

Anhang 8: **Dezember 2003**

Zunahme der dezentralen Energieerzeugungsanlagen in elektrischen Verteilnetzen

Parallelschaltung von DEA

ausgearbeitet durch

C. Häderli
ABB Schweiz AG, Corporate Research
Segelhof
5405 Baden-Dättwil

mitfinanziert durch

Bundesamt für Berufsbildung und Technologie, KTI; KTI P-Nr: 5840.2;
ABB Schweiz AG; Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft PSEL;
AEK Energie AG; Elektrizitätswerk Davos AG; ewz Verteilnetz

Diese Arbeit ist im Auftrag des Bundesamtes für Energie entstanden. Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.

Weitere Informationen über das Programm „Elektrizität“ des Bundesamts für Energie stehen auf folgender Web-Seite zur Verfügung:

www.electricity-research.ch

INHALTSVERZEICHNIS

Zusammenfassung	1
Resonanzphänomene	1
Netzregelung im Inselbetrieb	1
Produktentwicklungspotential	3
 1. Einführung	 4
 2. Resonanzphänomene bei Parallelschaltung	 4
2.1. Setup	4
2.1.1. Umrichter und Filter Modellierung	4
2.1.2. Übertragungsfunktionen	5
2.2. Resonanzen	6
2.2.1. Simulationsbeispiele	6
2.2.2. Analytische Berechnungen	8
2.2.3. Auswirkungen der Resonanzen und Gegenmassnahmen	10
2.2.3.1. Gegenmassnahmen	10
2.3. Aktive Dämpfung	11
2.3.1. Grundsätzliche Idee	11
2.3.2. Übersicht existierender Methoden	11
2.3.3. Lead-Lag-Filter	12
2.3.4. Kondensatorstrom Regelung	13
2.3.5. Virtueller Widerstand	14
2.3.6. Vergleich der Methoden	14
2.4. Anwendung der virtuellen Widerstand Methode	14
2.4.1. Analytische Auslegung	14
2.4.2. Simulationsergebnisse	15
2.4.3. Verhalten bei der Parallelschaltung von Umrichtern	15
 3. Netzregelung im Inselbetrieb	 17
3.1. Einführung	17
3.1.1. Vergleich mit Verbundnetzregelung	17
3.1.2. Autonome Industrienetze	18
3.2. Zentrale Regelung	18
3.3. Master-slave Regelung	19
3.4. Verteilte Regelung mit Kommunikation	20
3.5. Verteilte Regelung ohne Kommunikation	21
3.6. Vergleich der Methoden	22
3.7. Umschaltung Inselbetrieb / Verbundnetzbetrieb	24
3.7.1. Umschaltung vom Verbundnetzbetrieb in den Inselbetrieb	24
3.7.2. Rücksynchronisation vom Inselbetrieb in den Verbundnetzbetrieb	25

4. Schlussfolgerungen	25
-----------------------------	----

5. Literatur.....	26
-------------------	----

ZUSAMMENFASSUNG

Die Parallelschaltung von DEA wird diskutiert. Dabei werden die beiden folgenden Themenkreise behandelt (Diesen Themen wurden hier ausgewählt, weil sie einen direkten Einfluss auf die Umrichter-Entwicklung für DEA haben):

- Resonanzphänomene und damit verbundene Oszillationen bei der Parallelschaltung von DEA am Verbundnetz
- Problematik der Netzregelung bei DEA im Insel-Betrieb (gewollter Inselbetrieb eines örtlich beschränkten Teils im Verteilnetz)

RESONANZPHÄNOMENE

Die Filter von DEA mit Umrichter werden nach Stand der Technik so ausgelegt, dass sie sich am Netz stabil verhalten. Die Auslegung erfolgt dabei unter Annahme bestimmter worst case Netzbedingungen und dem Anschluss einer DEA. Eine Parallelschaltung mehrerer DEA kann das System jedoch stark beeinflussen. Es findet eine Verschiebung vorhandener Resonanzen statt und neue Resonanzfrequenzen können auftreten. Das kann zu Oszillationen und Abschaltungen, im schlimmsten Fall sogar zur Zerstörung von DEA führen, wenn diese nicht auf Parallelschaltung vorbereitet sind. Es werden 3 Methoden vorgestellt, um diesen Problemen vorzubeugen:

- Lead-Lag Methode
- Kondensatorstromregelung
- Virtueller Widerstand

Die virtuelle Widerstand Methode wurde aufgrund ihrer Einfachheit und Wirksamkeit zur Weiterentwicklung ausgewählt. Die grundsätzliche Idee ist, einen Dämpfungswiderstand zu emulieren, indem eine Spannung vom Netzumrichter ausgegeben wird, die proportional zu bestimmten gemessenen Grössen ist. Es konnte gezeigt werden, dass die vorhandenen Resonanzen wirksam gedämpft werden und auch neu auftretende Resonanzfrequenzen keine Probleme verursachen, da die Methode über einen breiten Frequenzbereich wirksam ist. Eine der wichtigsten Voraussetzungen zur Implementation ist, dass der Regler die nötige Bandbreite besitzt. Diese muss ausreichend höher als die auftretende Resonanzfrequenz sein. Die Verzögerungszeiten im Regler müssen auch sehr kurz sein, um Phasenverschiebungen zu vermeiden, die das Konzept unwirksam machen würden. Die Methode des virtuellen Widerstandes ist bereits in die Entwicklung eines Umrichters für Mikrogasturbinen eingeflossen und wird auch in weiteren DEA Projekten eingeplant.

NETZREGELUNG IM INSELBETRIEB

Im folgenden wird die Problematik der Netzregelung bei DEA im Inselbetrieb, d.h. bei einem Inselbetrieb eines örtlich beschränkten Teils im Verteilnetz, erläutert. Die Aussagen beziehen

sich dabei in erster Linie auf Teile des öffentlichen Niederspannungsnetzes. Dieses unterscheidet sich durch folgende Punkte von grösseren Netzen auf höheren Spannungsebenen:

- Unterschiedliche Impedanzverhältnisse (der ohmsche Anteil ist im Gegensatz zu Mittel- und Hochspannungsnetzen dominant)
- Durch die kleinere totale Last erfolgt eine weniger gute statistische Mittelung der Lasten. Das heisst es können sehr grosse Leistungssprünge erfolgen und der $\cos\phi$ kann zwischen sehr kleinen Werten (induktiv oder kapazitiv) und 1 liegen.
- DEA sind häufig über Umrichter angekoppelt und unterscheiden sich vom Regelungskonzept her stark von Synchrongeneratoren

Beim Inselbetrieb wird in dieser Betrachtung angenommen, dass diese Art von Betrieb vom Netzbetreiber zugelassen wird, was heute normalerweise nicht der Fall ist. Eine Abstimmung der Betriebsstrategie zwischen dem Netzbetreiber und dem Betreiber der DEA ist in jedem Fall notwendig.

