

Leistungselektronik zum Anschluss großer Offshore-Windparks an das Verbundnetz

Dr. Michael Häusler, ABB Calor Emag Schaltanlagen AG, Mannheim, Deutschland

Kurzfassung

Für den Netzanschluss großer Offshore-Windparks über Drehstrom bieten leistungselektronische Blindleistungskompensatoren die optimale Regelung der Blindleistung und der Spannung am Anschlusspunkt. Sie können außerdem die Stabilität des Windparknetzes nach Netzfehlern erhöhen und einen Übergang in den Inselbetrieb ohne Spannungseinbruch erreichen. Aktive Filter verfügen über dieselbe Fähigkeit und können darüber hinaus störende Oberschwingungen und Flicker sehr wirkungsvoll beseitigen.

Bei großen Übertragungstrecken kommt nur Übertragung mit Gleichstrom in Frage. Hierzu geeignete Stromrichter wandeln den Drehstrom des offshore-seitigen Energiesammelsystems in Gleichstrom und am Netzeinspeisepunkt zurück in Drehstrom um. Unabhängig davon können sie auch die Blindleistung an den beiden Enden der Übertragung regeln. Die Stromrichter erlauben es auch, die Frequenz des Windparks zu regeln. Diese Fähigkeit lässt sich z. B. zur Begrenzung der Leistungsänderungen des Windparks oder zur Verminderung der mechanischen Beanspruchung der Windenergieanlagen bei Änderungen der Windgeschwindigkeit nutzen.

1 Offshore Windparks

Im Rahmen des Ausbaues erneuerbarer Energien [1] besteht ein Anreiz, Offshore-Windparks mit Gesamtleistungen von mehr als 100 MW zu bauen. So große Leistungen erfordern den Anschluss an das Verbundnetz. Genehmigungsfähige Standorte im deutschen Küstenbereich sind meist 25 km oder mehr von der Küste entfernt. Wegen der begrenzten Anschlussmöglichkeiten an das Verbundnetz kann die gesamte Übertragungsentfernung leicht 75 km übersteigen. Bei solchen Entfernungen ist der Anschluss über Gleichstrom zu überlegen.

Leistungsschwankungen des Windparks entstehen durch die stetigen Änderungen des Windes, durch Windböen und durch den Turmschatteneffekt. Die Leistungsschwankungen sowie Einschaltungen von Windenergieanlagen (WEA) können zu Spannungsschwankungen und damit Flicker am Einspeisepunkt führen. Diese Netzurückwirkungen sind auf zulässige Werte zu begrenzen. Die Leistung eines Windparks ist überdies mit einem hohen Leistungsfaktor einzuspeisen. Die folgende Arbeit beschäftigt sich mit dem Einsatz geeigneter leistungselektronischer Betriebsmittel zur Erfüllung dieser Aufgaben.

2 Windparks mit direkter Drehstromanbindung

WEA größerer Leistung verfügen heute oft über eigene Stromrichter und können damit den gewünschten Leistungsfaktor einstellen. Es sind allerdings Maßnahmen vorzusehen, um die in das Netz eingespeisten Oberschwingungsströme der Stromrichter auf zulässige Werte zu begrenzen. Hierzu

sind passive oder aktive Filter geeignet. Letztere sind für den Einsatz in Offshore-Windparks vor allem wegen des geringeren Platzbedarfes und der selbsttätigen Anpassung an die auftretenden Harmonischen von Interesse. Sie können zusätzlich die Aufgabe der Blindleistungsregelung des Windparks übernehmen. Dies erlaubt es auch, Windparks mit einfachen Asynchrongeneratoren auszustatten. Heute werden aktive Filter der benötigten Leistungsklasse des Typs SVC Light zur Reduzierung des Flickers von elektrischen Lichtbogenöfen verwendet [2].

