

## 6. Analyse von Netzininstabilitäten und Regeln zu ihrer Vermeidung

In den vorhergehenden zwei Kapiteln wurde die Stabilität von elektrischen Energienetzen an jeweils nur einem Arbeitspunkt untersucht. Hier soll nun der Frage nachgegangen werden, wie sich die Stabilität von Energienetzen allgemein verändert, wenn diese an unterschiedlichen Arbeitspunkten und mit unterschiedlichen Betriebsmittel betrieben werden.

### 6.1 Ein Drei-Kraftwerke-Netzdynamikmodell

Um diese Untersuchungen so allgemeingültig wie möglich zu halten,

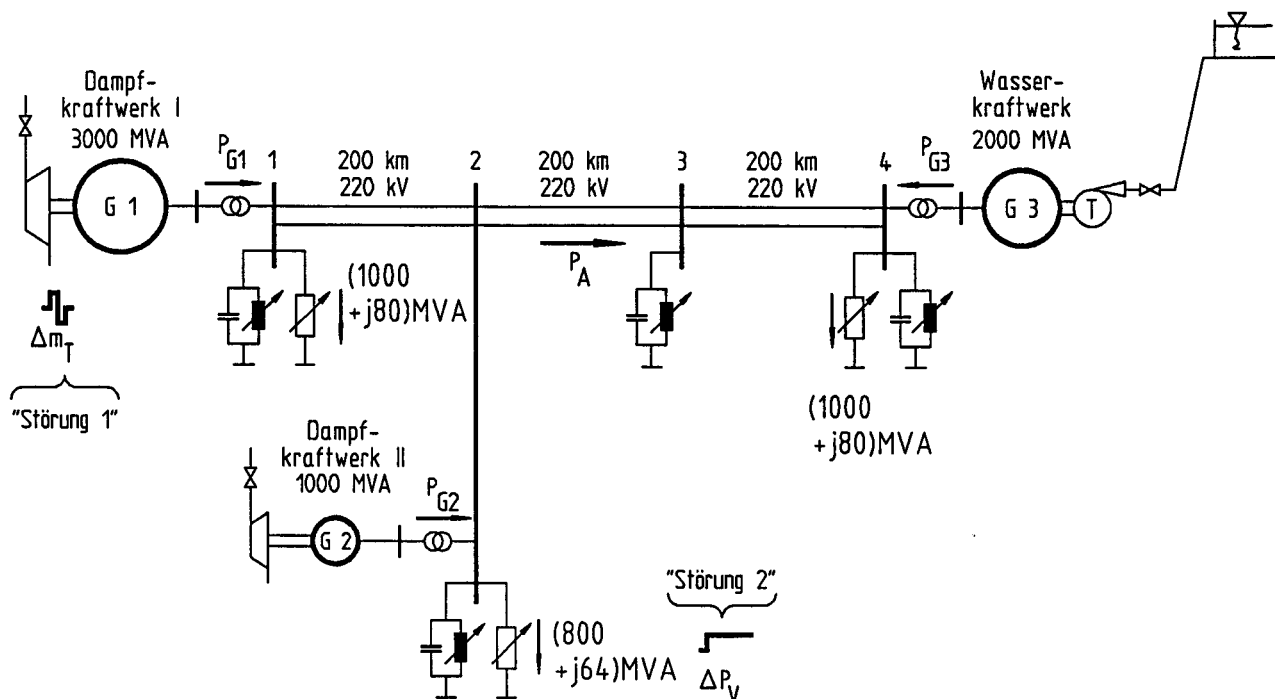


Bild 6.1: Drei-Kraftwerke-Netzdynamikmodell

wird das in Bild 6.1 abgebildete Drei-Kraftwerke-Netzdynamikmodell verwendet, welches - im Gegensatz zum häufig ebenfalls zu derartigen Untersuchungen herangezogenen Heffron-Phillips-Modell eines Generators am starren Netz [16] - ein Netz-Dynamikmodell darstellt, in welchem sich alle in elektrischen Energienetzen vorkommenden Eigenbewegungen ausbilden können. Das Netz-Dynamikmodell besteht aus zwei Dampfkraftwerken und einem Wasserkraftwerk, welche über 220-kV-Doppelleitungen miteinander verbunden sind. Die

Dampfkraftwerke sollen dabei ein Teilnetz mit überwiegend thermischer Energieerzeugung repräsentieren, während das Wasserkraftwerk für ein Teilnetz mit hauptsächlich hydraulischen Kraftwerken steht. Direkt bei den Erzeugerschwerpunkten sind die Verbraucherschwerpunkte des Netzes angeordnet; diese werden durch summarische Ersatzverbraucher nachgebildet. Zur Spannungsstützung und Blindleistungskompensation sind noch zusätzlich vier geregelte Blindleistungskompensatoren vorgesehen, Netzdaten s. Anhang A.10.

Die Hauptaufgabe des Netz-Dynamikmodells ist der Leistungsaustausch zwischen den thermischen und den hydraulischen Netzbereichen. Ein derartiger Leistungsaustausch findet in praxi in Europa z.B. beim Parallelbetrieb der Kraftwerke des Ruhrgebiets mit denen der 600 km entfernten Alpenländer Österreich und Schweiz statt.

Im Netz-Dynamikmodell wird von einer maximal übertragbaren Austauschleistung von  $P_A = \pm 900$  MW ausgegangen, womit die thermische Grenzleistung  $S_{th} \approx P_{th} = 980$  MVA der 220-kV-Doppelleitung nahezu erreicht ist [85]. Diese Betriebsart ist kurzfristig sicher möglich, da die Leitungen wegen der Blindleistungskompensatoren eine wesentlich höhere "natürliche Leistung" als üblich aufweisen. Die Kernfrage der Untersuchung besteht nun darin, ob diese maximale Austauschleistung stabil übertragen werden kann, oder ob zusätzliche Stabilisierungseinrichtungen nötig sind.

Diese Fragen sollen im folgenden mittels der Wurzelortskurven des Netz-Dynamikmodells beantwortet werden.

Dazu wird die Austauschleistung  $P_A$  im Bereich von  $-900 \text{ MW} \leq P_A \leq 900 \text{ MW}$  in 100-MW-Schritten verändert und dazu jeweils die Eigenwerte des Netzes berechnet. Die Variation der Austauschleistung erfolgt dabei lediglich durch Variation der Generatorleistungen des Dampfkraftwerkes I und des Wasserkraftwerkes; die Leistungsabgabe des Dampfkraftwerkes II sowie die Leistungsaufnahme der Verbraucher bleiben konstant. Außerdem versorgen alle Kraftwerke bei  $P_A = 0$  MW nur ihre zugehörigen Verbraucherschwerpunkte. Bei jeder durchgeführten Wurzelortsberechnung wird entweder eine neue Netzkomponente hinzugefügt oder eine neue Parametereinstellung vorgenommen, so daß die sich ergebenden Änderungen der Netz-

Dynamik anhand der Wurzelortskurven sichtbar werden. Zusätzlich wird zur besseren Beurteilung des Dynamikverhaltens für besonders interessierende Wurzelorte eine Netzsimulation durchgeführt.

Als Anregungen werden dabei die in Bild 6.1 eingetragenen Störungen "1" und "2" verwendet. Die Störung "1" stellt eine impulsförmige Änderungen des Turbinenmomentes des Dampfkraftwerks 1 dar. Dieses Moment soll 10% des Nennmoments betragen und 0,1 s lang beschleunigend und 0,1 s lang verzögernd wirken. Die Störung "2" entspricht einer sprungförmigen Lastzuschaltung von 5 MW.

## 6.2 Lastflußabhängige Wurzelortskurven für unterschiedliche Netzkomponenten und Parametervorgaben

In Tabelle 6.1 sind diejenigen Netzkomponenten und Parametervorgaben aufgelistet, welche bei der Erstellung des "Wurzelortskataloges" berücksichtigt werden. Diese können dabei entweder einzeln oder zu mehreren im Netz wirksam sein, was aus den in Tabelle 6.1 eingetragenen Spaltenmarkierungen hervorgeht.

| Untersuchungsfall                          |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |  |
|--------------------------------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|--|
| Netzkomponente                             | a | b | c | d | e | f | g | h | i | k | l | m |  |
| Impedanzverbraucher                        | x | x | x | x | x |   | x | x | x | x |   |   |  |
| P-Spannungsregler                          |   | x | x | x | x | x | x | x | x | x | x | x |  |
| P-Spannungsregler mit $DT_1$ -Rückkopplung |   |   | x |   |   |   |   |   |   |   |   |   |  |
| Anhebung des Spannungsniveaus              |   |   |   | x |   |   |   |   |   |   |   |   |  |
| Ausbau des Leitungsnetzes                  |   |   |   |   | x |   |   |   |   |   |   |   |  |
| Dynamische Verbraucher                     |   |   |   |   |   | x |   |   |   |   | x | x |  |
| Drehzahlregelung                           |   |   |   |   |   |   | x |   |   |   | x | x |  |
| Leistungsregelung                          |   |   |   |   |   |   |   | x |   |   |   |   |  |
| Pendeldämpfungsgeräte                      |   |   |   |   |   |   |   |   | x |   | x |   |  |
| Geregelte Blindleistungskompensatoren      |   |   |   |   |   |   |   |   |   | x |   | x |  |

Tabelle 6.1: Untersuchte Netzkomponenten und Parametervorgaben

### 6.2.1 Fall a: Keine Regeleinrichtungen, Lasten als Impedanz-verbraucher

Im ersten Untersuchungsfall wird das Drei-Kraftwerke-Netzdynamikmodell ohne jede Regeleinrichtung betrieben. Damit sind dynamisch nur die drei Kraftwerksgeneratoren wirksam, weshalb das Netzdynamikmodell gemäß Kap. 2.1.3 von  $3 \cdot 5 = 15$ . Ordnung ist. Die Wurzelortskurven beschreiben somit das "natürliche" Dämpfungsverhalten des Netzes und können für alle weiteren Untersuchungen als Referenz-Wurzelortskurven dienen.

- Zuordnung von Eigenwerten und Eigenbewegungen (Bewegungsmoden)

Um einen

ersten

allgemein-

en Über-

blick über

die mög-

lichen Ei-

genbewe-

gungen des

Netz-Dyna-

mikmodells

zu erhal-

ten, sind

in Tabelle

6.2 die

sich für

$P_A = 0$  MW

ergebenden

Eigenwerte

nach fallenden Realteilen dargestellt. Im folgenden sollen die auftretenden Bewegungsmoden kurz erläutert werden:

| k  | $\sigma_k$ [1/s] | $\omega_k$ [rad/s] | $T_P$ [s] | Bewegungs-<br>moden         |
|----|------------------|--------------------|-----------|-----------------------------|
| 1  | 0,000            | 0,0                | -         | Lagemode 1                  |
| 2  | -0,063           | 0,0                | -         | Synchronisier-<br>moden 1,2 |
| 3  | -0,066           | 0,020              | 50,0      |                             |
| 4  | -0,066           | -0,020             |           |                             |
| 5  | -0,132           | 2,631              | 2,39      | Pendelmode 1                |
| 6  | -0,132           | -2,631             |           |                             |
| 7  | -0,221           | 0,0                | -         | Lagemode 2                  |
| 8  | -0,648           | 5,789              | 1,09      | Pendelmode 2                |
| 9  | -0,648           | -5,789             |           |                             |
| 10 | -6,837           | 0,613              | 10,25     | Dämpfermoden<br>1 - 4       |
| 11 | -6,837           | -0,613             |           |                             |
| 12 | -7,298           | 0,414              | 15,18     |                             |
| 13 | -7,298           | -0,414             |           |                             |
| 14 | -8,493           | 0,0                | -         |                             |
| 15 | -9,552           | 0,0                | -         |                             |

Tabelle 6.2: Eigenwerte  $\lambda_k$  des unregulierten Drei-Kraftwerke-Netzdynamikmodells 15. Ordnung,  $P_A = 0$  MW

-- Lagemoden

Die Eigenwerte  $\lambda_1$  und  $\lambda_7$  sind für die Lageänderung der Polräder und Spannungszeiger im Referenzkoordinatensystem des Netzes verantwortlich; ihre zugehörigen Ausgleichsvorgänge werden deshalb im folgenden als Lagemoden bezeichnet. Würde man z.B. an einem Generator eine Erhöhung der Antriebsleistung vornehmen, so würden die Frequenzen und Drehzahlen des Netzes so lange anwachsen, bis die

Impedanzverbraucher über den von den Generatoren rotatorisch induzierten Spannungszuwachs diese zusätzliche Leistung aufnehmen würden. Die Zeitkonstante dieses Ausgleichsvorganges kann aus dem Eigenwert  $\lambda_7$  zu  $T_7 = (-1/0,22) \text{ s} = 4,52 \text{ s}$  errechnet werden. Wenn die Frequenzen und Drehzahlen ihren stationären Endwert erreicht hätten, würden die Lagewinkel des Netzes im Referenzkoordinatensystem weiter integral anwachsen, was durch den im Ursprung liegenden Eigenwert  $\lambda_1$  zum Ausdruck kommt.