Viele DEA werden heute mit der Möglichkeit des „stand alone“ Betriebs verkauft. Das heisst, dass die DEA als Generator mit Spannungs- und Frequenzregelung als eine Art UPS „uninterruptible power supply systems“ betrieben werden kann. Das funktioniert normalerweise gut bei sehr kleinen zu versorgenden Netzen und nur einer DEA. Sollen auch grössere Netze mittels dem Einsatz von mehreren DEA versorgt werden, wird die Problemstellung komplexer. Es stellt sich dann die Frage der Lastaufteilung und der Haltung von Spannung und Frequenz. Verschiedene Ansätze aus der Literatur wurden verglichen. Folgende grobe Kategorisierung ist möglich:

- Zentrale Regelung
- Master Slave Regelung
- Dezentrale Regelung mit Kommunikation
- Dezentrale Regelung ohne Kommunikation

Die einzelnen Methoden wurden bezüglich folgenden Kriterien verglichen:

- Regleranforderungen
- Kommunikationsanforderungen
- Performance
- Kosten

Eine Regelung ohne Kommunikation hat den grossen Vorteil, keine zusätzlichen Infrastrukturkosten zu verursachen. Dafür ist in jeder DEA ein entsprechender spezieller Regler nötig, was wiederum ein wesentlicher Kostenfaktor ist. Eine Regelung mit Kommunikation, d.h. eine zentrale Regelung oder eine Master Slave Regelung wiederum hat den Vorteil, dass die einzelnen DEA, abhängig vom gewählten Konzept, nicht unbedingt einen speziellen Regler benötigen. Die Wahl der kostengünstigsten Variante hängt davon ab, welche DEA mit welchen Reglern und Kommunikationsmöglichkeiten im gewählten Gebiet vorhanden sind, welche Kommunikationskanäle schon bestehen und welche räumliche Ausdehnung das Gebiet hat. Eine allgemeine Aussage bezüglich einer optimalen Variante ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich. Eine „Standardlösung“ wird sich erst in der Zukunft abzeichnen, wenn mit einer grösseren Anzahl solcher Installationen Erfahrungen gesammelt worden sind.

PRODUKTENTWICKLUNGSPOTENTIAL

Momentaner Einfluss auf die Produktentwicklung bei ABB:

- Bei der Entwicklung des Netzumrichters und des zugehörigen Filters wird die Problematik der Parallelschaltung von Umrichtern berücksichtigt. Die präsentierte Methode des virtuellen Widerstandes ist bereits bei der Entwicklung eines Umrichters für eine Mikrogasturbine eingesetzt worden. Sie wird auch bei weiteren Produktentwicklungen in dem Bereich als Basis dienen.
- Die Problematik der Regelung im Inselbetrieb wird in der Produktentwicklung soweit berücksichtigt, dass die Architektur des Reglers einen solchen Betrieb grundsätzlich erlaubt. Ein Inselbetrieb im „stand alone“ Betrieb, d.h. nur einer DEA, wird normalerweise vorgesehen. Ein Betrieb mit mehreren Einheiten ist grundsätzlich möglich. Eine entsprechende Programmierung ist zwar nicht durchgeführt, die Reglerhardware und die Softwarearchitektur erlauben aber einen update der Firmware, falls dies nötig wird. Eine Programmierung einer Primärregelung (droop) ist relativ einfach und auch das Setup einer Master Slave Konfiguration ist gut möglich. Die benötigten Kommunikationsschnittstellen werden vorgesehen.
- Die Funktionen Übergang in den Inselbetrieb und zurück mit Rücksynchronisation können grösstenteils mittels bestehender Geräte implementiert werden. Die Netzausfallgeräte müssen sicher neu parametrisiert werden, eventuell sogar Algorithmen angepasst werden, um einen zuverlässigen Übergang in die Insel zu gewährleisten. Für die Rücksynchronisation stehen Geräte zur Verfügung. Eine geeignete Anpassung ist stark von der gewählten Regler- und Kommunikationsstrategie abhängig. Eine Produktweiterentwicklung macht erst Sinn, wenn sich sowohl ein Markt als auch eine Technologie für die Regelung abzeichnet. Erste Inselnetze können mittels bestehender Geräte implementiert werden.

1. EINFÜHRUNG

Bei der Parallelschaltung von DEA treten verschieden Problemstellungen auf, welche in diesem Report diskutiert werden sollen. Es sind dies einerseits Problemstellungen im Normalbetrieb am Netz und andererseits beim Betrieb im Inselbetrieb (gewollte Insel, UPS-Betrieb).

Im Normalbetrieb am Netz können die Filter der einzelnen DEA Konfigurationen ergeben welche schwingungsanfällig sind. Die Kombination von verschiedenen DEA Filtern kann zu verschobenen oder neuen Resonanzfrequenzen führen, welche vom Netz oder vom Umrichter angeregt werden können. Die Existenz solcher Resonanzfrequenzen wird untersucht und verschiedenen Lösungsvorschläge werden gemacht.

Im Inselbetrieb ist eine andere Regelung nötig als im Normalbetrieb, da Spannung und Frequenz nicht mehr vom Verbundnetz vorgegeben werden. Die im Verteilnetz (in der Insel) vorhandenen DEA müssen diese Aufgabe übernehmen. Es gibt grundsätzlich verschiedene Ansätze, welche in der Folge vorgestellt werden und ihre Vor- und Nachteile werden diskutiert.

Die beiden angesprochenen Themenkreise sind bei der Installation einzelner DEA im Netz nicht von unmittelbarer Notwendigkeit. Wenn wir aber für die Zukunft eine grössere Verbreitung solcher Anlagen annehmen und auch einen Inselbetrieb (im Sinne einer grossen UPS) nicht ausschliessen, sind es Aspekte, welche heute schon bei der Entwicklung der Umrichter berücksichtigt werden müssen, um das zukünftige Potential ausschöpfen zu können (und nicht die Installation durch technisch Barrieren zu limitieren).

2. RESONANZPHÄNOMENE BEI PARALLELSCHALTUNG

2.1. SETUP

2.1.1. Umrichter und Filter Modellierung

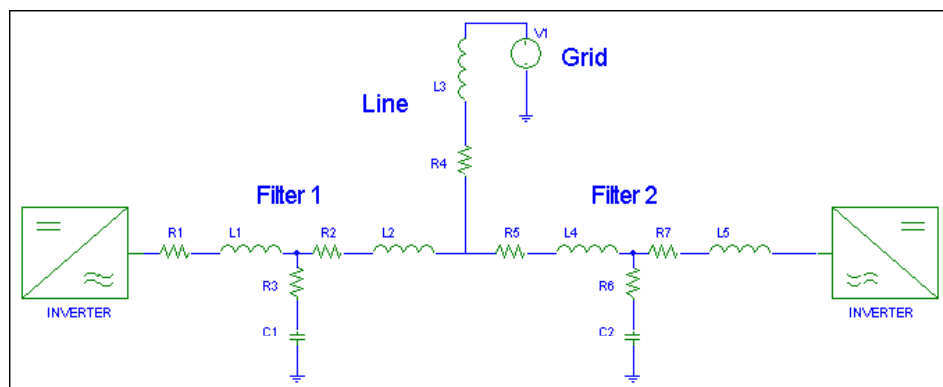


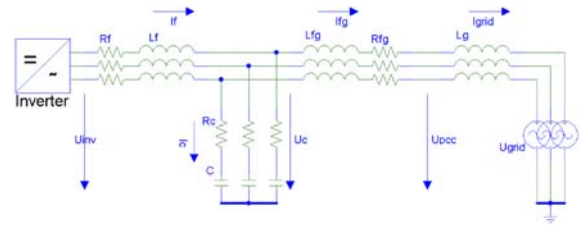
Abbildung 1: basic setup

Wir betrachten die Phänomene vorerst der Einfachheit halber an einem 1-phasen System mit zwei Umrichtern. Beide Umrichter haben ein T-Filter (LCL). Das Netz wird als Spannungsquelle mit einem RL als Leitung modelliert. Die entsprechenden Gleichungen haben die folgende Form (Gleichung 1):