Um an einem weit entfernten Einspeisepunkt die auftretenden Spannungsschwankungen zu begrenzen, ohne hierfür Blindleistung über das Kabel zu übertragen, ist es besser, leistungselektronische Blindleistungskompensatoren auf der Landseite einzusetzen. Konventionelle statische Blindleistungskompensatoren (Static Var Compensator SVC) eignen sich hierfür ebenso. Diese beseitigen störende Oberschwingungsströme durch passive Filter. Mit SVC sind weitere Verbesserungen des Betriebsverhaltens von Windparks möglich. Diese betreffen einmal das Verhalten des Windparks nach Kurzunterbrechungen (KU) im übergeordneten Netz, zum zweiten den Übergang in den Inselbetrieb bei vorübergehenden Abschaltungen des Windparks. Damit ist z. B. zu rechnen

- bei Engpässen im Verbundnetz
- bei Gefahr einer Inselnetzbildung des übergeordneten Netzes
- bei Gefährdung der statischen oder der dynamischen Netzstabilität

Mögliche Betriebsverbesserungen durch SVC zeigten Untersuchungen an einem einfachen Modellnetz [3] auf.

2.1 Das Windparkmodell

Der untersuchte Windpark besteht aus 30 WEA mit Asynchrongeneratoren mit direktem Netzanschluss. Die 1-MW-Turbinen sind pitch-geregelt. In drei Gruppen sind die WEA über 10 kV-Seekabel mit einer ohmsch-motorischen Last (15 MW) an Land parallel zum Netzanschluss verbunden. Bild 1 zeigt die Anordnung des Modellnetzes sowie einer einzelnen WEA. Die weiteren Daten des Modellnetzes sind dem Anhang zu entnehmen.

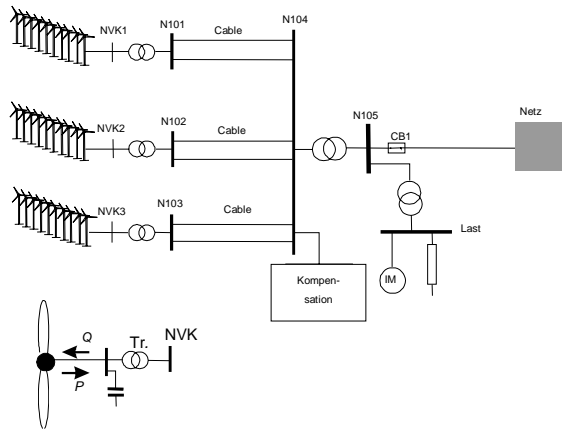


Bild 1 Modell des Windparks und einer WEA

2.2 Nachbildung des SVC

Der SVC regelt die Spannung U_T am Knoten N105. Die Sollspannung folgt hierbei einer Kennlinienneigung (engl. Slope) dargestellt durch die Impedanz X_{SL} . Die Zündverzögerungen entsprechend der Ansteuerung der Thyristoren sind im Modul für den Thyristor-Leitwert nachgebildet (Bild 2).

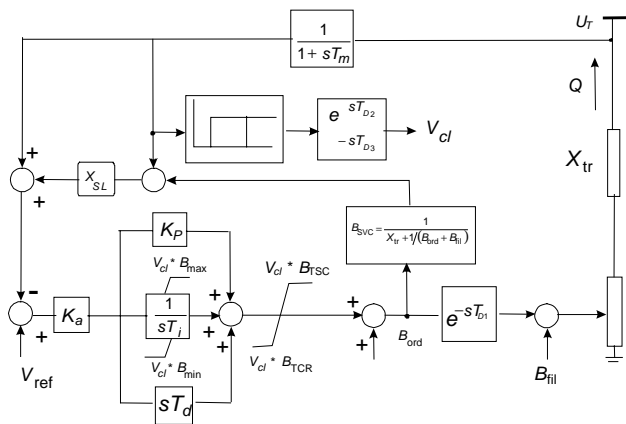


Bild 2 Blockschaltbild des SVC-Regelkreises

2.3 Spannungswiederkehr nach KU

Es wurde ein dreiphasiger Kurzschluss von 200 ms Dauer an der Lastsammelschiene nachgebildet. Bild 3 zeigt die resultierende Spannung am Knoten N105 sowie die Rotordrehzahl einmal mit Festkompensation durch eine Kondensatorbank (Fixed Shunt) zum anderen mit variabler Kompensation durch SVC. Im ersten Fall erreicht die Knotenspannung auch nach 5 Sekunden nicht die Betriebsspannung. Es wird Abschaltung entweder wegen Unterspannung oder Überschreiten der maximalen Rotordrehzahl ausgelöst. Bei variabler Kompensation erholt sich die Knotenspannung innerhalb einer Sekunde. Die Rotordrehzahl erreicht dabei keinen kritischen Wert.

