



Thema: **PSS,** Begriffserklärung und physikalisches Wirkprinzip  
Subject:

Datum: 21.02.2016  
Date:

Die Buchstaben PSS stehen für die Abkürzung des englischen Begriffs **Power- System- Stabilizer**.

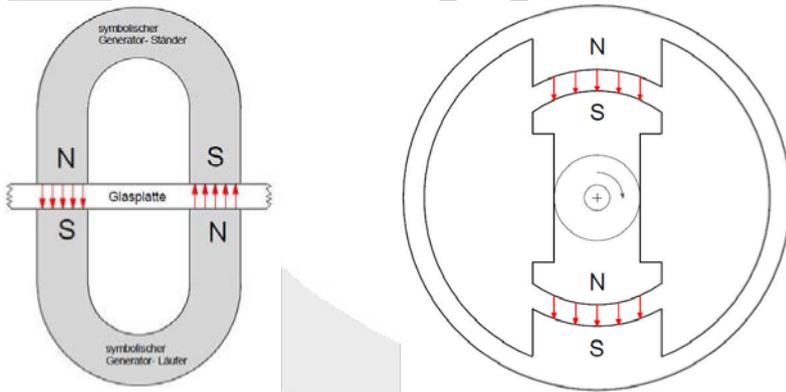
Wie bereits in anderen technischen Bereichen festgestellt, bestätigt der Begriff PSS auch in diesem Fall die Tatsache, dass die angelsächsische Sprache wenig dazu geeignet ist, technisch- physikalische Begriffe unmissverständlich zu beschreiben. Eine wörtliche Übersetzung des Begriffs, was zwangsläufig im nicht englisch sprechenden Sprachraum geschieht, kann sich niemand etwas darunter vorstellen, um was es sich dabei eigentlich handeln könnte, sofern die physikalischen Hintergründe des Begriffs nicht bekannt sind.

Der deutsche Begriff dafür lautet „Pendel- Dämpfungs- System“ bzw. die Bezeichnung der technischen Komponente lautet „**Pendel- Dämpfungs- Gerät**“, im weiteren Text als PDG bezeichnet. Das PDG ist ein in sich abgeschlossener Software-Algorithmus, welcher in jedem Erregersystem der renommierten Hersteller bereits integriert ist und über Binärsignale ein- und ausgeschaltet werden kann.

Bereits aus dem Begriff selbst ist zu vermuten, dass es sich um das Dämpfen von Pendellungen, in der Form sinusförmiger Schwingungen handelt. Wenn man nun diesen Begriff im Zusammenhang mit einer Synchronmaschine erwähnt, weiß man zwar immer noch nicht im Detail wie ein PDG funktioniert, aber man kann bereits vermuten, worum es eigentlich generell geht.

Aus diesem Grund möchte ich nun versuchen, allen technisch interessierten, die physikalischen Ursachen für das Entstehen von Pendelschwingungen an Synchronmaschinen, sowie auf diese Schwingungen dämpfend einzuwirken, auf einfache Weise zu erklären.

Nehmen wir einmal an, die Polflächen von zwei hufeisenförmigen Permanentmagneten stehen sich, getrennt durch einen Spalt nichtmagnetischen Materials, in unserem Fall eine Glasplatte, gegenüber, wie in der nachfolgenden Skizze dargestellt.



Durch die aus den Polflächen austretenden magnetischen Feldlinien besteht eine gegenseitige Wechselwirkung die dafür sorgt, dass deren Krafteinfluss ein Ausrichten der beiden Magnete auf den geringsten Abstand der beiden ungleichnamigen Polflächen zueinander bewirkt. Im linken Teil der nebenstehenden Grafik ist diese Position dargestellt.

Überträgt man nun die Einebenen-Darstellung in eine rotationssymmetrische Darstellung, ergibt sich der rechte Teil der nebenstehenden Grafik.