$$U_{inv} - U_c = L_f \frac{dI_f}{dt} + R_f I_f$$

$$U_c - U_{pcc} = L_{fg} \frac{dI_{fg}}{dt} + R_{fg} I_{fg}$$

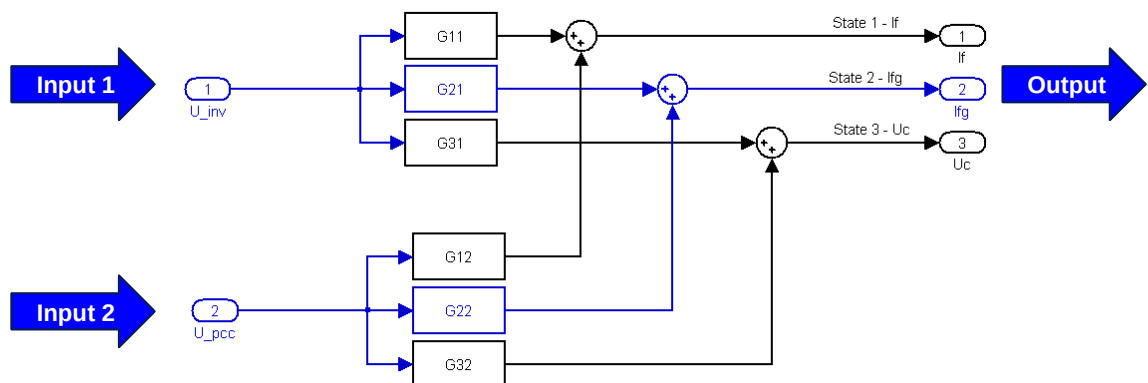
$$U_c = \frac{1}{C} \int I_c dt + R_c I_c = \frac{1}{C} \int I_f - I_{fg} dt + R_c (I_f - I_{fg})$$



Gleichung 1

Der Umrichter wird als ideale Stromquelle angenommen, die passiven Komponenten als ideal linear.

2.1.2. Übertragungsfunktionen



$$G(s) = \begin{bmatrix} \frac{C s^2 L_{fg} + 1}{s (C s^2 L_{fg} L_f + L_f + L_{fg})} & - \frac{1}{s (C s^2 L_{fg} L_f + L_f + L_{fg})} \\ \frac{1}{s (C s^2 L_{fg} L_f + L_f + L_{fg})} & - \frac{s^2 L_f C + 1}{s (C s^2 L_{fg} L_f + L_f + L_{fg})} \\ \frac{L_{fg}}{C s^2 L_{fg} L_f + L_f + L_{fg}} & - \frac{L_f}{C s^2 L_{fg} L_f + L_f + L_{fg}} \end{bmatrix}$$

Gleichung 2, Übertragungsfunktionen

Die für uns interessanten Übertragungsfunktionen sind G21 und G22. Sie ergeben den Strom am Filterausgang basierend auf den Spannungen am Umrichter und am Anschlusspunkt (PCC, point of common coupling). Wie wir im Abschnitt 2.2.1 sehen werden ist das der kritisch Strom, welcher grosse Werte erreichen kann im Resonanzfall.

2.2. RESONANZEN

2.2.1. Simulationsbeispiele

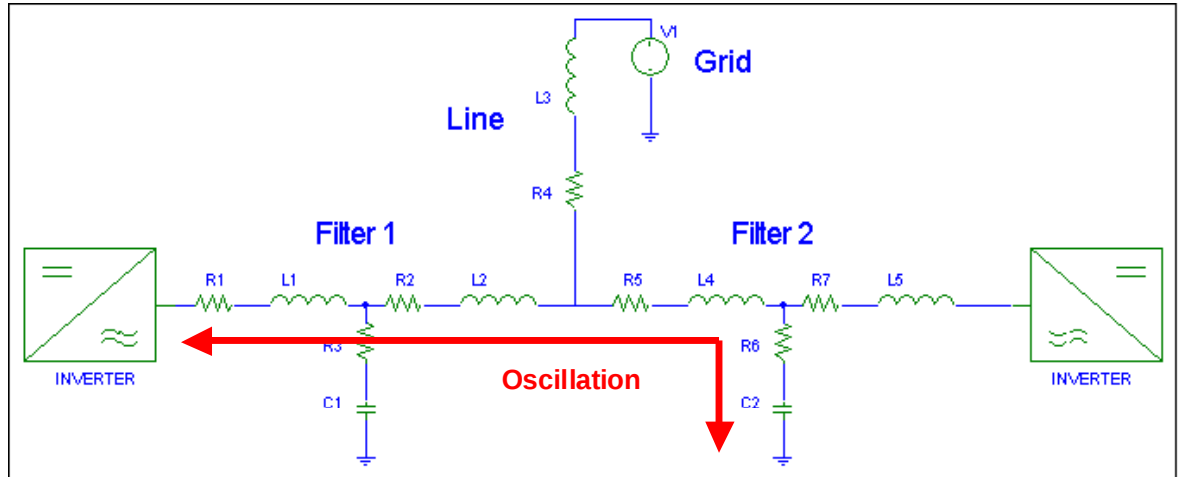


Abbildung 2: Oszillation mit benachbartem Filter

Ein benachbartes Filter kann eine Resonanzfrequenz aufweisen, welche im Bereich der Schaltfrequenz des ersten Umrichters liegt. Dies führt zu grossen Strömen auf der entsprechenden Frequenz und kann zur Instabilität und Abschaltung des Umrichters führen.

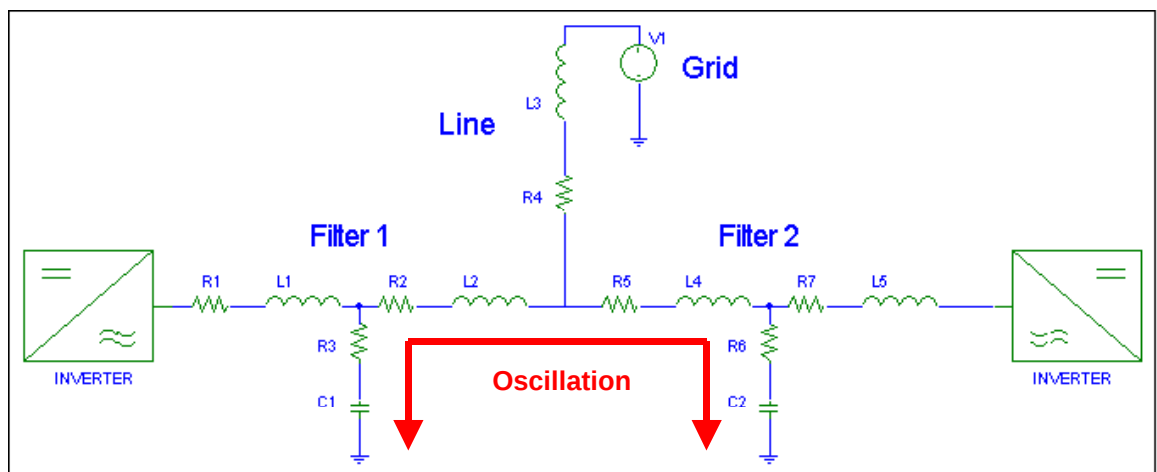


Abbildung 3: Oszillation zwischen den Filtern

Wie Abbildung 3 zeigt können zwischen den beiden Filtern der DEA Oszillationen auftreten. Die entsprechenden Resonanzfrequenzen sind im ursprünglichen Filter nicht vorhanden und können im ungünstigen Fall von einem der zwei Umrichter (Schaltfrequenz) angeregt werden. Simulationen zeigen, dass dieser Fall tatsächlich auftreten kann:

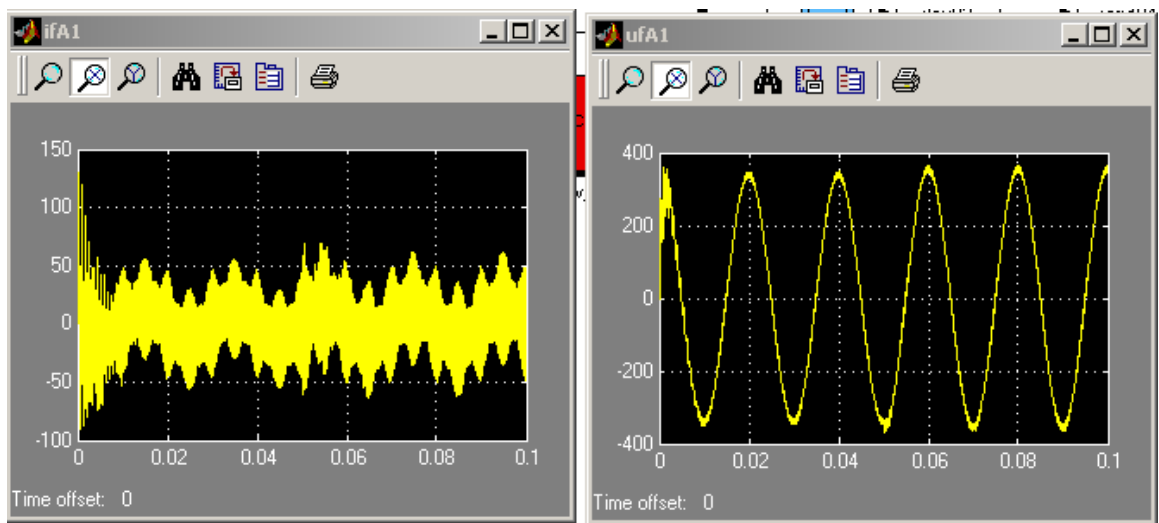


Abbildung 4: Filter Strom (links) und Filter Spannung (rechts) im Normalbetrieb

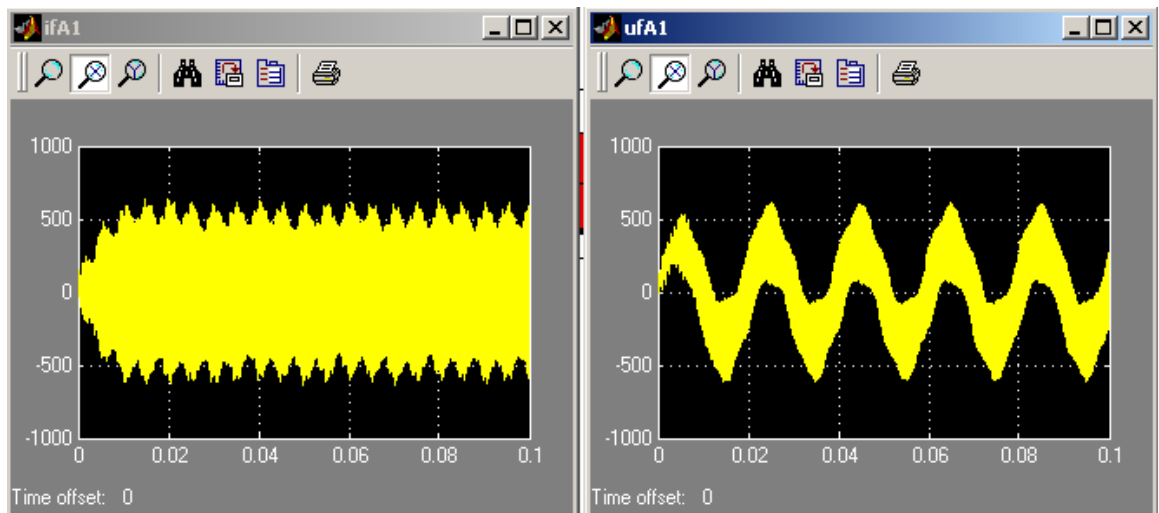


Abbildung 5: Filter Strom (links) und Filter Spannung (rechts)
beim Auftreten von Oszillationen

Abbildung 4 zeigt den Strom und die Spannung im Normalbetrieb. Die Spannung ist sinusförmig; der Strom enthält einen relativ grossen Anteil höherfrequenter Komponenten, welche vom Umrichter stammen (Filterung der geschalteten Versorgungsströme). Abbildung 5 zeigt dieselben Grössen bei der Parallelschaltung von zwei Umrichtern und ungünstiger Wahl der Schaltfrequenz. Das Resultat sind sehr grosse Ströme im Kondensator (ca. 10 mal grösser als im Normalfall) und auch überhöhte Spannungen. Ein solcher Betriebszustand würde in der Realität innerhalb kurzer Zeit zur Zerstörung des Kondensators führen. Diese Grössen werden vom Umrichter nicht erkannt, da die Ströme nur zwischen den beiden Umrichtern fliessen. Auch beim Anschlusspunkt der beiden Umrichter wird das Problem nicht erkannt. Wie Abbildung 6 zeigt haben wir dort auch im Fehlerfall schöne sinusförmige Grössen. Nur eine Überwachung des Stromes am Ausgang des Filters (mittels Strommessung oder mittels Schmelzsicherung) kann die Zerstörung des Filters im Resonanzfall verhindern. Das Ziel ist nun solche Betriebszustände gar nicht erst entstehen zu lassen sondern mittels geeigneter Regelungskonzepte zu vermeiden.