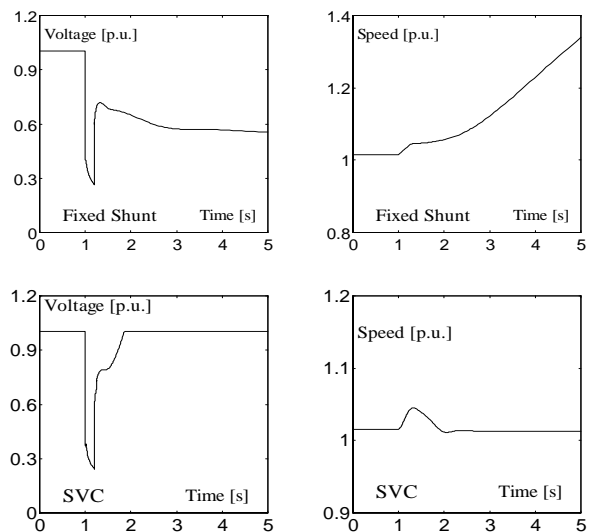


Bild 3 Spannung am Knoten N105 und Rotordrehzahl bei Festkompensation (Fixed Shunt) und variabler Kompensation (SVC)

2.4 Inselbetrieb

Vor Eintritt des Inselbetriebes speise der Windpark 30 MW am Knoten N105 ein. Ein Teil der von der Last (hier Asynchronmotoren IM) benötigten Blindleistung wird vom übergeordneten Netz geliefert. Infolge einer Störung im übergeordneten Netz trennt sich dieses durch Öffnen des Leistungsschalters CB1 vom Knoten N105 ab. Wegen der unausgeglichene Blindleistungsbilanz bricht die Spannung sofort um etwa 10% ein. Bei Festkompensation kollabiert die Spannung innerhalb drei Sekunden, während die Rotordrehzahl wegen des Leistungsüberschusses trotz Pitch-Regelung der Turbinen stark ansteigt. (Bild 4).

Bei variabler Kompensation erholt sich die Spannung in ca. 100 ms. Der Anstieg der Rotorgeschwindigkeit wird nach weniger als einer Sekunde durch die Pitch-Regelung abgefangen.

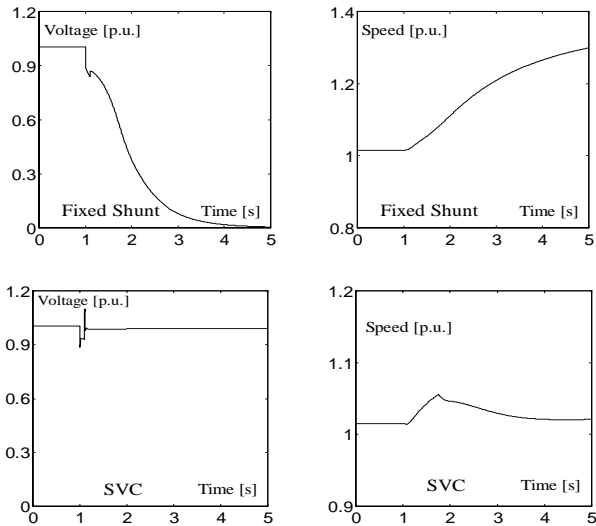


Bild 4 Spannung am Knoten N105 und Rotorgeschwindigkeit mit Festkompensation (Fixed Shunt) und variabler Blindleistungskompensation (SVC)

3 Windparks mit Gleichstromanbindung

Bei großen Übertragungsstrecken kann es wegen der hohen Kabelblindleistung und der Gefahr des Auftretens von Resonanzen zwischen Kabelkapazität und Netzinduktivität schwierig oder gar unmöglich sein, eine Drehstromverbindung zu realisieren. In solchen Fällen bietet es sich an, den Windpark über Gleichstrom anzuschließen. Die

Länge der Übertragung wird hier nur durch die Kabelkosten begrenzt.

3.1 Stromrichter für die Anbindung von Offshore-Anlagen

Dieselbe Übertragungstechnik mit umgekehrter Energierichtung wird auch zur Versorgung von großen Ölbohrinseln (Gesamteigenbedarf bis zu 600 MW) in größerer Entfernung (bis zu 700 km) von der Küste benötigt [4]. Offshore soll die Stromrichterstation so kompakt wie möglich ausgelegt werden. Betrieb muss auch bei sehr kleiner Kurzschlussleistung des Offshore-Inselnetzes möglich sein.