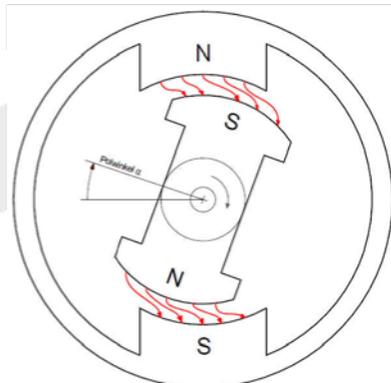
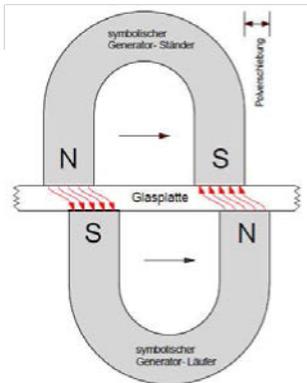
Damit haben wir bereits den inneren Aufbau

einer permanentenerregten Schenkelpol- Synchronmaschine erhalten. Natürlich hat eine ständergespeiste Synchronmaschine keine mechanisch ausgeprägten Magnetpole, wie vorstehend dargestellt. Aus elektrischer Sicht bilden sich auf der Oberfläche des Ständers- Blechpaketes schon magnetisch ausgeprägte Pole aus, die jedoch mit der Betriebsfrequenz, beispielsweise 50 Hz, umlaufen.

Die vorstehende Grafik zeigt demzufolge die Momentaufnahme, einer 50-stel Sekunde, in der die Ständer- und Läuferpole genau diese Position, wie oben dargestellt, einnehmen. Das gilt aber nur, wenn in die Läuferwelle kein antreibendes oder bremsendes Moment eingebracht wird und die Lager- und Ventilationsverluste in diesem Fall vernachlässigt werden.

Obwohl das dargestellte System mit der Drehzahl  $n [U/min] = \text{Frequenz} \times 60 / \text{Polpaarzahl}$  rotiert, verändern sich die relativen Positionen der sich gegenüber stehenden Ständer- und Läuferpole nicht. so dass der Läufer synchron mit dem umlaufenden Ständerdrehfeld rotiert, woraus der Name Synchronmaschine resultiert.

Nachdem wir auf der vorstehenden Seite die internen Positionen der Läufer- und Ständerpole an einer unbelasteten Synchronmaschine hergeleitet haben, wollen wir nachfolgend die Verhältnisse an einer, mit Wirkleistung belasteten Synchronmaschine betrachten. Dabei gehen wir zunächst wieder von dem Model der beiden sich gegenüberstehenden hufeisenförmigen Permanent- Magneten aus, wie im nachfolgenden linken Bild erkennbar.



Wird nun der beispielsweise der untere Magnet durch Einbringen einer Verschiebe- Kraft bewegt, so würde der obere Magnet auf Grund der magnetischen Anziehungskraft der Bewegung des unteren Magneten folgen.

Wird der obere Magnet aber in seiner Stellung fixiert, muss die in den unteren Magneten eingebrachte Verschiebe- Kraft gegen die vom oberen Magneten verursachte magnetische Rückholkraft wirken.

Ist die eingebrachte Verschiebe- Kraft beispielsweise konstant, kann der untere

Magnet nur soweit verschoben werden, bis die vom oberen Magneten ausgehende magnetische Rückholkraft exakt der am unteren Magneten angreifenden Verschiebe- Kraft entspricht, d.h. ein Kräftegleichgewicht entstanden ist.

Verlagert man nun wieder die skizzierte Verhältnisse wieder in eine rotationssymmetrische Darstellung, werden die Läuferpole gegenüber den Ständerpolen die dargestellte Position einnehmen, wenn das in die Welle eingebrachte Drehmoment von einer Antriebsmaschine, beispielsweise einer Turbine, erbracht wird.

Der so genannte Winkelversatz zwischen den Polflächen wird als Polwinkel  $\alpha$  bezeichnet. Der Polwinkel wird, wie auch schon der Versatz bei den Hufeisenmagneten, den Wert einnehmen, bei dem das in die Welle eingebrachte Drehmoment exakt dem magnetischen Rückholmoment entspricht, welches vom Magnetfeld zwischen den Läufer- und Ständerpolen, also im Luftspalt der Synchronmaschine wirkt. Ist dieser Punkt erreicht, besteht an der Kupplung zwischen der Synchronmaschine und der Antriebsmaschine ein sogenanntes Drehmomenten- Gleichgewicht, obwohl das System, vergleichbar mit einer Torsionsfeder vorgespannt ist.