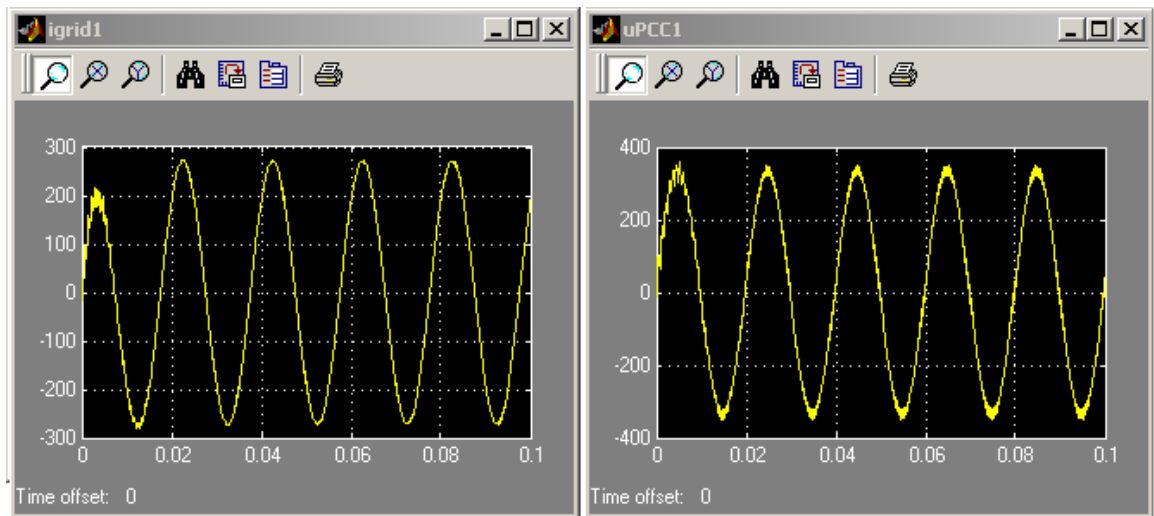


Abbildung 6: Strom (links) und Spannung (rechts) des Netzes am Anschlusspunkt

2.2.2. Analytische Berechnungen

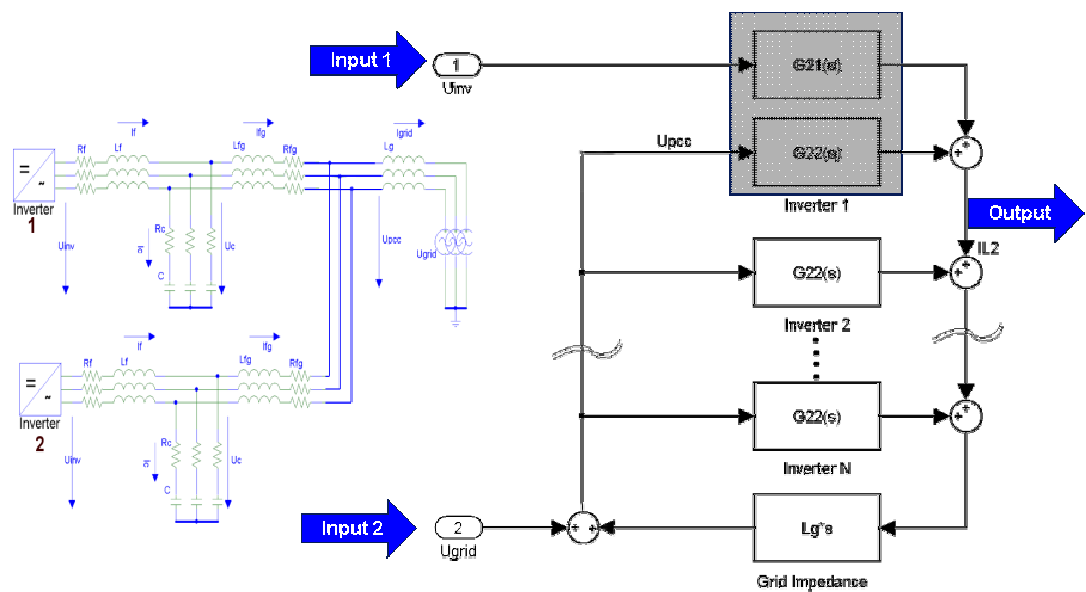


Abbildung 7: Schema und Blockdiagramm für 2 parallele Umrichter

$$\begin{aligned}
 I_{L2}^{(1)} &= G_{21}(s)U_{inv} + G_{22}(s)U_{pcc} \\
 U_{pcc} &= U_{grid} + sNL_g G_{22}(s)U_{pcc} + G_{21}(s)U_{inv} \\
 G_{I_{L2}/U_{inv}}(s) &= \frac{G_{21}(s)(1 - s(N-1)L_g G_{22}(s))}{1 - sNL_g G_{22}(s)} \\
 G_{I_{L2}/U_{grid}}(s) &= \frac{G_{22}(s)}{1 - sNL_g G_{22}(s)} \\
 G_{\frac{I_{L2}}{U_{inv}}}(s) &= \frac{L_f s^2 L_{fg} C + L_f + L_{fg} + N L_g s^2 C L_f + N L_g - L_g s^2 C L_f - L_g}{\underbrace{(L_f s^2 L_{fg} C + L_f + L_{fg} + N L_g s^2 C L_f + N L_g)}_{\text{Polpaar 1}} \underbrace{s (L_f s^2 L_{fg} C + L_f + L_{fg})}_{\text{Polpaar 2}}} \\
 G_{\frac{I_{L2}}{U_{grid}}}(s) &= - \frac{s^2 C L_f + 1}{\underbrace{(L_f s^2 L_{fg} C + L_f + L_{fg} + N L_g s^2 C L_f + N L_g)}_{\text{Polpaar 1}}} s
 \end{aligned}$$

Gleichung 3, Übertragungsfunktionen für 2 parallele Umrichter

In Abbildung 8 ist zu sehen wie sich die Übertragungsfunktion mit der Anzahl der parallelen (in diesem Fall identischen) Umrichter verändert. Diese Verschiebung zu tieferen Frequenzen ist normalerweise kein Problem, da die Schaltfrequenz eines einzelnen Umrichters üblicherweise höher angesetzt ist. Geht die Resonanzfrequenz zu weit nach unten besteht das Problem, dass im Netz vorhandene Harmonische Oszillationen anregen. Das bedingt jedoch sehr tief angesetzte Resonanzfrequenzen der einzelnen Filter und tritt im gezeigten Fall nicht auf. Gleichung 4 definiert die Grenzen der minimal und maximal auftretenden Resonanzfrequenzen.

$$\frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{CL_f}} < f_{r,N}^{(1)} \leq \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{L_f + L_{fg}}{CL_f L_{fg}}}$$

Gleichung 4, Grenzen der Resonanzfrequenz paralleler Umrichter

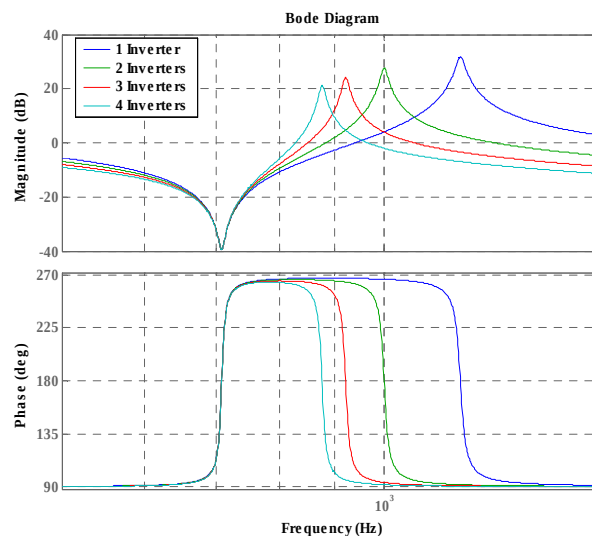


Abbildung 8: Übertragungsfunktionen für mehrere parallele Umrichter

Abbildung 9 zeigt die Übertragungsfunktion für 2 parallele Umrichter. Neben der Verschiebung der ursprünglichen Resonanzfrequenz nach unten entsteht eine zweite Resonanzfrequenz höherer Frequenz. Während die tiefere Frequenz der Resonanzfrequenz des Netzes mit den parallelgeschalteten Filtern entspricht, ist die höhere die Resonanzfrequenz der Serie-schaltung der beiden Filter (ohne Netz, das entspricht Abbildung 3).