#### -- Synchronisiermoden

Die Eigenwerte  $\lambda_2$ ,  $\lambda_3$  und  $\lambda_4$  sind den Ausgleichsvorgängen der Generator-Erregerflußverkettungen zugeordnet, welche hier mit der Zeitkonstanten  $T_{2,3,4} \approx (-1/0,064) \text{ s} = 15,65 \text{ s}$  verlaufen. Diese Zeitkonstante entspricht in ihrer Größenordnung der Leerlaufzeitkonstanten  $T'_{d0}$  der Generatoren, welche sich aus den Generatordaten in Anhang A.10 zu

$$T'_{d0} = T'_d \cdot \frac{x_d}{x'_d} = 2 \text{ s} \cdot \frac{2,0 \text{ pu}}{0,3 \text{ pu}} = 13,3 \text{ s}$$

berechnet. Da die Erregerflußverkettungen bezüglich der resultierenden Generator-Synchronisierleistungen eine bedeutende Rolle spielen, werden diese Ausgleichsvorgänge im folgenden "Synchronisiermoden" genannt.

#### -- Pendelmoden

Die Polpaare  $\lambda_{5,6}$  und  $\lambda_{8,9}$  beschreiben die  $(n_G - 1) = (3 - 1) = 2$  Polradpendelungen des Netz-Dynamikmodells.  $\lambda_{5,6}$  vertritt die langsame, kohärente Pendelung der Dampfkraftwerks-Generatoren gegen den Generator des Wasserkraftwerkes (Pendelmode 1), während  $\lambda_{8,9}$  für die schnellere Pendelung des kleineren Dampfkraftwerks-Generators G2 gegen die beiden größeren Generatoren G1 und G3 steht (Pendelmode 2).

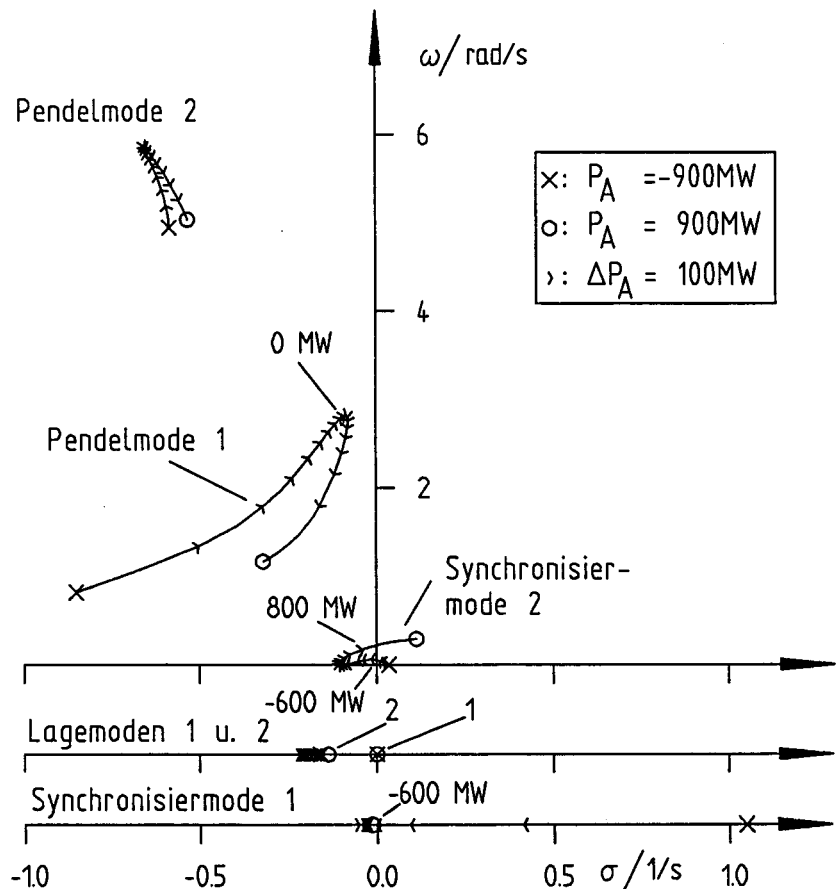
#### -- Dämpfermoden

Die restlichen sechs Eigenwerte mit Realteilen  $\sigma < -6 \text{ 1/s}$  gehören zu rasch abklingenden Dynamikvorgängen in den sechs Generator-Dämpferwicklungen.

- Diskussion der Wurzelortskurven und Simulationsverläufe

Die sich für  $-900 \leq P_A \leq 900$  MW ergebenden Wurzelortskurven sind in Bild 6.2 aufgetra-

tragen. Dabei sind nur die dynamisch interessanten Eigenwerte mit Realteilen zwischen  $-1 \text{ 1/s} \leq \sigma \leq 0,5 \text{ 1/s}$  dargestellt, zusätzlich wird auf die Darstellung der konjugiert komplexen, spiegelbildlichen Eigenwerte der unteren s-Halbebene verzichtet. Die reellen Eigenwerte der Synchronisier- und Lagemoden sind dabei der Übersichtlichkeit halber getrennt dargestellt.



=> Pendelmoden stets stabil

=> Synchronisiermoden instabil bei zu großem  $|P_A|$

=> Lagemoden sind Einzelpole

Wie man der Abbildung entnimmt, behalten

die Lagemoden 1 und 2 (Eigenwerte  $\lambda_1$  u.  $\lambda_7$ )

ihre Position für  $|P_A| > 0$  nahezu unverändert bei, während die Synchronisiermode 1 (Eigenwert  $\lambda_2$ ) ab  $P_A < -600$  MW und die Synchronisiermode 2 (Eigenwertpaar  $\lambda_{3,4}$ ) ab  $P_A > 800$  MW in die positive s-Halbebene eintreten.

Bild 6.2: Fall a: Ungeregeltes Netz 45

Die Pendelmoden sind dagegen immer stabil. Bei der schnellen Pendelmode 2 (Eigenwertpaar  $\lambda_{8,9}$ ) verringert sich für  $|P_A| > 0$  die Dämpfung geringfügig, während sie bei der langsamen Pendelmode 1 (Eigenwertpaar  $\lambda_{5,6}$ ) stark anwächst. Die Eigenfrequenzen beider Pendelmoden gehen für  $|P_A| > 0$  zurück.

In Bild 6.3 sind dazu die Generatorfrequenzen  $\Delta n_{Gi}$  für die Austauschleistungen  $P_A = -700$  MW,  $P_A = 0$  MW und  $P_A = 900$  MW darge-

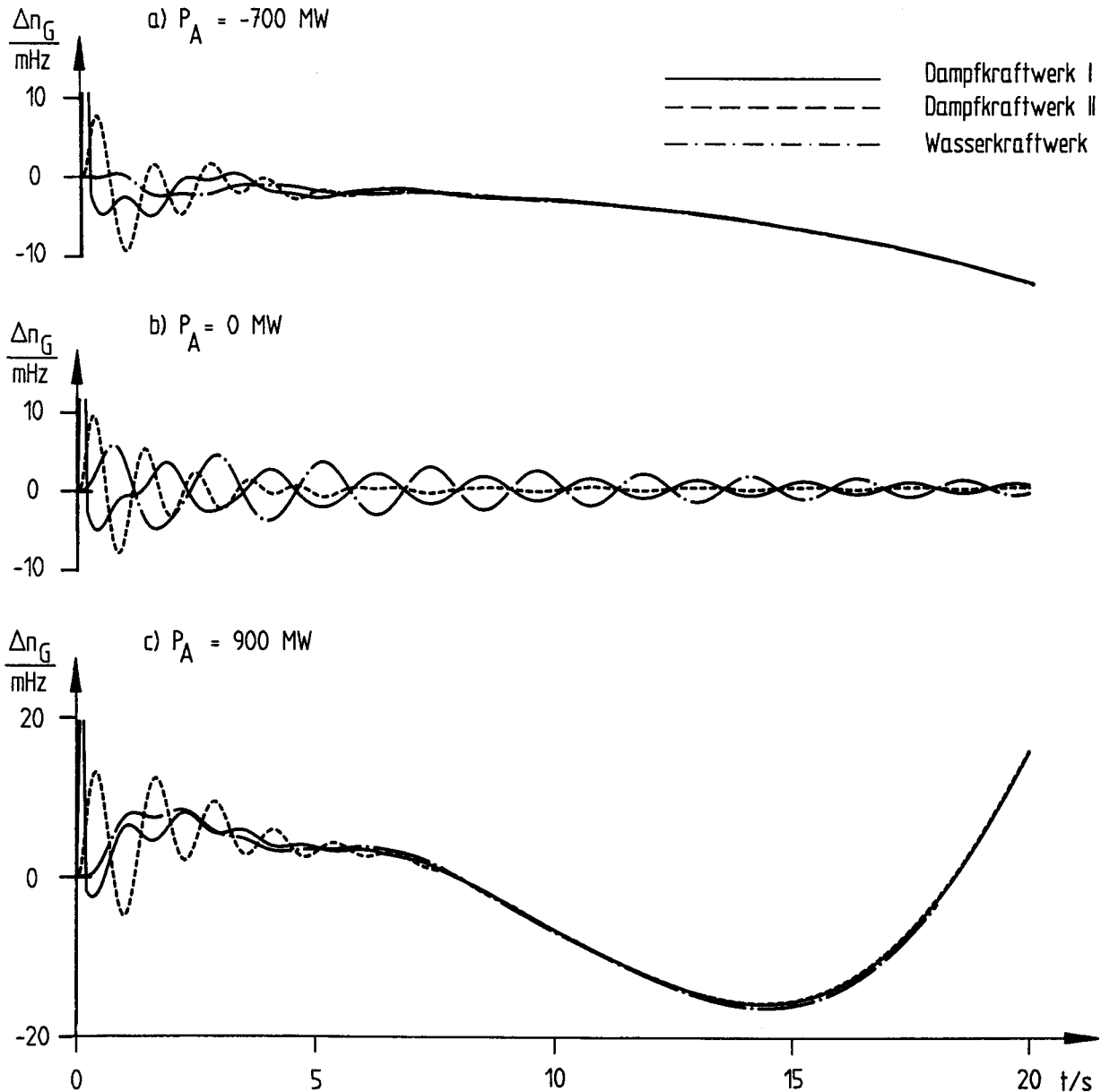


Bild 6.3: Fall a: Ungeregeltes Netz, Störung "1"

stellt, wobei als Anregung die Störung "1" gewählt wurde, da diese die Pendelmode 1 optimal anregt.

Wie man den Simulationsverläufen entnimmt, ist das Netz-Dynamikmodell für  $P_A = -700$  MW aperiodisch instabil, für  $P_A = 0$  MW stabil, wobei die langsame Pendelmode 1 stark hervortritt und für  $P_A = 900$  MW periodisch instabil. In allen drei Diagrammen ist zudem - insbesondere im Verlauf von  $\Delta n_{G2}$  - die schnelle Pendelmode 2 deutlich sichtbar, welche mit der Zeitkonstanten  $T_2 \approx (-1/0,6) \text{ s} = 1,6 \text{ s}$  abklingt.

- Begründung der instabilen Synchronisiermoden

Wie läßt sich diese Instabilität des unregulierten Netz-Dynamikmodells erklären? Dazu muß man sich vor Augen halten, daß die Synchronmaschinen hier mit konstanter Erregerspannung  $u_e$  und somit konstanter Polradspannung  $u_p$  betrieben werden. Daraus resultiert nach [84] das Problem des Verlustes der synchronisierenden Netzleistung. Dieses Problem läßt sich beim Zwei-Maschinen-Netzdynamikmodell noch analytisch über die resultierenden Wirkleistungsgleichungen der Generatoren beschreiben. Prinzipiell beruht der Verlust der synchronisierenden Netzleistung auf der Tatsache, daß ab einem systemimmanenten Grenz-Lastfluß eine Erhöhung der Generatorpolradwinkel  $\varphi_p$  keine Erhöhung der abgegebenen Generatorleistungen  $p_G$  mehr hervorruft, sondern im Gegenteil diese Leistung sogar abnimmt, da die summarische sinusförmige Lastwinkel-Leistung-Kennlinie des Netzes ihren Maximalwert erreicht hat. Dadurch werden die Generatorpolräder nach einer Systemanregung von der konstanten Turbinenleistung  $p_T$  beschleunigt. Da beim hier betrachteten Drei-Kraftwerke-Netzdynamikmodell alle Generatoren im Normalbetrieb arbeiten und somit Leistung abgeben, erfolgt diese Beschleunigung gleichsinnig; die Leistungsgrenzen des Netzes liegen gemäß Bild 6.2 bei  $P_A < -600$  MW und  $P_A > 800$  MW, oder bei  $P_{G3} = 1000$  MW -  $P_A > 1600$  MW und  $P_{G1} = 1000$  MW +  $P_A > 1800$  MW.