Der in der oberen Skizze erkennbare voreilende Winkel der Läuferpole gegenüber den Ständerpolen zeigt, dass die gekuppelte Antriebsmaschine auf das Ständerdrehfeld und damit auf die Netzfrequenz „ziehend oder schleppend“ wirkt, d.h. dieses schneller drehen möchte. In der Realität ist dies auch so, ein voreilender Polwinkel  $\alpha$  bewirkt, dass von der Synchronmaschine eine Wirkleistung in das angeschlossene Netz in ziehender Form eingespeist wird und somit immer eine Vergrößerung der Netzfrequenz bewirkt.

Natürlich muss man dabei die Leistungsrelationen zwischen dem Netz und der speisenden Maschine betrachten. Wenn beispielsweise die Netzkapazität im Gigawatt- Bereich und die der Synchronmaschine im Megawatt- Bereich liegt, verhält sich die von der Synchronmaschine bewirkte Frequenzerhöhung auch im Verhältnis wie 1/1000, d.h. die Erhöhung ist zwar am normalen Schalttafel- Frequenzmesser nicht ablesbar, findet aber statt.

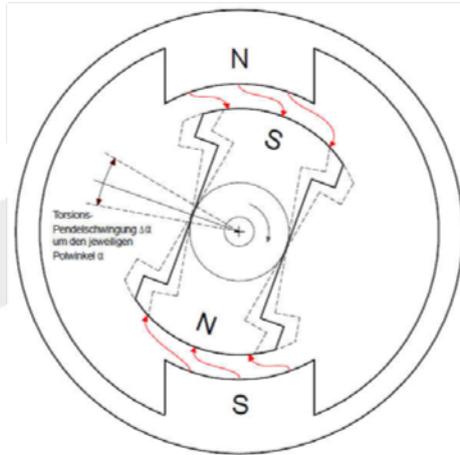
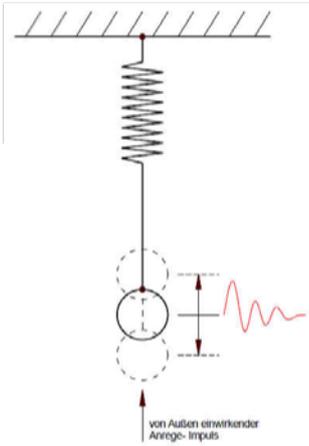
Unter der Bedingung eines konstanten Erregerstroms, also gleichbleibender Intensität des in der vorstehenden Darstellung gewählten Permanentmagneten, gilt die Verallgemeinerung, dass die von einer Synchronmaschine erzeugte oder auch aufgenommene Wirkleistung, proportional der erzeugten oder aufgenommenen Wirkleistung ist.

Im eingeschwungenen Zustand dieser Maschinenanordnung bestehen also keine Relativbewegungen zwischen den Ständer- und Läuferpolen. Der Polwinkel  $\alpha$  ist damit konstant.

Leider existiert dieser ideale Zustand im normalen Kraftwerksbetrieb eigentlich nur sehr selten. Auf Grund der ständigen Laständerungen im angeschlossenen Netz, der Anpassung des aktuellen Blindleistungsbedarfes oder erforderlicher Stufungen des an der Synchronmaschine angeschlossenen Blockumspanners, kommt es im scheinbaren Geradeausbetrieb zu ständigen, mehr oder weniger großen Veränderungen des Polwinkels und damit zu Relativbewegungen des Läufers gegenüber dem Ständer- Drehfeld.

Nachfolgend möchte ich nun beschreiben, welche Auswirkungen diese Relativbewegungen auf den Maschinen- Betrieb haben können.

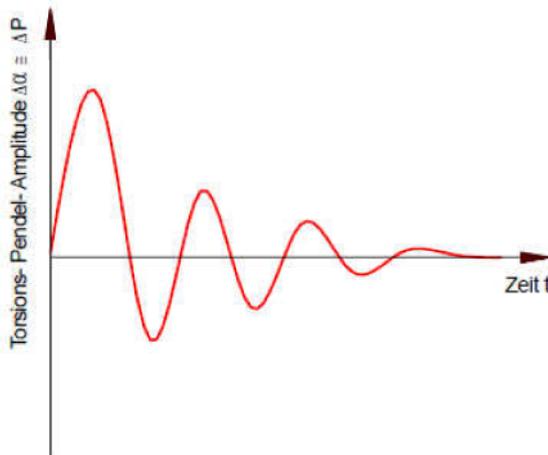
Gehen wir also wieder von zwei Grafiken aus, die den gleichen Vorgang in unterschiedlichen Darstellungsebenen zeigen.