Bisher eingesetzte Hochspannungsgleichstromübertragungs (HGÜ)-Seekabelverbindungen besitzen ausschließlich Stromrichterstationen an Land, wo solche Forderungen bisher nicht existierten. Um den Anforderungen bei der Anbindung von Offshore-Netzen besser gerecht zu werden, hat die Industrie einen Stromrichtertyp weiterentwickelt, wie er seit langem im Leistungsbereich bis zu einigen MW für den Antrieb z. B. von Lokomotiven verwendet wird: der selbstgeführte Stromrichter mit eingprägter Gleichspannung (U-Umrichter oder engl. Voltage Source Converter). Die Anordnung einer Zweipunkt-Gleichstromübertragung sowie den Leistungsbereich solcher Stromrichter und das Zeigerdiagramm der elektrischen Größen auf der Wechselrichterseite zeigt Bild 5.

Die Stromrichter arbeiten bipolar ohne Stromführung über Erde. Ein solches System ist zu einem Mehrpunkt-Gleichstromnetz erweiterbar.

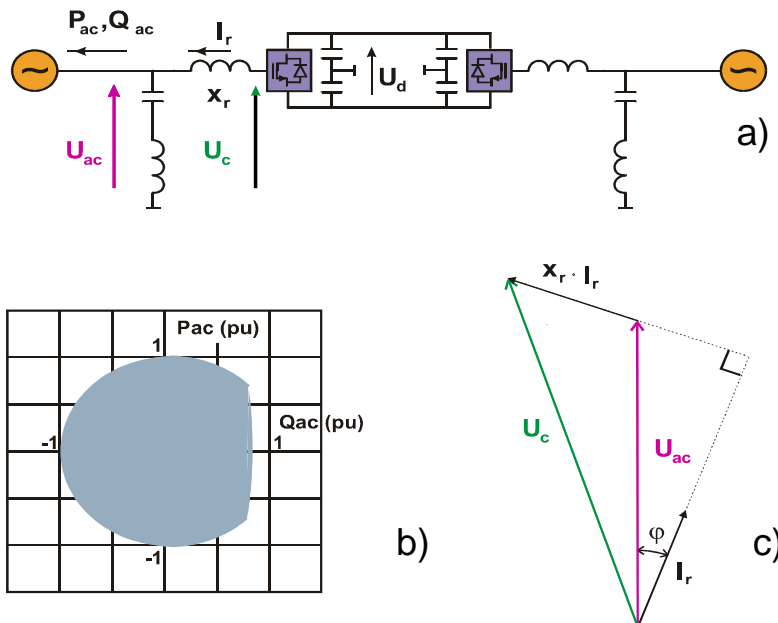


Bild 5 Anordnung und Wirkungsweise einer Gleichstromübertragung mit selbstgeführten U-Umrichtern
a) Vereinfachte Anordnung einer Zweipunktübertragung HVDC Light mit Gleichspannung U_d
b) Leistungsbereich der Stromrichter HVDC Light (Wirkleistung P_{ac} und Blindleistung Q_{ac})
c) Zeigerdiagramm für Netzspannung U_{ac} , Stromrichterspannung U_c und Stromrichterstrom I_r

Zur Abtrennung einer Station z. B. im Fall eines Fehlers auf einer Gleichstromleitung dienen schnelle Gleichstromschalter [5].

Eine Gleichstromverbindung mit selbstgeführten Stromrichtern bietet eine Reihe von Vorteilen:

- unabhängige Regelung der Wirkleistungsübertragung und der Blindleistung des Windparks offshore und an der Netzeinspeisung onshore
- Inselbetrieb ohne jede Kurzschlussleistung des angeschlossenen Offshore-Netzes etwa bei Flaute möglich
- Regelung der Frequenz offshore-seitig
- Entkopplung der Vorgänge bei Fehlern im Netz (onshore) oder im Windpark (offshore)
- Bei Bedarf Umkehrung der Energierichtung. Damit ist ohne zusätzliche Aufwendungen die Versorgung der einzelnen WEA mit Hilfsenergie auch bei Flaute möglich.