Schnelle Generatorspannungsregelungen können eine derartige Instabilität weitgehend eliminieren, weshalb sie im nächsten Untersuchungsfall in das Netz-Dynamikmodell mit aufgenommen werden.

6.2.2 Fall b: Berücksichtigung von P-Spannungsreglern

(Kap. 2.1.5),

$$k_u = 100 \text{ pu}, k_e = .1 \text{ pu}, k_f = 0 \text{ pu}, T_e = 0,1 \text{ s}$$

- Diskussion der Wurzelortskurven und Simulationsverläufe

In Bild 6.4 sind die Wurzelortskurven für diesen Untersuchungsfall dargestellt. Aus ihrem Verlauf läßt sich - unter Berücksichtigung der Ergebnisse von Fall a - folgendes ablesen:

- Synchronisiermoden

-- Der Verlust der synchronisierenden Leistung wird durch die Einführung der Spannungsregelung vollständig vermieden, da diese durch Nachführung der Polradspannung  $u_p$  auf konstante Klemmen-



spannung  $u_G$  regelt. Dadurch wird die resultierende Netzreaktanz  $x_N$  um den Anteil der Generator-Synchronreaktanz  $x_d$  vermindert und das Netz elektrisch verkürzt, was das Maximum der Lastwinkel-Leistungskennlinie anhebt. Die zugehörigen Eigenwerte  $\lambda_2$ ,  $\lambda_3$  und  $\lambda_4$  (Synchronisiermoden) besitzen somit nun Realteile von  $\sigma < -2$  1/s.

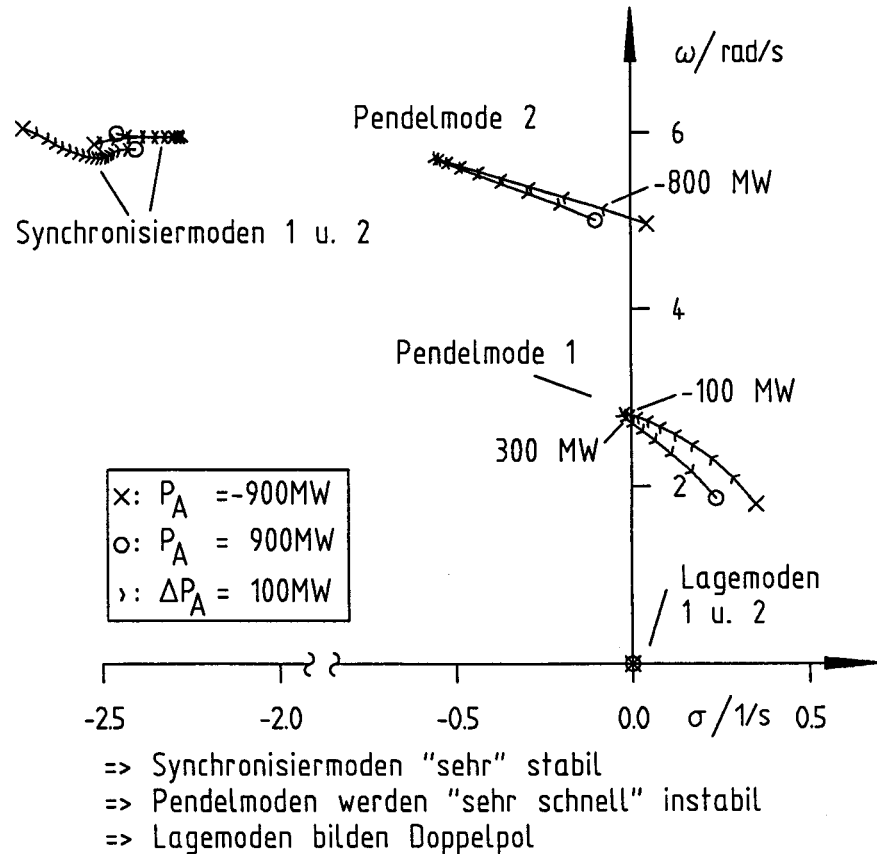


Bild 6.4: Fall b: P-Spannungsregler

- Lagemoden
- Der Eigenwert  $\lambda_7$  verschmilzt mit  $\lambda_1$  zu einem Doppelpol, da die bleibende Spannungsabweichung des Netzes jetzt von den Spannungsreglern ausgeglichen wird, wodurch die Impedanzverbraucher eine nahezu konstante Leistungsaufnahme aufweisen. Dadurch würden jetzt die Generatordrehzahlen nach einem bleibenden Momentensprung an einer Turbinenwelle linear mit der Zeit und die Polradwinkel quadratisch mit der Zeit anwachsen, was den Doppelpol im Ursprung bedingt.
- Pendelmoden
- Die langsame Pendelmode 1 wird für  $P_A < -100 \text{ MW}$  und für  $P_A > 400 \text{ MW}$  instabil.
- Die Dämpfung der Pendelmode 2 nimmt für  $|P_A| > 0$  ebenfalls rasch ab. Ab  $P_A \leq -860 \text{ MW}$  wird selbst diese relativ stabile

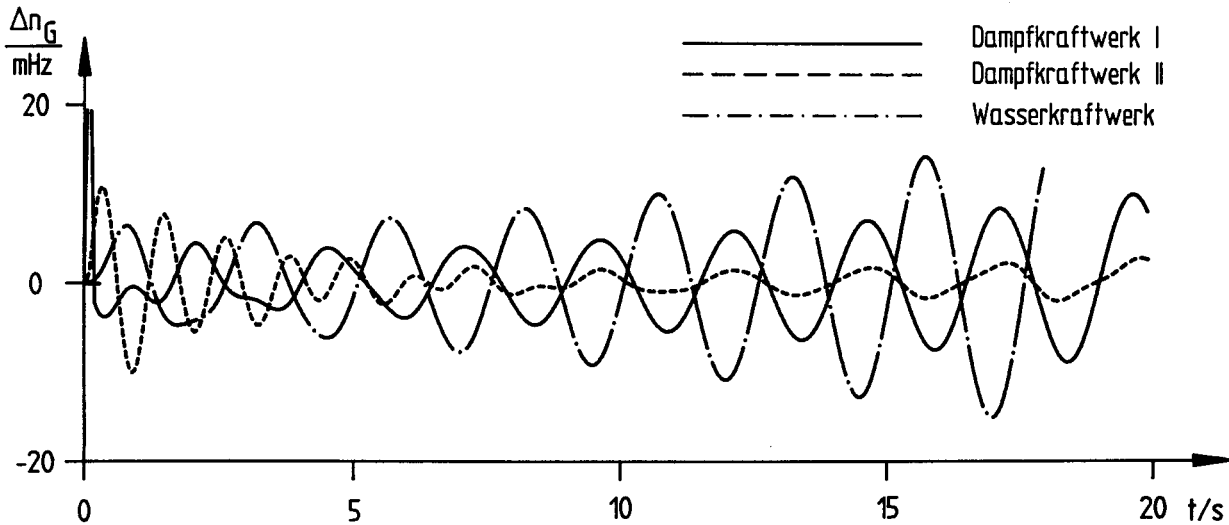


Bild 6.5: Fall b: P-Spannungsregler,  $P_A = 600$  MW, Störung "1"

Eigenbewegung instabil.

In Bild 6.5 ist das instabile Dynamikverhalten des Netz-Dynamikmodells für  $P_A = 600$  MW anhand der Drehzahlverläufe  $\Delta n_{Gi}$  veranschaulicht; als Anregung wird die Störung "1" verwendet.

Wie man der Darstellung entnimmt, pendeln die Generatorpolräder 1 und 2 kohärent aufklingend gegen das Polrad des Generators 3 (Pendelmode 1), während die Pendelmode 2 nach ca. 5 s abgeklungen ist. Eine ausreichend hohe synchronisierende Leistung ist für den gesamten Bereich  $-900 \text{ MW} \leq P_A \leq 900 \text{ MW}$  gewährleistet.

#### - Begründung der instabilen Pendelmode

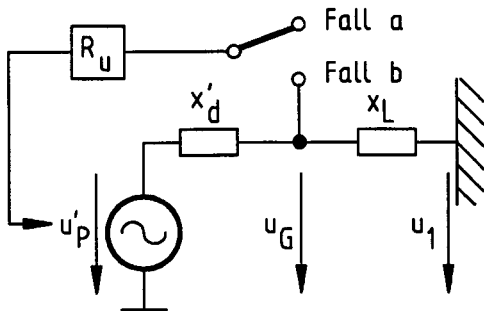
Wie kommt die aufklingende Polradpendelung zustande? Dieses Phänomen läßt sich am besten anhand der in Bild 6.6 dargestellten transienten Lastwinkel-Leistung-Kennlinie

$$p'_G = \frac{u'_p \cdot u_1}{x'_d + x_L} \cdot \sin \delta \quad (6.1)$$

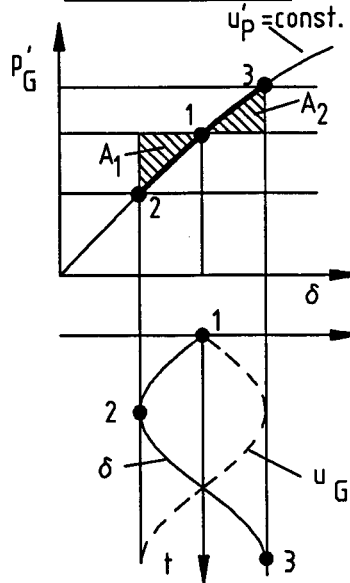
eines über eine Leitung am starren Netz arbeitenden ungedämpften Generators erklären [11], wobei  $\delta$  gemäß Bild 6.6.a den Lastwinkel zwischen der starren Spannung  $u_1$  und dem Polradwinkel  $u'_p$  beschreibt:

Ist die Spannungsregelung nicht aktiv (Fall a), so bleibt die transiente Polradspannung  $u'_p$  gemäß Bild 2.8 nahezu konstant, da sie nur mit der kleinen natürlichen Verstärkung

a) Ersatzschaltbild eines Generators am starren Netz



b) Keine Spannungsregelung, Fall a



c) Mit Spannungsregelung Fall b

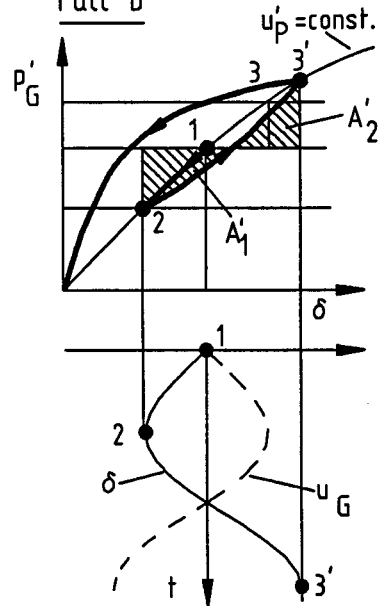


Bild 6.6: Entstehungsursache aufklingender Polradpendelungen

$$k_{u'_p, u_G} = \frac{x_d - x'_d}{x_d} < 1$$

von der Generatorklemmenspannung beeinflusst wird. Deshalb führt die Generatorleistung  $p'_G$  nach einer Anregung entlang ihrer stationären Kennlinie ungedämpfte Schwingungen um ihren Arbeitspunkt "1" aus, s. Bild 6.6.b. Die Amplitude der Generator-Klemmenspannung  $u_G$  pendelt dabei in Gegenphase zum Lastwinkel  $\delta$ . Die beiden Flächen  $A_1$  und  $A_2$ , welche der benötigten Beschleunigungs- und Bremsarbeit entsprechen, sind gleich groß. Wird die Spannungsregelung eingeschaltet (Fall b), so bewirkt die hohe Reglerverstärkung  $k_u$  eine merkbare Verstellung der transienten Polradspannung  $u'_p$  und damit auch der Lastwinkel-Leistung-Kennlinie, s. Bild 6.6.c. Nach der Auslenkung aus dem Arbeitspunkt "1" wird der Lastwinkel  $\delta$  z.B. kleiner und die Generatorspannung  $u_G$  größer. Wenn das Polrad vom Punkt "2" zum Punkt "3" zurückschwingt, hat die Spannungsregelung aufgrund der positiven Klemmenspannungsänderung die Polradspannung  $u'_p$  bereits reduziert. Deshalb wird die Beschleunigungsfläche  $A'_1$  größer sein als vorher die Fläche  $A_1$ . Da die Bremsfläche  $A'_2$  gleich der Fläche  $A'_1$  sein muß, schwingt das Polrad über den Punkt "3" hinaus bis zum Punkt "3'", womit die Polradpendelung instabil wird.

- Ergebnis

Zusammenfassend kann man bezüglich des Drei-Kraftwerke-Netzdyna-

mikmodells sagen, daß die mit  $k_u = 100$  pu proportional wirkenden Spannungsregelungen zwar die synchronisierende Leistung gewährleisten können, die langsame Pendelmode 1 aber destabilisieren. Die Energieübertragung ist deshalb mit einfachen P-Spannungsreglern auch nur im Bereich von  $-100 \text{ MW} \leq P_A \leq 400 \text{ MW}$  möglich.