Die linke Grafik zeigt eine Kugel mit einer bestimmten Masse, die in senkrechter Position an einer Feder aufgehängt ist. Im eingeschwungenen Zustand befindet sich dieses System in Ruhe, obwohl die Feder durch die Masse der Kugel, auf Grund der Gravitation zu einem gewissen Grad vorgespannt ist, vergleichbar mit dem Wellenstrang eines Synchron- Turbosatzes.

Stört man nun den eingeschwungenen Zustand des Feder- Masse- Systems durch Einbringen eines Anrege- Impulses in vertikaler Richtung, so beginnt das System eine periodische Schwingung in vertikaler Richtung

auszuführen, die auf Grund der dabei entstehenden Reibungsgrößen den rot dargestellten gedämpften Verlauf ausführen wird.



Übertragen in die rotationssymmetrische Darstellungsebene passiert mit dem Läufer der Synchronmaschine genau das Gleiche, wenn man auf den Läufer einen Anrege- Impuls in tangentialer Richtung einwirken lässt.

Das rechte Bild der vorstehenden Grafik zeigt die dabei vom Läufer ausgeführte Torsions- Pendelschwingung um den jeweiligen, der Wirkleistung proportionalen Polwinkel.

Je nach Maschinengröße und den Parametern des von der Synchronmaschine gespeisten Netzabschnittes, liegen die so genannten lokalen Pendelschwingungen im Bereich von 0,8 Hz bis 2 Hz.

Die nebenstehende Grafik zeigt die typische Form einer Pendelschwingung, deren Beobachtung beispielweise auch mittels eines, mit Netzfrequenz getriggerten Stroboskops möglich ist.

Wie wir nun wissen, sind auftretende Torsions- Pendel-

Schwingungen an einer Synchronmaschine systembedingt und können zunächst nicht verhindert werden. Es ist jedoch möglich, diese Pendelschwingungen mit einem Pendel- Dämpfungs- Gerätes (PDG) so zu bedämpfen, dass die Anzahl und auch z.T. die Amplitude des Pendel- Schwingungsverlaufs drastisch reduziert werden.

Wie kann man nun auf diese Torsions- Pendel- Schwingung dämpfend einwirken?

Wie wir nun wissen, sind Pendelschwingungen relative Torsionsbewegungen des Läufers gegenüber dem Ständerdrehfeld, in deren Auswirkung sich die Polflächen der jeweiligen Ständer- und Läuferpole zueinander bewegen. Im Verlauf einer Pendelamplitude bewegen sich die Polflächen des jeweiligen Läufer- und Ständerpols aufeinander zu und wieder von einander weg.

Durch die Ausnutzung der zwischen den Läufer- und Ständerpolen bestehenden magnetischen Anziehungskraft, besteht nun die Möglichkeit, auf diese Relativbewegung der Läufer- und Ständerpolflächen Einfluss zu nehmen.

Beispielsweise müsste die gegenseitige magnetische Anziehungskraft vergrößert werden, wenn sich die Polflächen voneinander entfernen und im umgekehrten Fall die Anziehungskraft verringert werden, wenn sich die Polflächen aufeinander zu bewegen. Da die vom Läufer ausgehende magnetische Anziehungskraft von dem in der Läuferwicklung fließenden Erregerstrom bestimmt wird, müsste prinzipiell nur der Erregerstrom mit der Polwinkel- Veränderung  $\Delta\alpha$  moduliert werden und das ist die Funktionsaufgabe eines PDG.

An dieser Stelle ist nun wieder die „Ingenieurskunst“ gefragt, nämlich die Phasenlage der Erregerstrom- Modulation im PDG so zu beeinflussen, damit die Variation der magnetischen Anziehungskraft im Luftspalt der Synchronmaschine und die relativen Polbewegungen zueinander, die Phasenbedingung einer so genannten Gegenkopplung erfüllen. Wird dieser Gegenkopplungsfall erreicht, können im Idealfall die Pendel- Schwingungen bis auf eine sichtbare Halbwelle begrenzt werden.

In den vergangenen Jahren haben sich nun die unterschiedlichsten Strukturen von PDG´s am Markt etabliert. Richtungsweisen werden dabei die Strukturen des 1963 gegründeten „Institute of Electrical and Electronics Engineers“, kurz IEEE genannt, von den Herstellern in ihre Erregersysteme integriert. Typische PDG- Modelle sind dabei das 1A, 2A, 2B und 3B Model zu nennen.