Die Möglichkeit der Frequenzregelung in Verbindung mit der Blindleistungsregelung der Stromrichter erlaubt den Einsatz von WEA mit drehzahlvariablen Asynchrongeneratoren ohne Schleifringe oder Betrieb des Offshore-Netzes mit 60 Hz zur Reduktion der Massen von Transformatoren und Asynchrongeneratoren. Die Frequenzregelung kann auch zur Verringerung der mechanischen Beanspruchung der Windturbinen bei plötzlicher Änderung der Windgeschwindigkeit eingesetzt werden. Die Auswirkungen von Kurzunterbrechungen im übergeordneten Netz lassen sich durch gesteuerte Umwandlung der überschüssigen Windenergie in Schwungergie der rotierenden Massen der Windturbinen besser beherrschen. Nicht zuletzt ist statt direkter Abschaltung von Windparks bei Gefährdung der statischen oder der dynamischen Netzstabilität eine sanfte Abstimmung der Windparks möglich. Es ist zu überlegen, durch Entnahme von Energie aus den rotierenden Massen der Windturbinen einen gezielten Beitrag der Windparks zur Primärregelung des übergeordneten Netzes vorzusehen.

3.2 Erste Übertragungen mit Stromrichtern geeignet für die Anbindung von Offshore-Windparks

Zur Erprobung der verschiedenen Regelungsmöglichkeiten von Stromrichtern des Typs HVDC Light für Offshore-Windparks einschließlich der Frequenzregelung dient die Pilotanlage Tjæreborg in Dänemark, ausgelegt für eine Windenergie-Übertragung von 6 MW bei einer Übertragungsspannung von +/- 9 kV. Diese Anlage hat Ende 2000 ihren Betrieb aufgenommen [6].

Wertvolle Erfahrungen mit der Übertragung von Windenergie mit Gleichstrom liefert seit November 1999 die 60 MW-Anlage Gotland [7].

Inzwischen wurde die Einheitsleistung der Stromrichter auf 330 MW und die Übertragungsspannung

auf +/- 150 kV erhöht (Projekt Cross Sound Cable zwischen New Haven, CT und Shoreham, LI, USA). Kommerzieller Betrieb dieser Übertragung ist für Mai 2002 geplant. Bild 6 zeigt den Entwurf einer der beiden Stromrichterstationen.



Bild 6 Anordnung einer Onshore-Stromrichterstation HVDC Light für 330 MW mit den Abmessungen $L \times B \times H = 70 \times 30 \times 10$ m

Die Aufstellung einer solchen Anlage offshore hat die dort herrschenden Umwelteinflüsse (Salzspritzwasser, hohe Luftfeuchtigkeit usw.) zu berücksichtigen. Praktisch bedeutet dies eine Kapselfüllung aller elektrisch aktiven Teile.

Die Übertragung größerer Windparkleistungen kann durch Parallelbetrieb mehrerer solcher Einheiten geschehen. Diese sind auf der Gleichstromseite elektrisch parallel geschaltet und über ein Kabelpaar mit der Landseite verbunden. Alternativ werden die Einheiten getrennt betrieben, was mehrere Kabelpaare erfordert.

3.3 Gemeinsamer Betrieb von Kabeln konventioneller HGÜ und von Windparks?

Bisherige Gleichstrom-Seekabelverbindungen dienen meist zum Austausch von Energie zwischen Netzen. Bei Energierichtungsumkehr erfolgt eine Umkehr der Polarität der Übertragungsspannung. Hierin liegt ein wesentlicher Unterschied zur Arbeitsweise der U-Umrichter, welche immer mit gleicher Polarität der Übertragungsspannung betrieben werden. Ein weiterer Unterschied zwischen beiden HGÜ-Typen besteht darin, dass bestehende HGÜ-Seekabelverbindungen monopolar ausgeführt sind. Die Rückleitung des Stromes erfolgt entweder über Seewasser bzw. Erde oder über ein Nullleiterkabel. HGÜ-Verbindungen der neueren Generation mit U-Umrichtern werden dagegen grundsätzlich bipolar ausgeführt. Eine Verbindung von Seekabeln für die Anbindung von Windparks mit denen bestehender Gleichstromkabel wie etwa Baltic Cable scheidet aus diesen Gründen praktisch aus. Die Verlegung von HGÜ-Seekabeln für Offshore-Wind-

parks parallel zu bestehenden Trassen von konventionellen HGÜ-Verbindungen ist dagegen eine interessante Alternative. Diese hätte außerdem den Vorteil, dass ein Fehler in einem Kabel des einen Systems sich nicht auf das andere System auswirken würde.