Deshalb sollen im nächsten Untersuchungsfall die Spannungsregelungen mit der in Bild 2.10 dargestellten Stabilisierungseinrichtung ausgerüstet werden, welche die hohen P-Reglerverstärkungen  $k_u$  transient zu  $k_u^* = 0,1 \cdot k_u$  reduziert, vgl. Bild 2.11. Stationär bleiben damit die hohen Reglerverstärkungen, welche zur Bereitstellung der synchronisierenden Leistung erforderlich sind, erhalten.

### 6.2.3 Fall c: Berücksichtigung von P-Spannungsreglern mit Stabilisierungseinrichtungen (Kap. 2.1.5)

$$k_u = 100 \text{ pu}, k_u^* = 10 \text{ pu}, k_e = 1 \text{ pu}, k_f = 0,2 \text{ s}, \\ T_e = 0,1 \text{ s}, T_f = 2 \text{ s}$$

#### - Diskussion der Wurzelortskurven

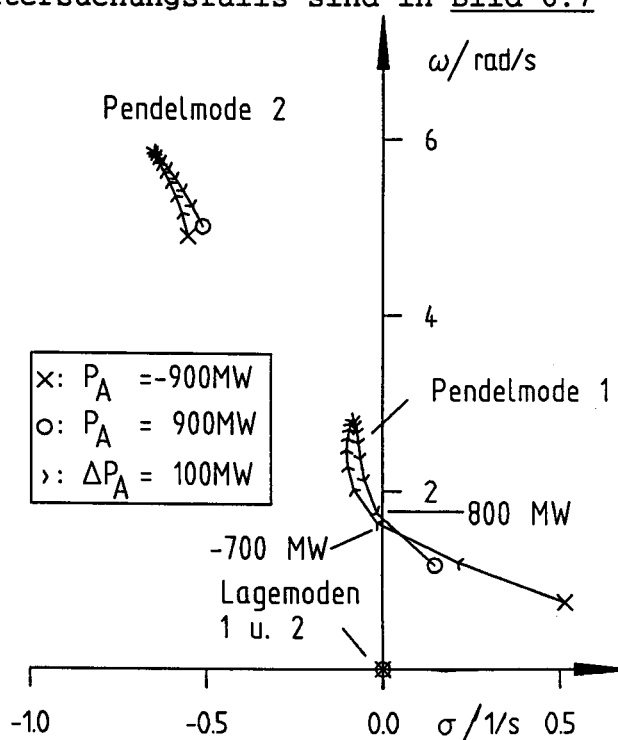
Die Wurzelortskurven dieses Untersuchungsfalls sind in Bild 6.7

dargestellt. Der stabil übertragbare Leistungsbereich ist nun auf  $-700 \text{ MW} \leq P_A$

$\leq 800 \text{ MW}$  angewachsen; die synchronisierende Leistung ist weiterhin gewährleistet.

Die Spannungsreglerstabilisierungen wirken hier zwar wegen  $T_f = 2 \text{ s}$  bis hinunter zu einer Eckkreisfrequenz von  $\omega_f = 1/T_f = 0,5 \text{ rad/s}$ , bei Austauschleistungen von  $|P_A| > 700 \text{ MW}$  ist jedoch selbst die kleine transiente Reglerverstärkung von

$k_u^* = 10 \text{ pu}$  noch zu hoch, die Pendelmode 1 wird weiterhin instabil im Gegensatz zur Pendelmode 2.



=> Pendelmode 1 wird erst für großes  $|P_A|$  instabil

Bild 6.7: Fall c: P-Spannungsregler mit Stabilisierungseinrichtung

## - Ergebnis

Mit dieser Maßnahme läßt sich bereits eine bedeutende Ausweitung des stabil übertragbaren Leistungsbereiches erreichen. Allerdings muß dabei geprüft werden, ob die auftretenden transienten Spannungsabweichungen im Netz toleriert werden können.

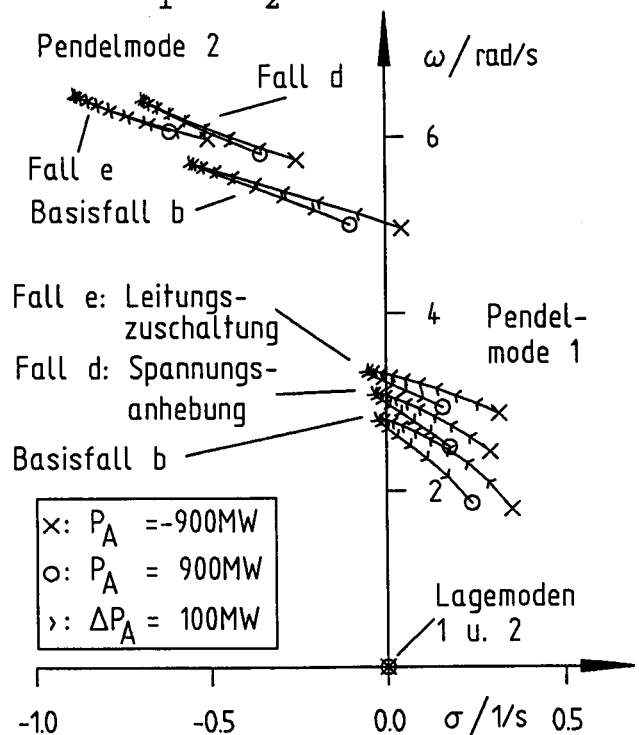
### 6.2.4 Fälle d und e: Anhebung des Spannungsniveaus und Ausbau des Leitungsnetzes

Für ein einfaches Leitungsmodell bestehend aus nur einer Längsreaktanz  $x_L$  gilt die Leistungsgleichung

$$p_{1,2} = \frac{u_1 \cdot u_2}{x_L} \cdot \sin(\varphi_{u_1} - \varphi_{u_2}). \quad (6.2)$$

Aus dieser Beziehung entnimmt man, daß sowohl eine Anhebung des Spannungsniveaus  $u_1$  als auch eine Verringerung der Längsreaktanz  $x_L$  zu einer Zunahme der Generator-Rückstellleistungen führen muß. Durch die damit verbundene Erhöhung der Netzeigenfrequenzen wachsen dann - wie schon in Kapitel 4 erläutert - auch die Generatordämpfungsmomente an. Spannungsanhebungen sind sehr einfach durch Verstellung der Spannungsregler-Sollwerte möglich; Reaktanzreduktionen lassen sich dagegen kurzfristig nur an jenen Stellen des Netzes erreichen, an welchen

vorhandene Leitungen zusätzlich parallel geschaltet werden können.



=> Eigenfrequenzen der Pendelmoden werden größer und Dämpfungen nehmen zu

Bild 6.8: Fälle b,d und e

## - Diskussion der Wurzelortskurven

In Bild 6.8 sind die Wurzelortskurven des Netz-Dynamikmodells für die Fälle

- Fall b: P-Spannungsregelung,
- Fall d: 10%-ige Spannungsanhebung und

- Fall e: Zuschaltung einer dritten Leitung auf allen Leitungsabschnitten

gemeinsam dargestellt, wodurch die Wirksamkeit der Verfahren untereinander abgeschätzt werden kann.

Wie man der Abbildung entnimmt, nehmen die Eigenfrequenzen und Dämpfungen beider Pendelmoden zu; der Dämpfungsgewinn ist jedoch bezüglich der langsamen Pendelmode 1 nur gering.

- Ergebnis

Immerhin wäre es mit diesen beiden Verfahren bereits möglich, bei stehenden Pendelungen dem Netz soviel Pendelenergie zu entziehen, daß die Stabilität ohne Kraftwerksabschaltungen wiederhergestellt werden könnte.

#### 6.2.5 Fall f: Berücksichtigung des dynamischen Verbraucherverhaltens (Kap. 2.3)

Bei diesem Untersuchungsfall werden die Impedanzverbraucher durch das realistischere Verbrauchermodell gemäß Kapitel 2.3 ersetzt.

Die Verbraucherparameter werden einheitlich zu

$$\begin{aligned}k_{pf} &= 2 \quad \%/ \%, & T_{pf} &= 5 \text{ s}, \\k_{pu} &= 1,5 \quad \%/ \%, & T_{pu} &= 1 \text{ s}, \\k_{qf} &= -1 \quad \%/ \%, & T_{qf} &= -1 \text{ s}, \\k_{qu} &= 1 \quad \%/ \%, & T_{qu} &= 1 \text{ s} \quad \text{und } T_1 = 0,1 \text{ s}\end{aligned}$$

eingestellt, was dem dynamischen Verhalten einer größeren Stadt an Werktagen entspricht [71].

- Diskussion der Wurzelortskurven

#### -- Pendelmoden

Wie Bild 6.9 zeigt, wächst der stabil übertragbare Austauschleistungsbereich von  $-100 \text{ MW} \leq P_A \leq 400 \text{ MW}$  auf  $-400 \text{ MW} \leq P_A \leq 650 \text{ MW}$  an; die dynamischen Verbraucher erzeugen zusätzliche natürliche Dämpfung.

#### -- Lagemoden

Außerdem verlagert sich der Eigenwert der Lagemode 2 vom Ursprung des Koordinatensystems wieder zurück in die negative s-Halbebene, da die frequenzabhängigen Verbraucher einen Frequenz-Wirkleistungs-Selbstregeleffekt ausüben. Damit wirken sie auf die gleiche

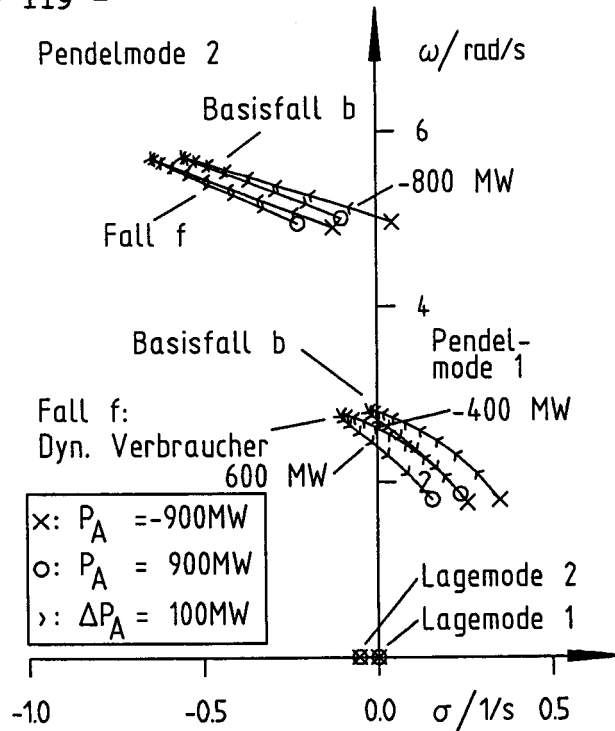
Weise frequenzregelnd wie die nachfolgend behandelten drehzahlgeregelten Kraftwerke.

#### 6.2.6 Fall g: Berücksichtigung von Drehzahlreglern

(Kap. 2.1.4),

$\sigma_\omega = 5\%$ ,  $T_y = 0,5 \text{ s}$

In diesem Untersuchungsfall werden nacheinander die Dampfkraftwerke und das Wasserkraftwerk mit Drehzahlreglern ausgerüstet. Die Verbraucher seien der Einfachheit halber wieder Impedanzverbraucher. Die Dampfspeicher der Dampfkraftwerke werden mit  $T_{I,DS} \rightarrow \infty$  als so groß angenommen, daß sie in dem hier betrachteten Untersuchungszeitraum keinen merklichen Druckverlust erleiden können. Damit kann die Dynamik der Brennstoffregelkreise vernachlässigt werden. Beim Wasserkraftwerk wird die Rohrreibung zu  $R_R = 0$  gesetzt.