Meine jahrelangen Erfahrungen bei den Inbetriebnahmen von Erregersystemen mit aktivierter PSS- Funktion haben gezeigt, dass prinzipiell die Pendelschwingungen im sogenannten „Local machine mode“, im Frequenzbereich 0,7 Hz bis 2 Hz mit jedem, der vorstehend genannten Strukturen, effektiv gedämpft werden können. Viel entscheidender für den Dämpfungserfolg sind dabei die von den Herstellern der Erregersysteme für den jeweiligen Aufstellungsort berechneten Einstellwerte des PDG´s, die natürlich nur so „gut“ sind, wie die als Berechnungsgrundlage vom Kunden gelieferten Netzparameter am Aufstellungsort des Turbosatzes.

Daher werden momentan in einem kleinen Kreis des Inbetriebsetzungspersonals Bestrebungen unternommen, durch das Entwickeln von geeigneten Methoden, die Optimierung der PDG vor Ort selbst ausführen zu können.

Diese Praxis wird von den Betreibern der Turbosätze, überwiegend in USA und China, als Bestandteil der Inbetriebnahme- Leistung mittlerweile vorausgesetzt.

Durch welche Methoden ein PDG vor Ort optimiert bzw. dessen effektive Wirkung nachgewiesen werden kann, hängt nun von der „Ingenieurskunst“ und der Fachkompetenz des mit diesen Aufgaben betrauten Servicekollegen ab, so dass an dieser Stelle nicht weiter darauf eingegangen werden kann.

#### Wen stören denn nun eigentlich diese Pendelschwingungen?

Da ist vordergründig der Betreiber des Turbosatzes selbst zu nennen, da es in seinem Interesse liegt, den mechanischen Verschleiß seines Turbosatzes zu minimieren.

Jede dieser Torsions- Pendel- Bewegung stellt eine Pulsation der Winkelgeschwindigkeit und des übertragenen Drehmoments dar.

Besonders für die großen Schaufellängen der letzten Niederdruckstufen bei Kondensationsturbinen, stellen diese ständigen Pulsationen der Winkelgeschwindigkeit des Wellenstranges einen erhöhten Material- Stress dar. Weiterhin führen die Drehmoment- Pulsationen zu einer erhöhten Zahnabnutzung bei verwendeten Getrieben zwischen Turbine und der Synchronmaschine.

Daher ist es für den Betreiber eines Turbosatzes wichtig, eventuell vorhandene Pendel- Schwingungen im Frequenzbereich des sogenannten „Local machine modes“ im Frequenzbereich effektiv zu bedämpfen. Aus der Sicht des Betreibers ist es daher auch nicht so interessant, ob in der IEEE- Empfehlung erst der Einsatz von PDG ab der Maschinengröße von  $\geq 100$  MW empfohlen wird. Auch wenn die Maschine in Ihrer Leistungsgröße unter der Empfehlungsgrenze liegt, aber nachweislich eine ausgeprägte Pendel- Empfindlichkeit zeigt, sollte man den Einsatz eines PDG´s in Betracht ziehen.