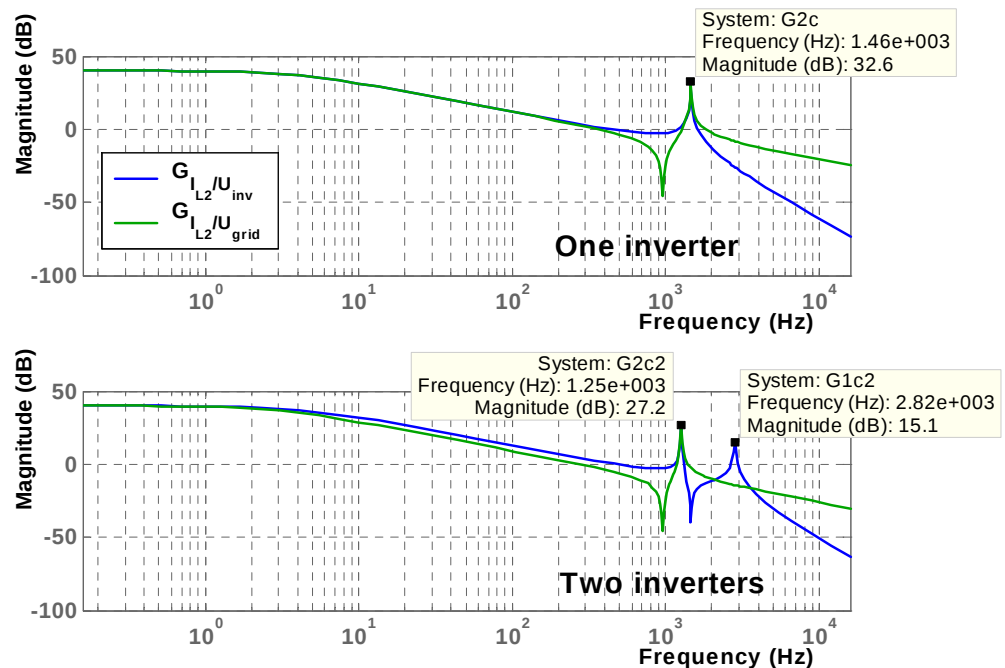


Abbildung 9: Übertragungsfunktion mit zwei parallelen Umrichtern

2.2.3. Auswirkungen der Resonanzen und Gegenmassnahmen

Eine Absenkung der Resonanzfrequenz ist normalerweise kein Problem. Problematisch würde es höchstens, wenn die Resonanzfrequenz ausserhalb der Reglerbandbreite liegen würde. Das sollte in der Praxis kein Problem sein, es sei denn die ursprüngliche Resonanzfrequenz liege bereits ausserhalb der Reglerbandbreite (bei viel höheren Frequenzen) und werde durch die Parallelschaltung in kritische Bereiche nach unten verschoben (unwahrscheinlicher Fall)

Die zusätzliche Resonanzfrequenz kann potenziell mehr Probleme bieten. Kritisch wird es wenn:

- die zusätzliche Resonanzfrequenz in der Nähe einer Schaltfrequenz liegt
- die zusätzliche Resonanzfrequenz in der Nähe oder ausserhalb der Reglerbandbreite liegt

2.2.3.1. Gegenmassnahmen

- Platzierung der Filter Resonanzfrequenz innerhalb der Reglerbandbreite
- Falls das nicht möglich ist, muss sichergestellt werden, dass die untere Grenze (bei der Parallelschaltung vieler Einheiten) auch ausserhalb der Reglerbandbreite liegt (In der Praxis unwahrscheinlich)

- Identische Einheiten: Zusätzliche Resonanzfrequenzen beim Regler Entwurf berücksichtigen.
- Für unbekannte Einheiten: Jeder Inverter muss seine eigene Resonanz soweit dämpfen, dass er keinen negativen Einfluss auf andere Inverter haben kann.
- Der Regler muss robust entworfen werden (hoher Amplitudenrand), um mit Impedanzänderungen fertig zu werden

Die obigen Kriterien können mit aktiver Dämpfung erfüllt werden. Das nächste Kapitel beschreibt die möglichen Ansätze.

2.3. AKTIVE DÄMPFUNG

2.3.1. Grundsätzliche Idee

Aktive Dämpfung kann eingesetzt werden um Oszillationen der Umrichter Filter zu vermeiden, beziehungsweise zu dämpfen, ähnlich wie es mit einem elektrischen Widerstand im Schwingkreis gemacht würde.

Grundsätzliche Idee:

Beobachtung der Störgrösse im Filter und Kompensation durch Reglereingriff am Netzumrichter

Vorteile der aktiven Dämpfung:

- Die Dämpfung minimiert Wechselwirkungen mit anderen Umrichtern
- Die Dämpfung erhöht den Amplitudenrand und macht damit die Regelung robuster
- Keine Reduktion des Wirkungsgrades (passive Dämpfungsmethoden führen zu ohmschen Verlusten)

Schwierigkeiten:

- Erhöhte Komplexität des Reglers
- Erfordert eine hohe Regler Bandbreite
- Wenige Methoden sind publiziert oder Stand der Technik

2.3.2. Übersicht existierender Methoden

Verschiedene Methoden zur aktiven Filter Dämpfung sind publiziert (Tabelle 1). Es handelt sich jedoch eher um konzeptionelle Ideen welche für den Fall paralleler Umrichter ausgearbeitet werden müssen, als um Methoden welche fertige Lösungen anbieten.

Lead-Lag Filter Golle (ABB) und Blasko (Ref 1)	Phasenverschiebung (lead) bei Resonanz- frequenzbereich zur Kompensation des Delay
Kondensatorstrom-Regelung Ryan (Ref 2)	Regelung des Kondensatorstroms mit ho- her Regelungs-Bandbreite
Virtueller Widerstand Ponnaluri (ABB) und Dahono (Ref 3)	Emulation eines Widerstandes in Serie mit dem Kondensator durch Injektion einer Spannung proportional zum Kondensator- strom

Tabelle 1, Methoden der aktiven Dämpfung

2.3.3. Lead-Lag-Filter

Diese Variante der aktiven Dämpfung wurde von Blasko vorgeschlagen (Ref 1).

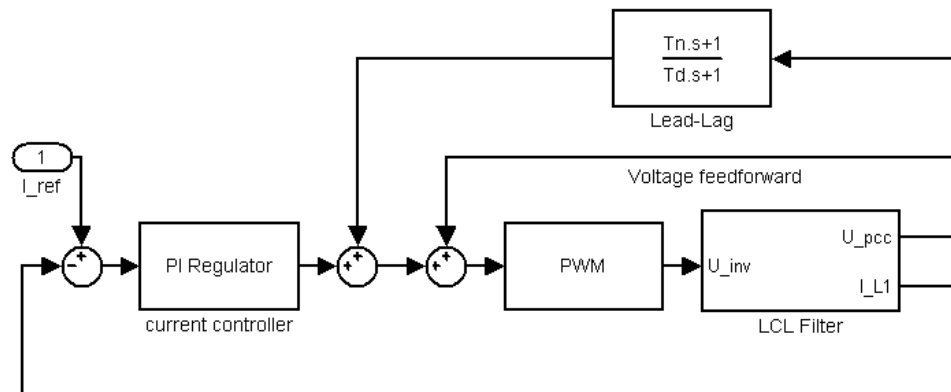


Abbildung 10: Lead-Lag Filter Methode

Die Idee besteht darin den Delay bei der Resonanzfrequenz durch einen Lead-Lag block zu kompensieren. Abbildung 10 zeigt das Blockdiagramm mit dem Regler, Modulator, Regelstrecke (LCL-Filter) und dem Feedback über das Lead-Lag Glied. Die Übertragungsfunktion der Regelstrecke mit Lead-Lag Glied ist in Abbildung 11 zu sehen. Die Phasenverschiebung bei den kritischen Frequenzen verhindert Oszillationen mit grösseren Amplituden. Die Bestimmung der Lead-Lag Parameter erweist sich als sehr kritisch für die Funktion der Methode. Das funktioniert gut für ein gegebenes setup. Wenn wir jedoch berücksichtigen, dass sich die relevanten Resonanzfrequenzen verschieben können (wie in den vorangehenden Kapiteln gezeigt), gestaltet sich die Bestimmung der Parameter als sehr schwierig.