=> Eigenfrequenzen der Pendelmoden werden kleiner und Dämpfungen nehmen zu

=> Lagemoden sind wieder Einzelpole

**Bild 6.9:** Fall f: Dynamische Verbraucher

#### - Diskussion der Wurzelortskurven und Simulationsverläufe

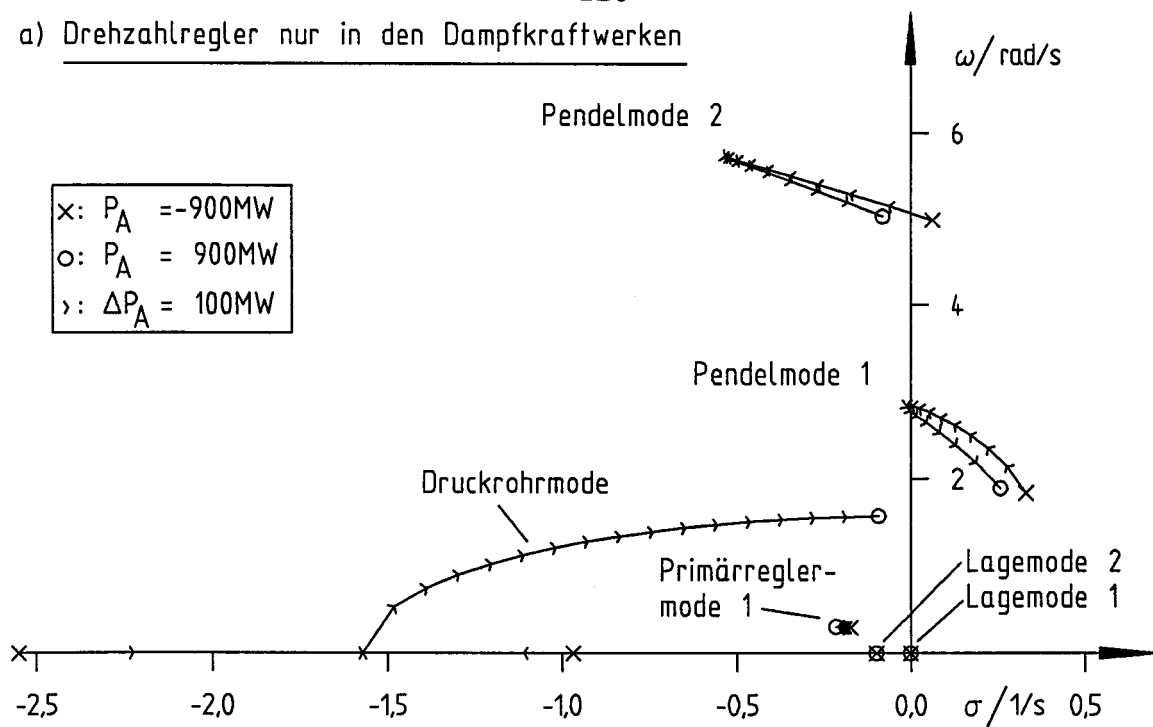
In Bild 6.10.a sind die Wurzelortskurven des Drei-Kraftwerke-Netzdynamikmodells dargestellt, wie sie sich beim Einsatz der Drehzahlregler nur in den Dampfkraftwerken ergeben und in Bild 6.10.b für den Fall, daß sie in allen Kraftwerken wirksam sind.

Aus Bild 6.10.a läßt sich folgendes ablesen:

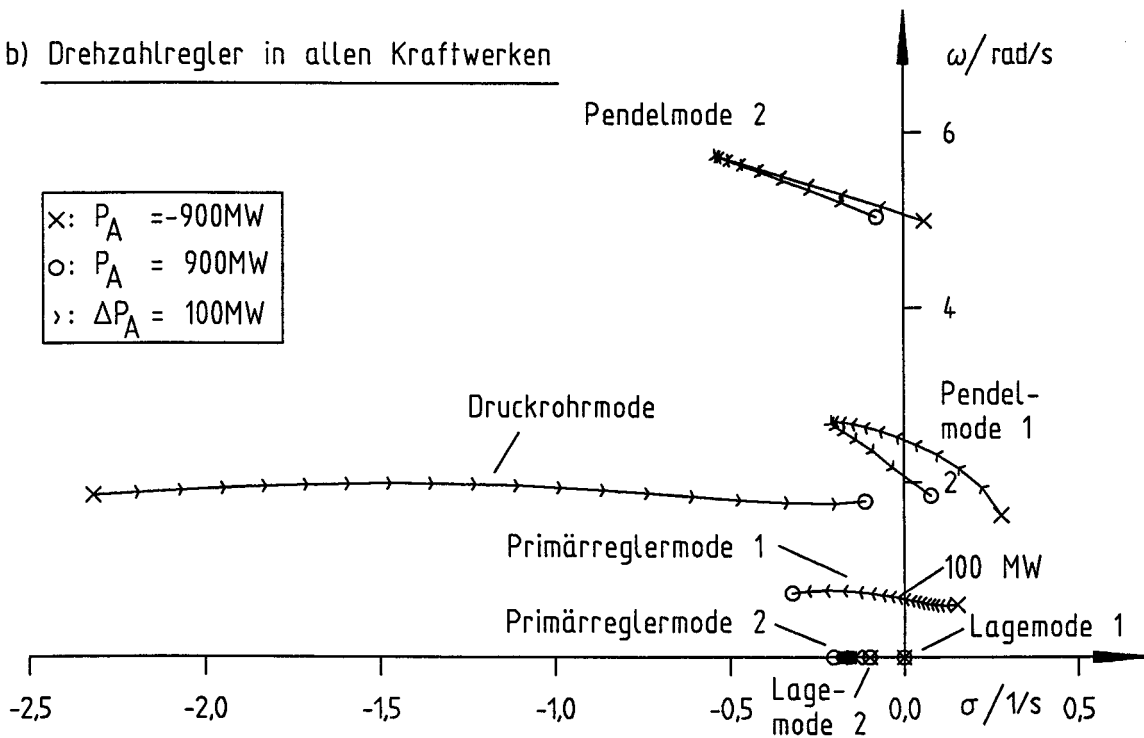
-- Die Pendelmoden 1 und 2 werden durch die Drehzahlregler der Dampfkraftwerke nicht beeinflußt.

-- Der Eigenwert der Lagemode 2 liegt - wie schon im vorherigen Fall f - wegen der Drehzahlregler wieder auf der negativen reellen Halbachse.

a) Drehzahlregler nur in den Dampfkraftwerken



b) Drehzahlregler in allen Kraftwerken



=> Primärreglermode 1 wird durch die Drehzahlregelung des Wasserkraftwerks destabilisiert

=> Lagemoden sind weiter Einzelpole

Bild 6.10: Fall g: Drehzahlregler



- Es sind zwei neue Polpaare hinzugekommen: eine Primärreglermode 1 und eine Druckrohrmode. Die Primärreglermode 1 beschreibt die Primärreglerschwingung des Netzes; sie ist nahezu unabhängig von der übertragenen Austauschleistung.
- Die Druckrohrmode beschreibt die mögliche Eigenschwingung des Druckrohrs der Wasserkraftanlage. Ihre Eigenwerte lassen sich bei ungeregeltem Wasserkraftwerk direkt aus Gleichung (A.2.19) bestimmen.

Aktiviert man den Drehzahlregler auch im Wasserkraftwerk, so ändern sich die Verhältnisse beträchtlich, siehe Bild 6.10.b.

- Die Pendelmode 1 wird - insbesondere bei Schwachlast des Wasserkraftwerkes - erheblich stabilisiert, da dabei eine nahezu unverzögerte, dämpfend wirkende Leistungsbereitstellung über den Primärregler erfolgt.
- Die Primärreglermode 1 ist nun bezüglich der Austauschleistung  $P_A$  sehr sensitiv. Für  $0 \leq P_A \leq -900$  MW wird sie sogar instabil.
- Aufgrund des dritten Primärreglers ist eine weitere Primärreglermode hinzugekommen.
- Die Druckrohrmode bleibt rein oszillatorisch. Ihre Eigenfrequenz hat aufgrund der reglerbedingten Interaktion mit dem Netz zugenommen.

Zur Veranschaulichung der instabilen Primärreglerschwingung sind in Bild 6.11 die Drehzahlabweichungen der Kraftwerke für  $P_A = -500$  MW dargestellt. Als Anregung wurde die Störung "2" gewählt, da diese die ebenfalls instabile, langsame Pendelmode 1 nur unwesentlich anregt. Wie man der Abbildung entnimmt, nehmen alle Kraftwerke gleichphasig an der Primärreglerschwingung teil; die Drehzahl des schwingungsanfachenden Wasserkraftwerks eilt dabei etwas vor.

#### - Ergebnis

Zusammenfassend kann man sagen, daß die Drehzahlregler der Wasserkraftwerke im Zusammenwirken mit den ungünstigen Übertragungseigenschaften des Druckrohres bei Vollast (Gegenwirkung, Phasen-

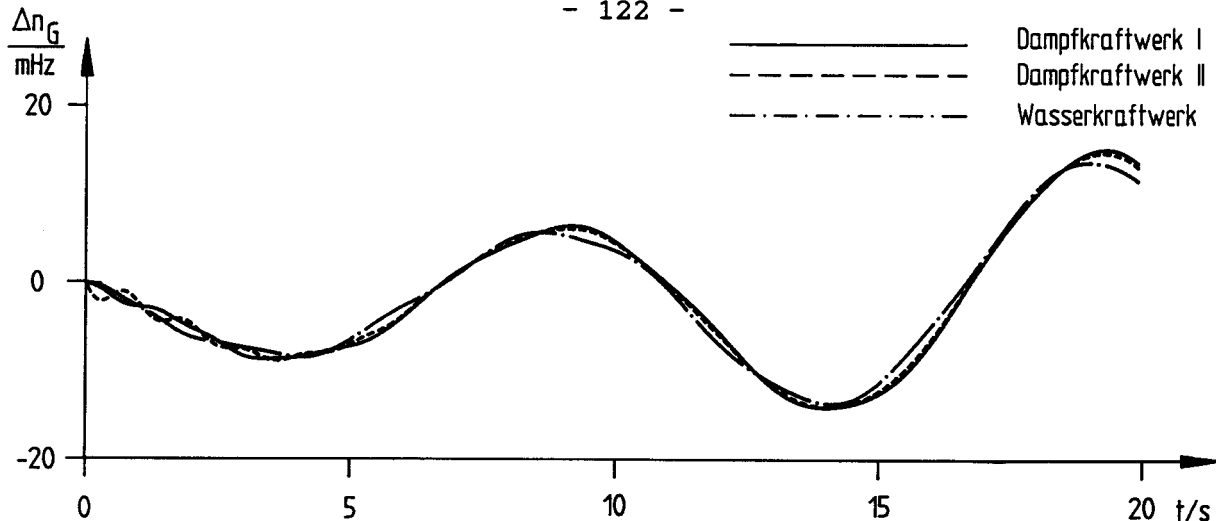


Bild 6.11: Fall g: Drehzahlregler in allen Kraftwerken,  $P_A = -500 \text{ MW}$ , Störung "2"

drehung) destabilisierend auf Netz-Primärreglerschwingungen wirken und zudem auch die im gleichen Frequenzbereich liegenden langsamen Netzpendelungen beeinflussen.

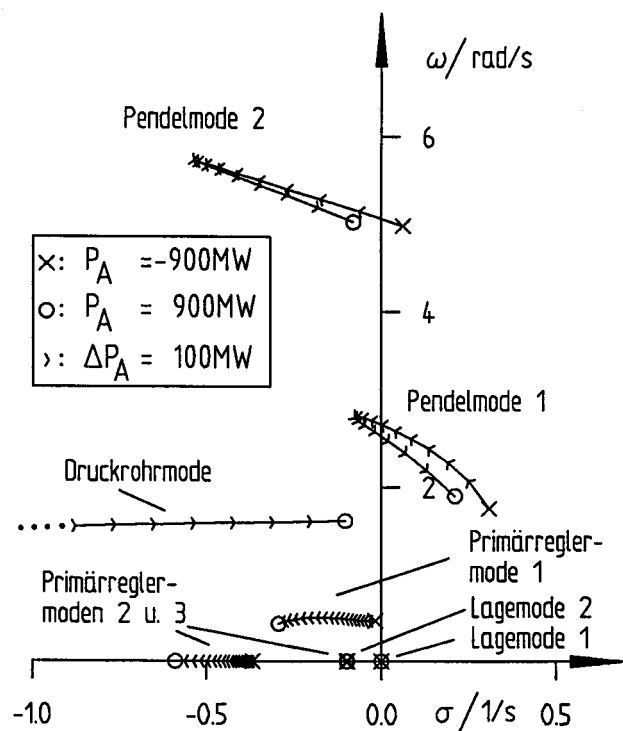
Da die Rohrdynamik nicht verändert werden kann, müssen zur Vermeidung einer aufklingenden Primärreglerschwingung entweder die Verstärkungen der Drehzahlregler im interessierenden Frequenzbereich verringert oder ihre Stellgeschwindigkeiten verstärkt begrenzt werden. Dazu können die in Bild 2.9.a dargestellte Transient-Parametern  $\sigma_{\omega t}, T_{\omega t}$  verwendet werden. Mit  $\sigma_{\omega t} = 7,5 \%$  ergibt sich eine Anfangsreglerverstärkung von

$$\frac{100}{\sigma} = \frac{100}{5} - \frac{100}{7,5} = \frac{100}{15} =$$

6,66 pu,

welche bei  $T_{\omega t} = 10 \text{ s}$  bis hinunter zu einer Eckkreisfrequenz von  $\omega_t = 1/T_{\omega t} =$

0,1 rad/s wirksam ist, Wurzelorte s. Bild 6.12.



=> Primärreglermode 1 wird durch die transiente Statik des Wasserkraftwerks stabilisiert

Bild 6.12: Fall g: Drehzahlregler mit transientser Statik

Wie man der Darstellung entnimmt, ist die Primärreglermode 1 jetzt für alle Werte  $|P_A| \leq 900$  MW stabil. Aufgrund der zusätzlichen  $PT_1$ -Glieder in den Drehzahlreglern ist außerdem noch eine weitere Primärreglermode 3 hinzugekommen.