3.4 Ausblick

Leistungselektronik kann eine Schlüsselrolle für die Anbindung von Offshore-Windparkanlagen einnehmen. Regelbare Blindleistungskompensatoren (SVC) helfen, die Windenergie mit hohem Leistungsfaktor einzuspeisen und die Spannungsqualität am Einspeisepunkt zu verbessern. SVC erhöhen darüber hinaus die Stabilität des Windparknetzes nach Netzfehlern und erleichtern den Übergang in den Inselbetrieb.

Bei hohen Windparkleistungen und großen Entfernungen zum Netzeinspeisepunkt ist eine Netzanbindung über Drehstromkabel technisch kaum mehr realisierbar. In solchen Fällen kann die Anbindung über Gleichstromkabel erfolgen. Diese Lösung besitzt eine Reihe von technischen Vorteilen angefangen von der Entkopplung der Netze offshore und onshore bis hin zu der Möglichkeit, die Windparks an der Primärregelung des übergeordneten Netzes zu beteiligen. Geeignete Stromrichter stehen heute mit Einheitsleistungen bis zu 330 MW zur Verfügung. Dieselbe Übertragungstechnik eignet sich auch zur Versorgung von großen Ölbohrinseln in größerer Entfernung von der Küste.

4 Literatur

- [1] "Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien", Pressemitteilung 48/00 des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 31. März 2000
- [2] Grünbaum, R., Larsson, T., Ratering-Schnitzler, B., Warnking, J.: Flickerreduktion im HS-Netz: Erste SVC-Light-Anlage in Deutschland. etz Heft 6/2001
- [3] Noroozian, M., Knudsen, H., Bruntt, M.: Improving a wind farm performance by reactive power compensation. Proceedings of IEEE Summer Meeting 1999, Singapore
- [4] NGC's 1.3 GW Norway link close to getting go-ahead. Power in Europe. Issue 351, 21 May 2001

- [5] Asplund, G., Eriksson, K., Lindberg, J., Pålsson, R.: DC transmission based on voltage source converters. CIGRE Beitrag 14-302, Paris, 1998
- [6] Sølbring K. H. et al. : DC feeder for connection of a windfarm. CIGRE Symposium, Kuala Lumpur, Malaysia, Sept. 1999
- [7] Axelsson U., Holm, A. et al.: Gotland HVDC Light transmission - world's first commercial small scale DC transmission. CIRED Conference Nice, France, May 1999

Anhang

Im Netzmodell (Bild 1, Abschnitt 2.1) wurden folgende Daten berücksichtigt:

Netzfrequenz: 50 Hz

Last: 10 MW Haushalte, 5 MW Asynchronmotoren

Kabel: R=0,225 Ohm/km, X=0,07 Ohm/km; Längen N101-N104 = 4km, N102-N104 = 3km, N103-N104 = 2km

Netzknoten:

N105: SCC=115 MVA, X/R =2.6, U= 33 kV

N104: SCC=101 MVA, X/R =3.0, U= 11 kV

N101: SCC=44 MVA, X/R =0,78, U= 11 kV

Turbine: Inertia-Konstante der rotierenden Massen $H = 2,54$ s

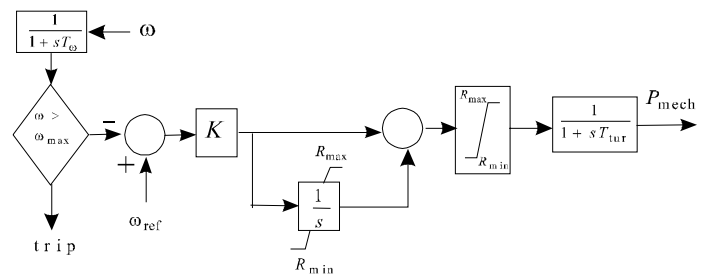


Bild A1: Blockdiagramm der Turbinenregelung

$T_\omega = 0,5$ s ; $K=20$; $T_i = 0,2$ s ; $K_E = 1$; $T_{TUR} = 0,4$ s ;

$R_{min} = 0$; $R_{max} = 1$