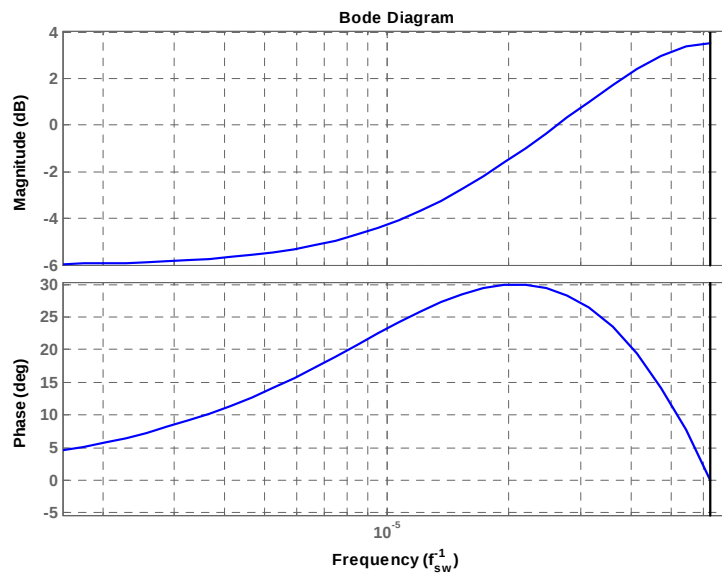


Abbildung 11: Übertragungsfunktion

Golle (ABB) schlägt vor die Methode zu verfeinern indem die Parameter adaptiv bestimmt werden. Für den allgemeinen Fall beliebiger benachbarter Filter Impedanzen gestaltet sich das Problem als sehr komplex.

2.3.4. Kondensatorstrom Regelung

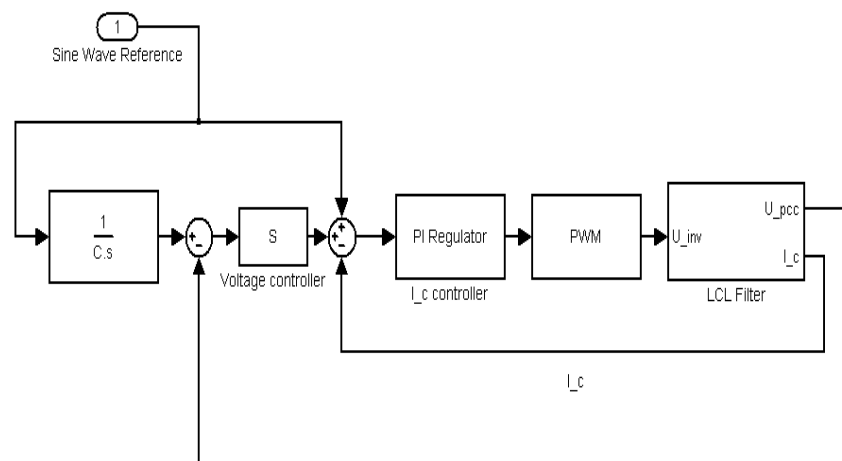


Abbildung 12: Blockdiagramm der Kondensatorstrom Regelung

Die Idee von Ryan (Ref 2) besteht darin den Kondensatorstrom im Hauptregelkreis zu regeln. Das entsprechende Blockdiagramm ist in Abbildung 12 dargestellt. Das Konzept erfordert eine hohe Regler Bandbreite, welche der einfache PI-Regler in den Abc-Koordinaten dabei auch erlaubt. Dieses Konzept wurde speziell für UPS-Umrichter entwickelt. In diesen Anlagen wird immer die Spannung geregelt (siehe auch das Blockdiagramm, Abbildung 12). Das Referenz Signal I_c kann einfach durch Ableitung der Spannung errechnet werden. Die Ableitung der Spannung ist hier kein Problem, da es sich um einen Referenzwert handelt, der nicht störungsbehaftet ist. Bei DEA's hingegen ist die gewünschte Regel Variable der Ausgangsstrom

(und nicht die Spannung). In diesem Fall wird für die Berechnung von I_c eine Ableitung der Spannung am Anschlusspunkt benötigt. Diese Spannung ist eine gemessene Grösse und ist störungsbehaftet. Damit wird die Ableitung ungenau und die Performance des Konzeptes nimmt ab. Aus diesen Gründen ist das Konzept weniger für DEA im Netzbetrieb geeignet sondern eher für UPS oder DEA im stand alone Master mode.

2.3.5. Virtueller Widerstand

Die Idee der virtuellen Widerstand Methode besteht darin, ein Verhalten zu Emulieren, welches dem Einsatz eines echten Dämpfungswiderstandes nahe kommt. Dabei wird eine Spannung ausgegeben, welche proportional zu einer Messgrösse ist. Der Dämpfungseffekt ist ähnlich wie bei einem realen Widerstand. Auch dieses Konzept erfordert ein sehr hohe Regler Bandbreite, was jedoch auch hier aufgrund der simplen Reglerstruktur möglich ist.

2.3.6. Vergleich der Methoden

Lead-Lag	Kondensator Strom Regelung	Virtueller Widerstand
+ Kann relativ grosse Verzögerungen (delay) im Regler kompensieren	+ Einfach + Unabhängig von der Resonanzfrequenz	+ Einfach + Unabhängig von der Resonanzfrequenz + Physikalische Bedeutung der Parameter vereinfacht die Auslegung
- Benötigt die Einstellung zweier Parameter auf die Resonanzfrequenz - Die Bestimmung der Parameter erfolgt nach empirischen Methoden - Die Komplexität adaptiver Systeme ist sehr hoch	- Benötigt eine hohe Bandbreite - Für UPS Anwendung konzipiert, unklar wie gut eine Anpassung auf DEA funktionieren würde	- Benötigt eine hohe Bandbreite - Kleine Verzerrung der tieferen Harmonischen

Tabelle 2, Vergleich der Methoden aktiver Dämpfung

Die Methode des virtuellen Widerstandes wird aufgrund der Vor- und Nachteile gemäss Tabelle 2 für weitere Betrachtungen ausgewählt. Kapitel 2.4 bespricht die Anwendung der Methode auf ein Umrichter für eine Mikrogasturbine.

2.4. ANWENDUNG DER VIRTUELLEN WIDERSTAND METHODE

2.4.1. Analytische Auslegung

Die Anwendung der Methode des virtuellen Widerstandes auf den Umrichter und Netzfilter einer Mikrogasturbine wurde untersucht. Dabei wurde die Eingangsadmittanz des Regelkreises analytisch bestimmt. Durch die Variation verschiedener Parameter konnte gezeigt werden, dass in der Praxis eine Kombination von aktiver und passiver Dämpfung (ohmsche Widerstände) im System wirksam ist. Die Auslegung im konkreten Fall ist entscheidend über die Funktion der Methode.

Neben Regelparametern und der ohmschen Dämpfung ist im realen Fall ein sehr wichtiger weiterer Faktor zu berücksichtigen: Die Verzögerungszeit im Regelkreis, welche durch die Messung der Analoggrössen und die Rechenzeit des Reglers entsteht. Eine kleine Verzögerung

rungszeit ermöglicht eine grössere Verstärkung und damit eine bessere Performance. Die Robustheit wird erhöht. Kurze Verzögerungszeiten sind deshalb wichtig für die Implementation der Methode des virtuellen Widerstandes.

2.4.2. Simulationsergebnisse

Das gesamte System Umrichter-Filter-Netz und Regler wurde in Matlab Simulink modelliert und simuliert um die Aussagen der analytischen Betrachtung zu validieren. Für einzelne Regelparameter, einzelne Verzögerungszeiten und einzelne Frequenzen wurde je eine Simulation durchgeführt.

Das Ergebnis der Simulation stimmt sehr gut mit den theoretisch errechneten Daten überein. Die Verstärkung ist insgesamt ein bisschen tiefer, was die Robustheit des realen Systems erhöht. Die Simulationen bestätigen den Einfluss der Verzögerungszeit. Es ist zu erkennen, dass die tiefste Verzögerungszeit zu der besten Performance im Bereich der kritischen Frequenzen führt.