Da Wasserkraftwerke Inselnetze stärker destabilisieren können als Verbundnetze, ist es grundsätzlich sinnvoll, ihre Drehzahlregler mit transienten Statiken auszurüsten. Damit kann gewährleistet werden, daß bei einer Teilnetzabtrennung die Primärreglerstabilität der entstandenen Netzinselfest bleibt [47].

6.2.7 Fall h: Berücksichtigung von Leistungsreglern (Kap.2.1.4),

$$\sigma_p = 5 \%, \quad k_p = 0,25, \quad T_{I,p} = 10 \text{ s}, \quad T_y = 0,5 \text{ s},$$

Dampf- und Wasserkraftwerke wie im Fall g

In diesem Untersuchungsfall werden die Drehzahlregler durch drehzahlgeführte Leistungsregler gemäß Bild 2.9.b ersetzt. Dabei sollen zuerst wieder nur die Dampfkraftwerke mit Leistungsreglern ausgestattet werden, die unterlagerte Drehzahlregelung sei dabei außer Betrieb.

- Diskussion der Wurzelortskurven

-- Pendelmoden

Die Pendelmoden 1 und 2 ändern sich bei diesen Untersuchungsfällen kaum, weshalb die Pendelmode 2 in den Bildern 6.13.a,b nicht mit dargestellt wird.

-- Primärreglermoden

Wie man Bild 6.13.a entnimmt, wird die Primärreglermode 1 jetzt schon allein durch die Leistungsregler der Dampfkraftwerke instabil.

Diese Instabilität beruht auf der Tatsache, daß das Reglersignal "Generatorwirkleistung  $p_G$ " über den I-Anteil des Leistungsreglers an der Generatorwelle einen proportional zur Generatordrehzahl  $\Delta n_G$  auftretenden mechanischen Momentenanteil erzeugt, welcher die Primärreglerschwingung anfacht<sup>10)</sup>. Abhilfe kann in diesem Fall eine

---

10) Das antreibende Turbinenmoment  $\Delta m_T$  ist - im Gegensatz zum bremsenden elektrischen Generatormoment  $\Delta m_{el}$  - in Richtung der Generatorkreisfrequenz  $\Delta \omega_G$  gepfeilt. Deshalb wirkt hier die Proportionalität zu  $\Delta \omega_G$  schwingungsanfachtend.

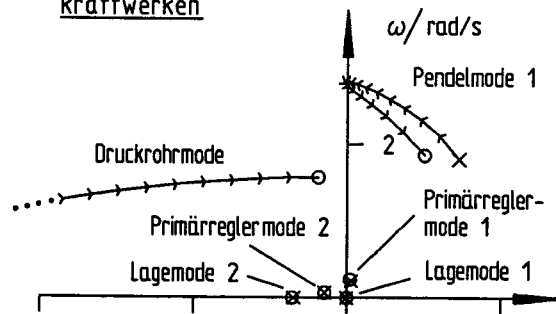
unterlagerte Drehzahlregelung bringen, welche an der Generatorwelle einen in Phasenopposition zur Drehzahl verlaufenden dämpfenden Momentenanteil hervorruft. Die Auswirkung einer derartigen, mit  $\sigma_\omega = 5\%$  parametrisierten Zusatzregelung ist in Bild 6.13.b dargestellt: die Primärreglermode 1 kann vollständig stabilisiert werden.

Im Wasserkraftwerk wird man aus den im Fall g genannten Gründen auf eine unterlagerte Drehzahlregelung verzichten. Rüstet man es mit demselben Leistungsregler wie die Dampfkraftwerken aus, so ergeben sich die in Bild 6.13.c dargestellten Wurzelortskurven. Die Primärreglermode 1 bewegt sich nun zwar stärker, bleibt aber stabil. Zusätzlich ist auch wieder die hinzugekommene dritte Primärreglermode 3 mit dargestellt.

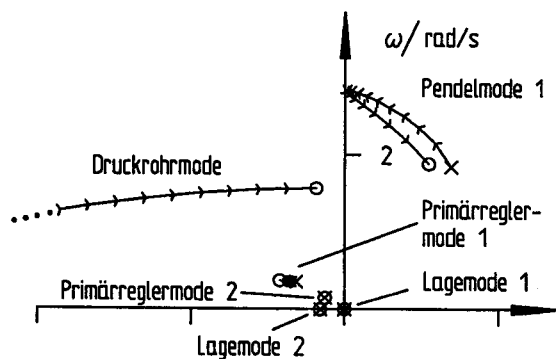
#### - Ergebnis

Die bisherigen Untersuchungen haben gezeigt, daß im Dreikraftwerke-Netzdynamikmodell Primärreglerinstabilität durch geeignete Reglereinstellung ohne Verlust der stationären Regelgüte vermieden werden kann. Die re-

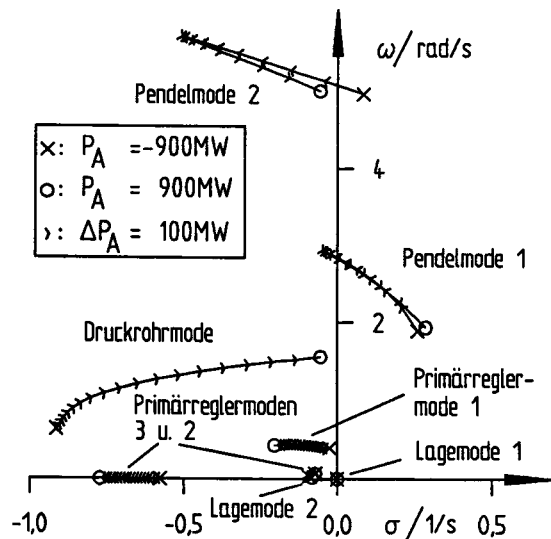
#### a) Leistungsregler nur in den Dampfkraftwerken



#### b) Leistungsregler mit unterlagelter Drehzahlregelung nur in den Dampfkraftwerken



#### c) Dampfkraftwerke: Leistungsregler mit unterlagelter Drehzahlregelung Wasserkraftwerk: Nur Leistungsregler



- => Primärreglermode 1:
- Leistungsregelung wirkt destabilisierend
  - unterlagerte Drehzahlregelung wirkt stabilisierend

Bild 6.13: Fall h: Leistungsregler

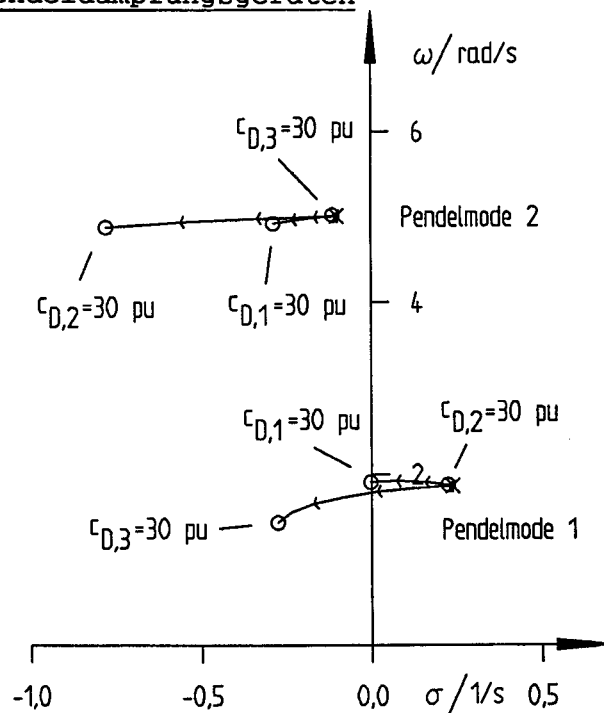
lativ schnellen instabilen Polradpendelungen mit Periodendauern  $\geq 3$  s lassen sich allerdings durch die Primärregelung nicht entscheidend beeinflussen. Diesen Pendelmoden soll deshalb im folgenden Fall i mit den beiden generator- und netzseitigen Zusatzeinrichtungen "Pendeldämpfungsgerät" und "geregelter Blindleistungskompensator" begegnet werden.

#### 6.2.8 Fall i: Einsatz von Pendeldämpfungsgeräten

Bevor Pendeldämpfungsgeräte in einem Netz installiert werden können, müssen ihre optimalen Einbauorte bekannt sein. Diese können im Falle eines verbundgekoppelten Teilnetzes wie in Kapitel 4 und 5 beschrieben über die Wesentlichkeitsmaße  $Q_{1k}$  ermittelt werden; im Falle eines abgeschlossenen Netzes ohne Verbundankopplung empfiehlt sich dagegen der in [24] vorgeschlagene Weg: Ausgehend vom instabilen Basisfall werden in alle Generator-Bewegungsgleichungen des erstellten Netz-Dynamikmodells künstlich Dämpfungsmomente gemäß

$m_{D,i} = c_{D,i} \cdot \omega_{G,i} = [T_{AG,i} \cdot \omega_{G,i} - (m_T - m_{eT})_i]$  eingefügt. Dann werden die Sensitivitäten  $s_{ik} = \partial \lambda_k / \partial c_{D,i}$

der instabilen Eigenwerte bezüglich der Dämpfungskonstanten  $c_{D,i}$  berechnet. Am besten zur Stabilisierung der zu  $\lambda_k$  gehörenden Pendelmode ist derjenige Generator i geeignet, welcher die größten Werte  $s_{ik}$  aufweist, oder im Falle einer Wurzelortsberechnung die größten Wurzelverschiebungen hervorruft.



- => Pendelmode 1 wird am besten durch ein PDG im Wasserkraftwerk stabilisiert
- => Pendelmode 2 wird am besten durch ein PDG im Dampfkraftwerk II stabilisiert

**Bild 6.14:** Stabilisierungswirkung künstlicher Generatordämpfungen  $c_{D,i}$

- Diskussion der Wurzelortskurven

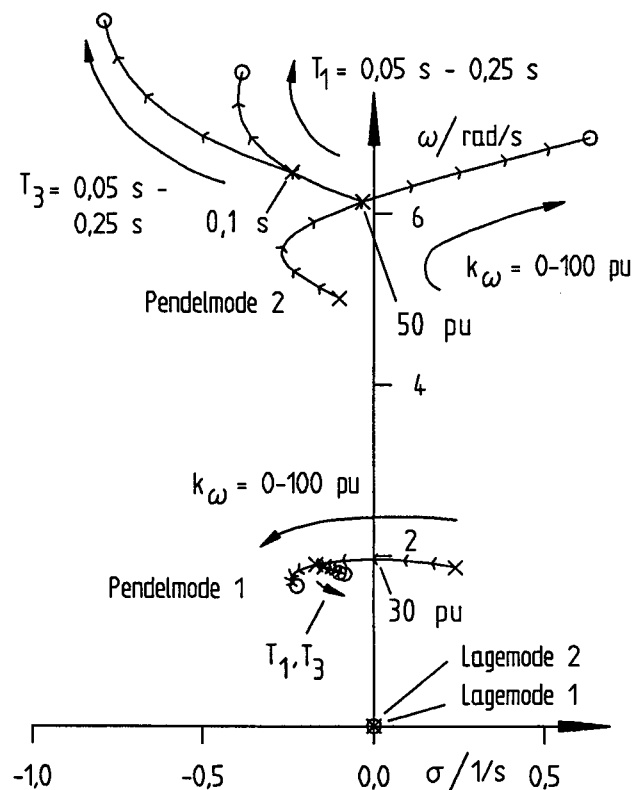
In Bild 6.14 sind die Wurzelortskurven der beiden Pendelmoden 1 und 2 des Drei-Kraftwerke-Netzdynamikmodells für den Fall dargestellt, daß nacheinander für den instabilen Fall  $P_A = 900$  MW die künstlichen Dämpfungen  $c_{D,1}$  der einzelnen Generatoren von 0 pu auf 30 pu erhöht werden. Wie man der Abbildung entnimmt, wird die langsame Pendelmode 1 am besten vom Generator 3 stabilisiert, während die schnelle Pendelmode 2 stark vom Generator 2 beeinflusst wird. Der Generator 1 übt auf beide Moden einen gleich starken Einfluß aus, während Generator 2 die Pendelmode 1 und Generator 3 die Pendelmode 2 kaum beeinflussen kann.

Im folgenden soll deshalb zuerst das Dampfkraftwerk 1 mit einem Pendeldämpfungsgerät gemäß Bild 2.12.b ausgerüstet werden, da es beide Pendelmoden gleichzeitig beeinflussen kann.

Die Zähler- und Nennerzeitkonstanten der beiden  $PDT_1$ - "Lead-Lag"-Glieder werden anfänglich einheitlich zu  $T_1 = T_3 = T_2 = T_4 = 0,05$  s vorgegeben, die "wash-out"-Zeitkonstante sei  $T_{W0} = 4$  s.