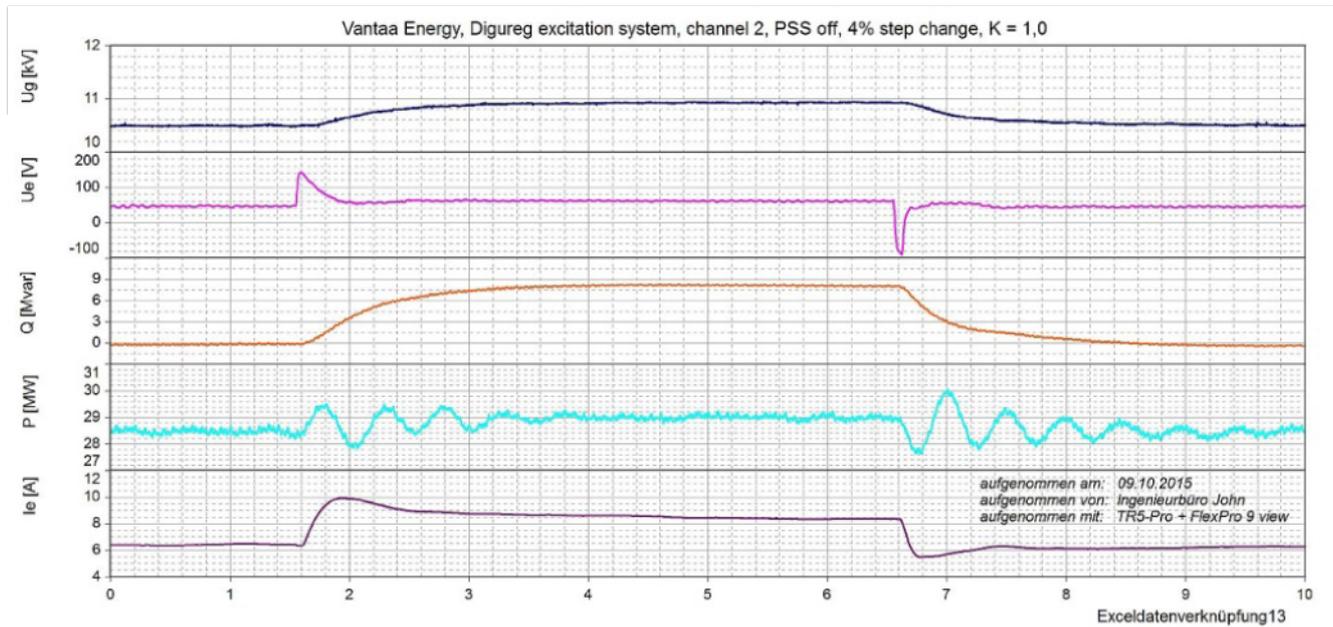
Da sich ein Auftreten von Pendelschwingungen nicht nur auf die Synchronmaschine selbst beschränkt, sondern mehr oder weniger auch der angeschlossene Netzabschnitt mit betroffen ist, muss auch der Netzbetreiber als Interessent an einer wirksamen Pendel- Dämpfung genannt werden.

Zum Erreichen einer hohen Netzstabilität sind aber nicht nur der „Local machine modes“ im Frequenzbereich von 0,7 Hz bis 2 Hz, sondern auch der so genannte „Inter-area-modes“ mit weitaus tieferen Frequenzen von 0,1 Hz bis 0,7 Hz zu bedämpfen.

Erfahrungen haben allerdings gezeigt, dass ein derartiger weiter Frequenzbereich mit den bisher üblichen PDG- Strukturen kaum effektiv und breitenwirksam bedämpft werden kann. Abhilfe könnte das IEEE Model 4B schaffen. Dieses PDG ist mehrkanalig ausgelegt was eine selektive Optimierung erlaubt. Allerdings ist die Struktur sehr aufwendig konzipiert, so dass eine wirksame Funktion auch eine hohe Rechenleistung des Erregersystems erfordert. Bisher ist mir kein Erregersystem bekannt, welches ein PDG vom Typ 4B beinhaltet.

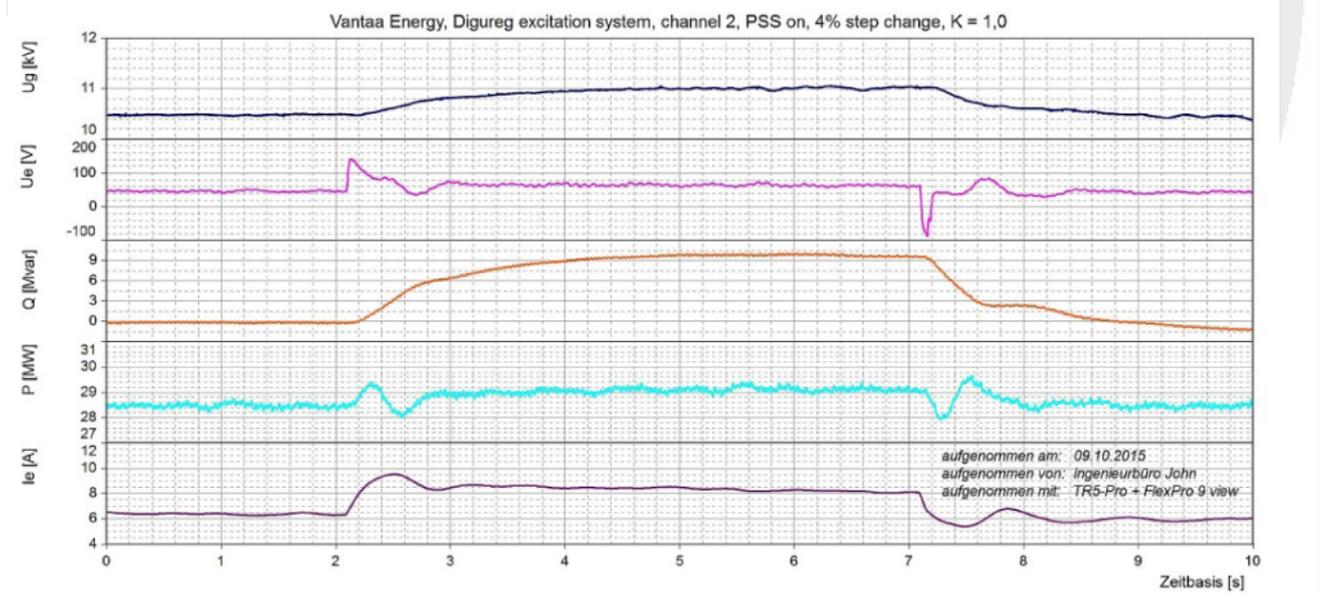
Verehrter Besucher meiner Web- Seite, auf den nachfolgenden Seiten möchte ich die vorstehenden Ausführungen mit einigen Systemantworten belegen, die ich während der Analysen an PSS- Systemen weltweit durchgeführt habe.

