0
868 a5 INT 1 !Startwert ist abh. von windgeschwindigkeit
869 a6 LIM 0 90 init

```

```

870 pitch=a6
871 $
872 ENDE
873 $
874 $
875 $
876 $1.....12.....23.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ|
877 $1.....1 Aerodynamisches Moment m_aero=f(pitch,v_w,omega) 9...9ZZ|
878 $1.....12.....23.....3AA1.....12.....23.....34.....45.....56.....67.....78.....89.....9ZZ|
879 DREHZ #VUW N
880 v_w INPUT v_w 1
881 AUSWERT #VUW .w
882 pitch INPUT pitch 1
883 AUSWERT #VUW .3
884 omega INPUT #VW_nf 24
885 $
886 $--- Berechnung ---$
887 lambda=omega*(#VW_dr/2)/v_w
888 lai=1/((1/(lambda+0.08*pitch))-0.035/(pitch^3+1))
889 $
890 c1 = 0.54
891 c2 = 116/lai
892 c3 = 0.4
893 c4 = 0
894 c5 = 5
895 c6 = -20.2/lai
896 x = 2
897 $
898 c_p=c1*(c2-(c3*pitch)-(c4*pitch^x)-c5)*exp(c6)
899 m_real=(c_p/lambda)*(#VW_dr/2)^3*3.1415*#VW_rho/2*v_w^2

```

| Tatsächlicher Pitchwert

| Eingang:DZ + Umrechnung p.u. auf real

```

900 m_aero=m_real/#VW_Mn      |!Normierung auf Nennmoment des Generators
901 $
902 ENDE
903 $
904 $
905 $
906 $1.....12.....23.....3AA1....12....23.....34.....45.....56.....67....78....89....9ZZ|
907 $1.....1      Spannungregler des Generators          9...9ZZ|
908 $1.....12.....23.....3AA1....12....23.....34.....45.....56.....67....78....89....9ZZ|
909 EXCITER #VUW N
910 URin INPUT 21 #VUW
911 UphR DE1 0.1 1.0
912 omg INPUT 1 24
913 Ue=omg*(1-UphR)*5
914 ENDE
915 $
916 $
917 $*****
918 ##

```