In Bild 6.15 sind die Wurzelortskurven der beiden Pendelmoden 1 und 2 für den Fall dargestellt, daß die Verstärkung  $k_\omega$  des Pendeldämpfungsgerätes von 0 pu bis 100 pu und die Zählerzeitkonstanten  $T_1$  und  $T_3$  von 0,05 s auf 0,25 s erhöht werden. Wie man der Abbildung entnimmt, sta-

bilisiert eine alleinige Vergrößerung von  $k_\omega$  zwar wie erwartet die Pendelmode 1, die Pendelmode 2 wird aber ab  $k_\omega = 50$  pu instabil.



=> Pendelmode 1 wird durch proportional wirkendes PDG stabilisiert

=> Pendelmode 2 wird durch differenzierend wirkendes PDG stabilisiert

Bild 6.15: Fall i: Parameterempfindlichkeit des Pendeldämpfungsgerätes im Dampfkraftwerk I

Dieser Effekt entsteht deshalb, weil das Pendeldämpfungsgerät über die verzögernde Spannungsregelung und Generator-Erregerwicklung auf das elektrische Generatormoment einwirkt, was bei höheren Pendelfrequenzen eine Phasennacheilung um bis zu  $180^\circ$  hervorruft. Um dies zu vermeiden, werden hier ab  $k_\omega = 50$  pu mit  $T_1$  das erste und ab  $T_1 = 0,1$  s mit  $T_3$  das zweite Lead-Lag-Glied aktiviert, was beidesmal eine erhebliche Stabilisierung der Pendelmode 2 bewirkt. Die Pendelmode 1 wird von dieser Maßnahme kaum beeinflusst.

Ähnliche Wurzelortsverläufe ergeben sich auch bei Einsatz von Pendeldämpfungsgeräten in den beiden anderen Kraftwerken, woraus sich auch deren optimale Parametereinstellung bestimmen läßt, Ergebnisse siehe Tabelle 6.3.

Rüstet man alle Kraftwerke mit optimal eingestellten Pendeldämpfungsgeräten aus, so ist die Energieübertragung im gesamten Leistungsbereich von  $-900 \text{ MW} \leq P_A \leq 900 \text{ MW}$  möglich, Wur-

| Generator<br>Parameter | G 1   | G 2   | G 3    |
|------------------------|-------|-------|--------|
| $k_\omega$             | 20 pu | 20 pu | 20 pu  |
| $T_{WO}$               | 4,0 s | 4,0 s | 4,0 s  |
| $T_1$                  | 0,1 s | 0,1 s | 0,05 s |
| $T_3$                  | 0,1 s | 0,1 s | 0,05 s |

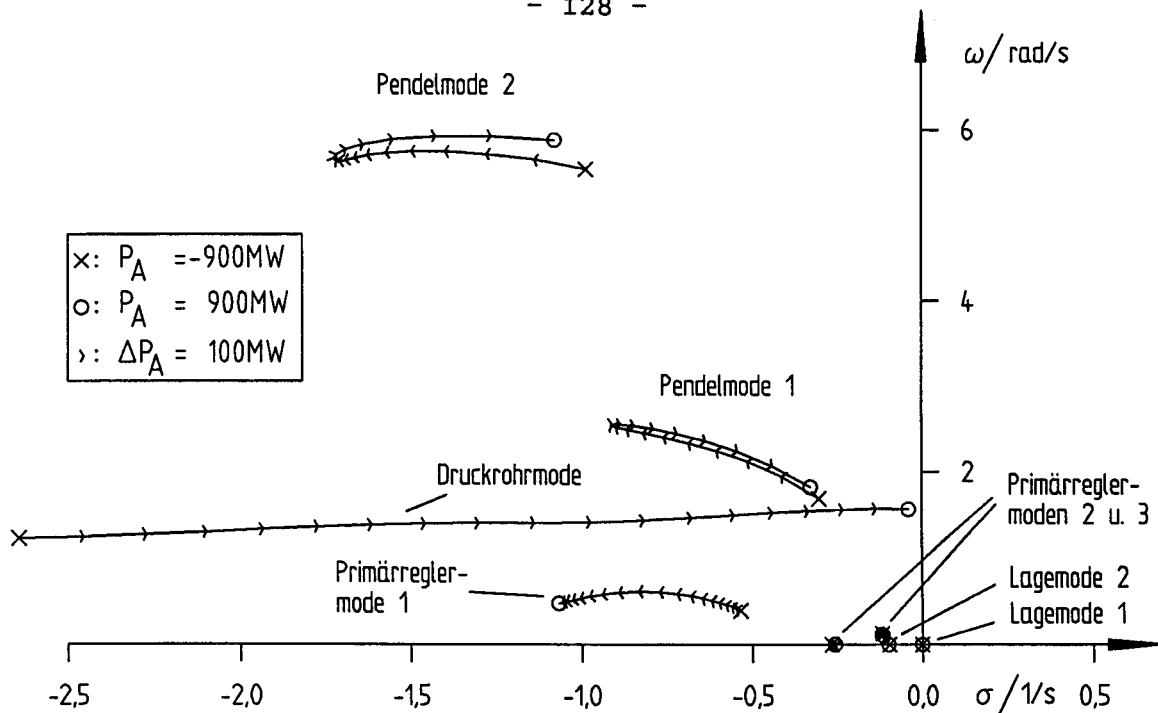
Tabelle 6.3: Optimale Parametereinstellung der Pendeldämpfungsgeräte des Drei-Kraftwerke-Netz-dynamikmodells 2

zelortskurven siehe Bild 6.16. Dabei wird angenommen, daß das Netz-Dynamikmodell mit den in Tabelle 6.1, Fall 1 angegebenen Einzelkomponenten ausgerüstet ist. Dieselben Stabilitätsaussagen gelten auch beim Einsatz von Leistungsreglern, weshalb dieser Fall nicht gesondert behandelt wird.

#### - Ergebnis

Wie man Bild 6.16 entnimmt, werden nicht nur die beiden Pendelmoden des Netz-Dynamikmodells stark stabilisiert, sondern auch die kritische Primärreglermode 1 wird weit in die negative s-Halbebene verschoben, vgl. Bild 6.12.

Dieses Resultat zeigt deutlich, daß mit Pendeldämpfungsgeräten neben den Polradpendelungen auch schlecht gedämpfte Primärreglerschwingungen beeinflusst werden können. Bei der Beurteilung der Wirksamkeit dieser Geräte müssen allerdings noch die in der Praxis



**Bild 6.16:** Fall 1: Optimal eingestellte Pedeldämpfungsgeräte in allen Kraftwerken

stets vorhandenen Reglerbegrenzungen mitberücksichtigt werden, da diese die effektiven Reglerverstärkungen reduzieren.

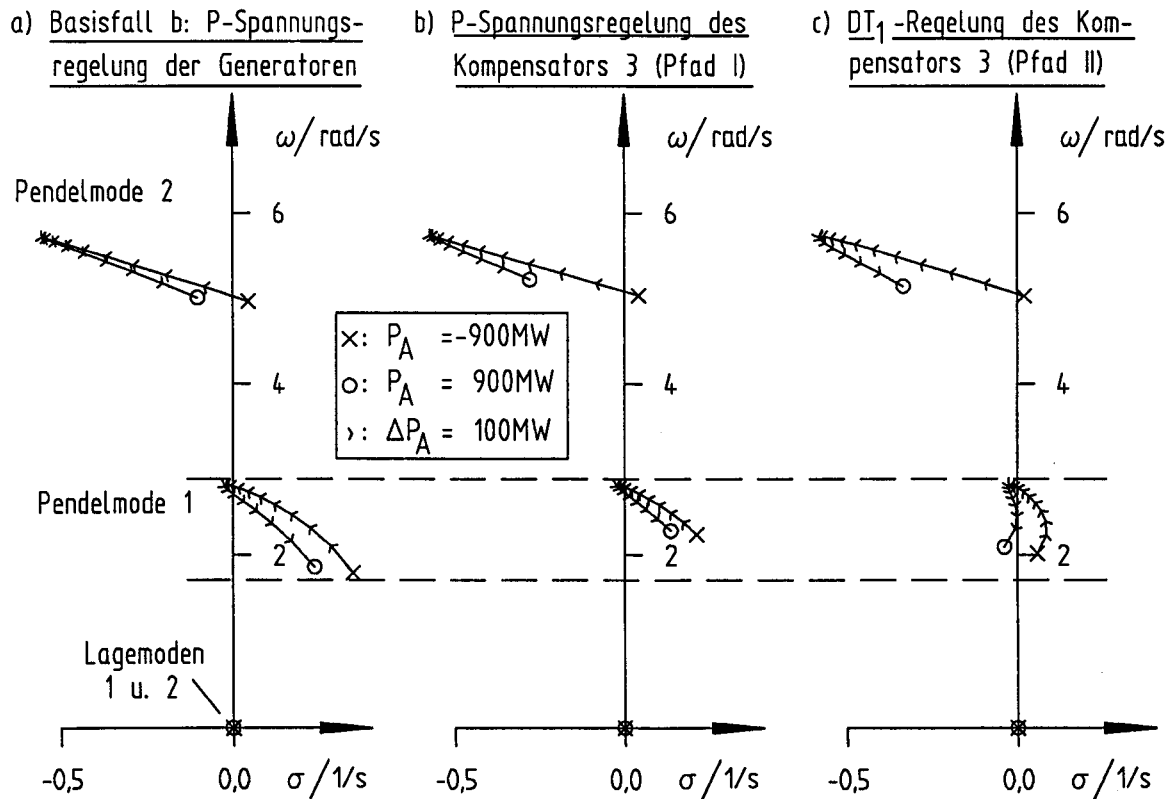
#### 6.2.9 Fall k: Einsatz geregelter Blindleistungskompensatoren

In diesem letzten Untersuchungsfall soll die Stabilisierung des Drei-Kraftwerke-Netzdynamikmodells allein mit geregelten Blindleistungskompensatoren durchgeführt werden. Dabei sollen standortabhängig die in Kapitel 2.4 vorgestellten Regelkonzepte wie folgt eingesetzt werden:

- Spannungsregelpfade I und II beim Kompensator am Knoten 3 in der Leitungsmitte,
- Frequenzregelpfad III bei den Kompensatoren an den Verbraucher-knoten 1, 2 und 4.

Rüstet man den am Knoten 3 in der Leitungsmitte befindlichen Kompensator nacheinander mit den Spannungsregelpfaden I und II gemäß Bild 2.14.c aus, so erhält man für  $-900 \text{ MW} \leq P_A \leq 900 \text{ MW}$  die in Bild 6.17.b,c dargestellten Wurzelortskurven. Dabei ist vorausgesetzt, daß die maximale Reglerverstärkung  $k_{u,K} = T_{1,K}/T_{2,K} = 3000 \text{ pu}$  beträgt, was einer Blindleistung-Spannung-Kennzahl von  $300 \text{ MVar}/10\% U_N$  entspricht. Die Nennerzeitkonstante  $T_{2,K}$  des Reglerpfades II betrage  $0,25 \text{ s}$ , woraus eine untere Eckkreis-





=> Pendelmode 1 wird am besten durch den differenzierend wirkenden Spannungsregelpfad II stabilisiert

**Bild 6.17:** Fall k: Spannungsregelgesetze I und II im Kompensator 3

frequenz von  $\omega_G = 1/T_{2,K} = 4 \text{ rad/s}$  resultiert.

#### - Diskussion der Wurzelortskurven und Simulationsverläufe

In **Bild 6.17.a** sind zum Vergleich noch einmal die Wurzelortskurven des instabilen Basisfalles b "Einfache P-Spannungsregelung der Generatoren" dargestellt.

#### -- Pendelmoden

Wie man der **Abbildung 6.17.b** entnimmt, bewirkt eine reine P-Spannungsregelung im Kompensator am Knoten 3 bezüglich der langsamen Pendelmode 1 für  $|P_A| = 900 \text{ MW}$  zwar eine Erhöhung der Pendelfrequenz und eine Zunahme der Dämpfung, eine echte zusätzliche Stabilisierung durch Verschiebung der Wurzelortskurve tritt jedoch nicht auf. Dieses Resultat beruht auf der Tatsache, daß der P-spannungsgeregelte Kompensator die Spannung am Knoten 3 lediglich stützt, wodurch die Dampfkraftwerke und das Wasserkraftwerk dynamisch etwas entkoppelt werden. Sie pendeln somit gegen den jetzt

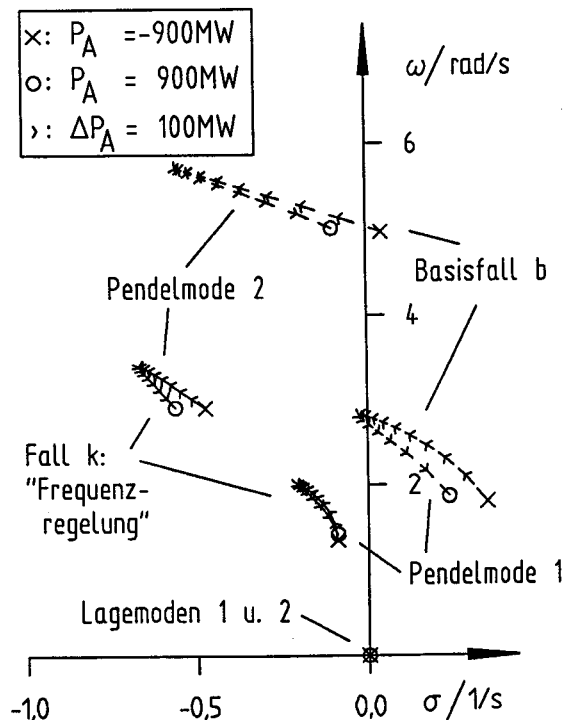
quasistarren Knoten 3, woraus eine "Verkürzung" der effektiven Leitungslängen resultiert. Bei  $P_A = 0$  MW hat der Kompensator keine Wirkung, da dann gemäß Bild A.8.1.b und Bild A.8.2  $k_{U,\delta} = 0$  gilt. Eine Polradwinkeländerung der Generatoren bewirkt somit in der Leitungsmitte keine Spannungsänderung.