Der erste Schrieb zeigt die Systemantwort einer 35,5 MVA Synchronmaschine bei ca. 94% der Nennwirkleistung, die über ein Getriebe von einer Gasturbine angetrieben wird. Das PDG war dabei deaktiviert.



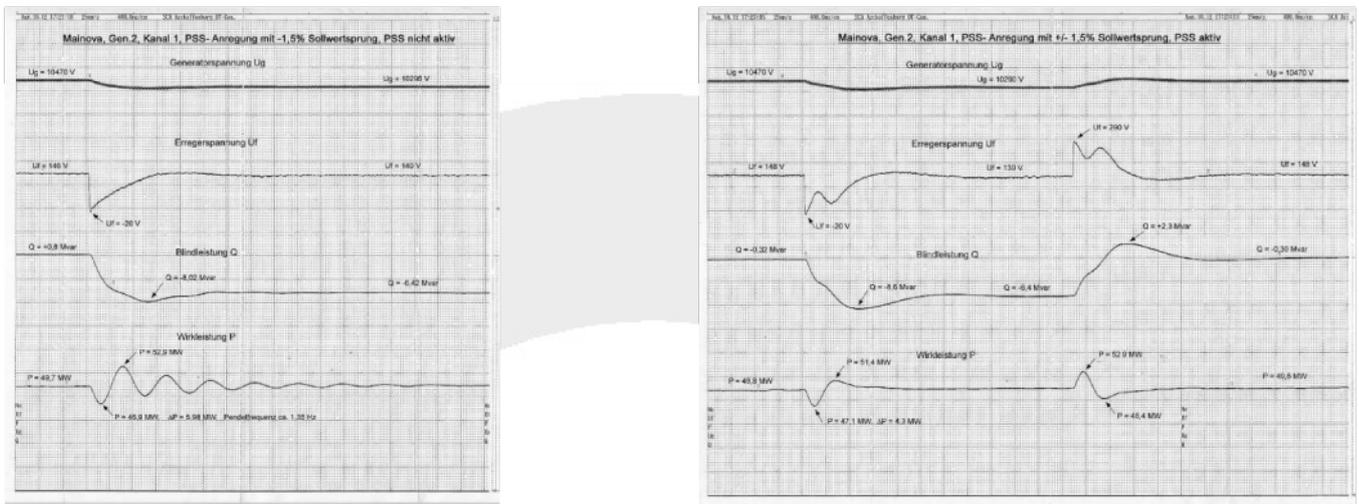
Im Verlauf hellblauen Wirkleistungslinie sind die Pendelschwingungen von bis zu 6 Perioden, mit einer Frequenz von ca. 2 Hz deutlich zu erkennen.

Der nachfolgende Schrieb zeigt die Systemantwort vom gleichen Turbosatz, jedoch mit eingeschaltetem PDG.



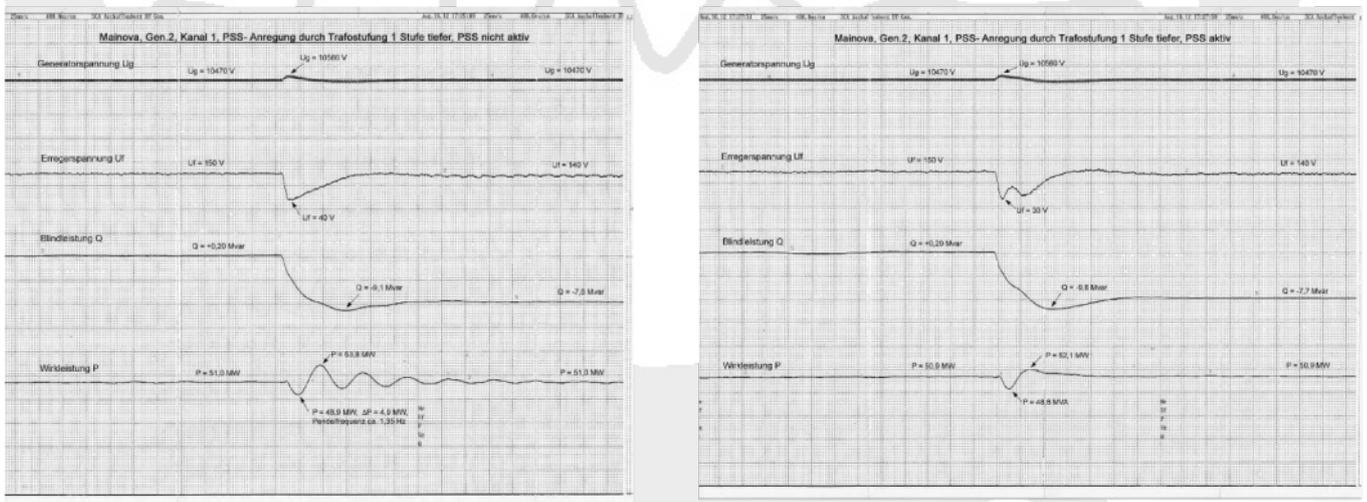
Die hinreichende dämpfende Wirkung des PDG's ist in diesem Schrieb deutlich zu erkennen. Während bei ausgeschalteten PDG ca. 6 Pendel- Perioden gezählt werden konnten, ist es bei eingeschalteten PDG nur noch 1 Periode. Damit wird zum einen das Argument widerlegt, dass an einem RG erregten System, auf Grund der langen Zeitkonstanten keine relevanten Pendel- Schwingungen auftreten können und zum anderem im Kompakterregersystem Digureg-1 kein wirksames funktionierendes PSS integriert sei. Weiterhin wirkt ein zwischen Turbine und Synchronmaschine befindliches Getriebe zwar dämpfend auf entstehende Pendel- Schwingungen, aber offensichtlich nicht in dem Maße, um auf ein PDG verzichten zu können. Daher kann ich nur jeden Betreiber empfehlen, bei der Inbetriebnahme eines neuen Erregersystems, auch an kleinen Generatoren, die Anfälligkeit seines Turbosatzes auf evtl. Pendelschwingungen überprüfen zu lassen.

Die nachfolgend dargestellte Systemantwort wurde an einer statisch erregten 80 MVA Synchronmaschine aufgenommen. Das linke Bild zeigt die Systemantwort bei ausgeschalteten PDG und das rechte Bild bei eingeschalteten PDG, bei jeweils gleicher Anregung durch einen Sollwertsprung.



Die vorstehend dargestellten Schriebe waren alles Systemantworten auf erzwungene Sollwertsprünge, also Vorgänge, die im praktischen Kraftwerksbetrieb eigentlich nicht auftreten.

Aus diesem Grund möchte ich mit den nachfolgend dargestellten Schriebe zeigen, dass auch im Kraftwerksbetrieb vorkommende normale Vorgänge, wie das Stufen eines Blockumspanners, Pendel-Schwingungen anstoßen können. Dabei handelt es sich wieder um den gleichen 80 MVA Turbosatz, an dem auch die vorstehenden Systemantworten aufgenommen wurden.



Im linken Bild sehen Sie die Systemantwort auf eine Trafo- Stufung bei ausgeschalteten PDG und im rechten Bild die Systemantwort der gleichen Stufung bei eingeschalteten PDG. Auch an diesem Beispiel ist die dämpfende Wirkung des PDG deutlich zu erkennen.