Wird der Kompensator am Knoten 3 dagegen mit der differenzierenden  $DT_1$ -Spannungsregelung des Reglerpfades II ausgerüstet, so wächst die Dämpfung erheblich an. Für  $0 \text{ MW} < P_A < 900 \text{ MW}$  ist das Netz-Dynamikmodell sogar vollständig stabil; für  $-900 \text{ MW} < P_A < 0 \text{ MW}$  reicht dagegen die Kompensatorgröße noch nicht aus. Jedenfalls kann durch Aufschaltung des differenzierenden Spannungssignals schon mit nur einem Kompensator bezüglich der langsamen Pendelmode 1 ein erheblicher Dämpfungszuwachs erzielt werden, was die in Kapitel 2.4 dargelegten Überlegungen bestätigt.

Die schnelle Pendelmode 2 kann dagegen durch diesen Kompensator kaum beeinflusst werden, da die zugehörige Polradpendelung hauptsächlich zwischen den beiden Generatoren der Dampfkraftwerke stattfindet, weswegen die Kompensatorspannung am Knoten 3 nahezu konstant bleibt.

Stattet man dagegen die drei Kompensatoren an den Verbraucherknoten 1, 2 und 4 mit einer Frequenzregelung gemäß Bild 2.14.c, Reglerpfad III aus, so erhält man die in Bild 6.18 dargestellten Wurzelortskurven. Auch hier sind wieder die Ergebnisse des instabilen Basisfalls b zum Vergleich mit eingezeichnet.

Die Reglerverstärkungen werden einheitlich zu  $k_{\omega 1} = 10^6$  pu eingestellt, was einer Blindleistung-Frequenz-Kennzahl von



=> Pendelmoden 1 u. 2 werden durch den Frequenzregelpfad III stark stabilisiert

Bild 6.18: Fall k: Frequenzregelgesetz III in den Kompensatoren 1, 2 und 4

200 MVar/10 mHz entspricht. Die wash-out-Zeitkonstanten seien hier - wie beim Pendeldämpfungsgerät -  $T_{WO} = 4$  s. Wie man den Wurzelortskurven entnimmt, ist das Drei-Kraftwerke-Netzdynamikmodell jetzt vollständig stabil; die Eigenfrequenzen der Pendelmoden 1 und 2 haben sich dabei sehr stark verringert. Würde man die Verstärkung  $k_{\omega 1}$  noch weiter erhöhen, so würden die Polradpendelungen sogar vollständig verschwinden, und die Generatorpolräder könnten sich nur noch aperiodisch bewegen. Dieser Effekt beruht auf der Tatsache, daß die mit einem geregelten Kompensator versehenen Verbraucher mit zunehmender Reglerverstärkung  $k_{\omega}$  auf Frequenzänderungen zunehmend wie reine Asynchronmaschinen reagieren, welche im dynamischen Zusammenwirken mit Synchronmaschinen keine Pendelungen zulassen, da sie keine polradwinkelproportionalen Rückstellmomente erzeugen.

Um die Auswirkungen der Kompensatoren und ihrer Regler auch auf das zeitliche Dynamikverhalten des Netz-Dynamikmodells beurteilen zu können, sind in Bild 6.19 die Generatorordrehzahlen bei Anwendung der drei unterschiedlichen Reglergesetze dargestellt. Als Anregung wird dabei die Störung "1" verwendet, der Arbeitspunkt liegt bei  $P_A = 900$  MW.

Aus dem Bildteil a entnimmt man, daß der P-spannungsgeregelte Kompensator lediglich die Periodendauer der langsamen Netzpendelung gegenüber dem Basisfall b, Bild 6.5 verringert hat, das Netz aber nicht stabilisieren kann. Mit demselben Kompensator kann dagegen bei Einsatz der winkelvordrehenden  $DT_1$ -Spannungsregelung immerhin für  $P_A = 900$  MW Stabilität erreicht werden.

Dem Bildteil c entnimmt man, daß die frequenzgeregelten Kompensatoren das Netz dagegen nicht nur vollständig stabilisieren, sondern auch die Amplituden der Polradpendelungen erheblich reduzieren. Aus diesen Kurvenverläufen läßt sich schließen, daß die durch die Störung "1" in das Netz eingebrachte Störenergie von den Kompensatoren rasch in die Verbraucher abgeführt und dem Netz entzogen werden kann.

Als letzter Untersuchungsfall sind in Bild 6.20 die Wurzelortskurven des Drei-Kraftwerke-Netzdynamikmodells für den Fall dargestellt, daß alle Kompensatoren unter Anwendung ihrer optimalen

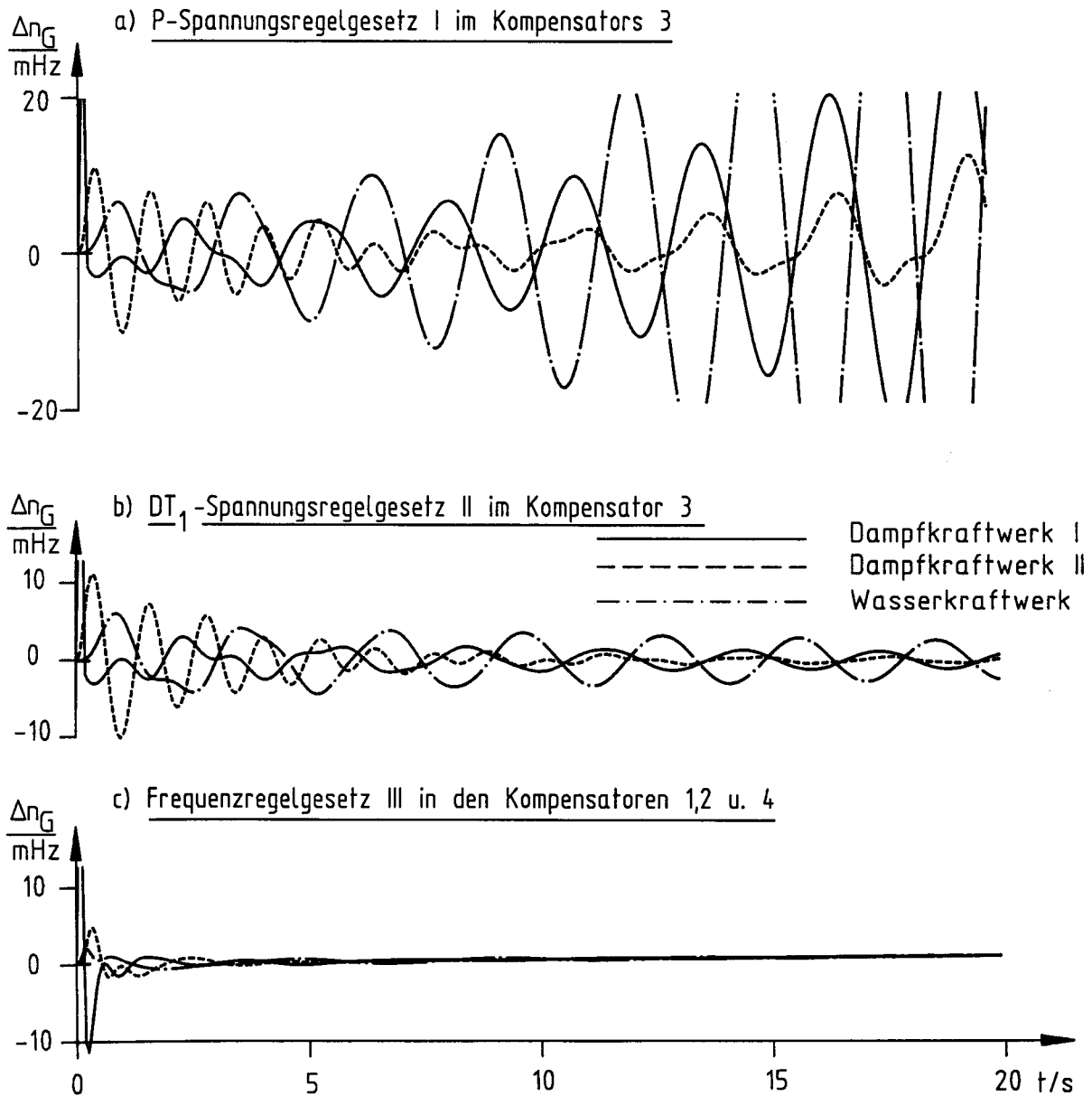


Bild 6.19: Generatorordrehzahlen  $\Delta n_{Gi}$  bei Einsatz geregelter Blindleistungskompensatoren,  $P_A = 900 \text{ MW}$ , Störung "1"

Reglereinstellungen gleichzeitig zur Stabilisierung eingesetzt werden. Das Netz-Dynamikmodell ist wieder mit den Einzelkomponenten gemäß Fall m bestückt, wodurch ein direkter Vergleich mit dem in Bild 6.16 dargestellten Stabilisierungsergebnis beim Einsatz von Pendeldämpfungsgeräten möglich ist.

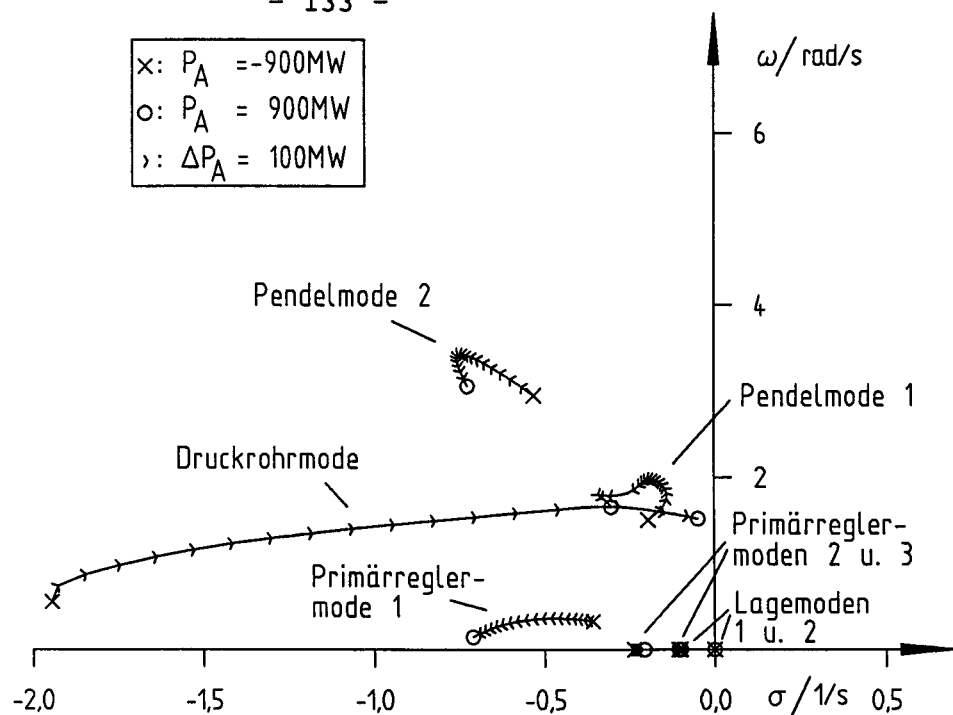
#### - Ergebnis

Wie man der Gegenüberstellung entnimmt, kann mit den geregelten Blindleistungskompensatoren zwar nicht der gleiche Dämpfungseffekt

erzielt werden wie mit den Pendeldämpfungsgeräten, dennoch ist das Netz-Dynamikmodell ausreichend stabilisierbar. Interessant ist dabei noch, daß bei  $P_A \approx 600 \text{ MW}$  eine Interaktion

zwischen der langsamen Druckrohrmode

und der nun ebenfalls verlangsamten Pendelmode 1 stattfindet (Knick in den Wurzelortskurven), welche sich in der Polradpendelung des Drei-Kraftwerke-Netzdynamikmodells in Form einer Schwebung äußern würde.



**Bild 6.20:** Fall m: Alle Blindleistungskomponentatoren mit optimal eingestellten Reglern