2.4.3. Verhalten bei der Parallelschaltung von Umrichtern

Die Methode des virtuellen Widerstandes wurde auch auf parallele Umrichter angewendet um ihre Wirksamkeit zur Vermeidung der Oszillationen paralleler Umrichter zu demonstrieren.

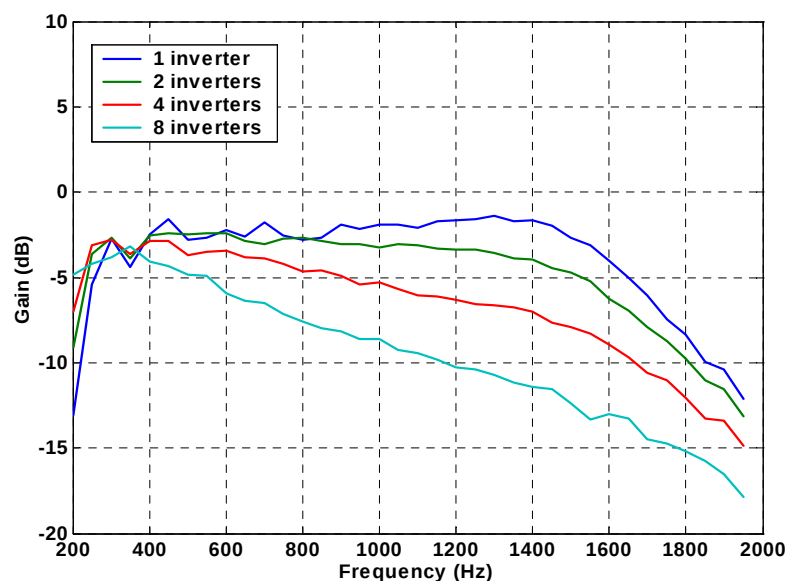


Abbildung 13: Input Admittanz bei der Parallelschaltung mehrerer Umrichter

Abbildung 13 zeigt die Input Admittanz für die Parallelschaltung einer unterschiedlichen Anzahl von Invertern. Die Resonanz im Bereich 1300 Hz wird in diesem Fall mit der virtuellen Widerstand Methode schon bei einer Einheit gut gedämpft. Es ist zu sehen, dass die Parallelschaltung zu keiner Überhöhung der Admittanz führt, keine neuen Resonanzen auftreten, sondern im Gegenteil eine Dämpfung über den ganzen Frequenzbereich erreicht wird. Die Robustheit des Systems ist somit deutlich erhöht und es werden keine Instabilitäten mehr beobachtet.

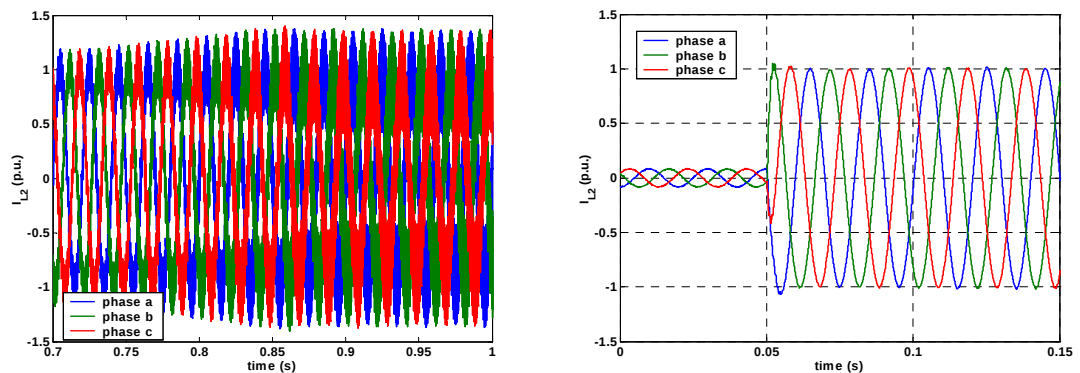


Abbildung 14: Filterausgangsströme ohne aktive Dämpfung (links)
und mit aktiver Dämpfung (rechts)

Abbildung 14 zeigt deutlich den Einfluss der aktiven Dämpfung. Während im ungedämpften System (links im Bild) grosse Oszillationen auftreten (gezeigt ist der Strom in der Induktivität am Ausgang des Filters), sind diese im gedämpften System (rechts im Bild) nicht vorhanden. Die Grössen sind sinusförmig und werden auch von einem Lastsprung nicht gestört.

Zusammenfassend kann gesagt werden:

- Bei der Parallelschaltung werden die Resonanzen auf zwei Arten geändert
 - o Reduktion der tiefsten Resonanzfrequenz (diese solle innerhalb der Regler Bandbreite liegen)
 - o Zusätzliche Resonanzfrequenzen (aktive Dämpfung zur Vermeidung der Resonanz)
- Die virtuelle Widerstand Methode kann wirksam zur Vermeidung von Oszillationen eingesetzt werden
 - o Sie ist einfach zu implementieren
 - o Sie ist unempfindlich gegenüber Änderungen der Resonanzfrequenz
 - o Sie ist auch bei der Parallelschaltung von mehreren DEA wirksam

3. NETZREGELUNG IM INSELBETRIEB

3.1. EINFÜHRUNG

Wird ein Niederspannungsnetz mit einer grösseren Anzahl DEA bewusst in den Inselbetrieb geführt, ist ein anderer Regleransatz erforderlich als im Normalbetrieb. Im Normalbetrieb werden die DEA leistungsgeführt oder stromgeführt betrieben. Bei kleineren Anlagen ist normalerweise keine Primärregelung implementiert. Spannung und Frequenz werden vom Verbundnetz vorgegeben. Im Inselbetrieb müssen nun diese Grössen autonom gehalten werden. Die DEA müssen entsprechend geregelt werden.

In diesem Report wird nur das Problem der Netzregelung und Lastaufteilung betrachtet.

Die folgenden zwei Abschnitte vergleichen das kleine Verteilnetz in der Insel mit Konfigurationen welche in der Praxis vorkommen und reibungslos funktionierten.

- Verbundnetzregelung
- Industrielle Inselnetze

Anschliessend werden Ansätze aus der Literatur vorgestellt, welche eine Regelung kleiner Netze ermöglichen. Das sind einerseits Strategien für DEA, andererseits Ansätze für parallele UPS Anlagen, welche eine sehr ähnliche Problemstellung haben. Verschiedene Ansätze sind möglich:

- Zentrale Regelung
- Master Slave Regelung
- Dezentrale Regelung mit Kommunikation
- Dezentrale Regelung ohne Kommunikation

Die Ansätze werden verglichen und auf ihre Tauglichkeit für kleine Verteilnetze beurteilt.

3.1.1. Vergleich mit Verbundnetzregelung

Die Verbundnetzregelung könnte als Vorbild für die Regelung kleiner Netze genommen werden, ist doch das ganze Verbundnetz im Grunde eine sehr grosse Insel. Genauso könnten die DEA in einem kleinen Netz mit einer Primärregelung ohne Kommunikation und einer Sekundärregelung mit Kommunikation betrieben werden. Das Konzept lässt sich jedoch aus folgenden Gründen nicht direkt übertragen:

- Der Last Mix im kleinen Netz kann sich sehr stark vom Last Mix des Verbundnetzes unterscheiden. Insbesondere ist es möglich, dass viel weniger rotierende Masse vorhanden ist. Das führt zu einer stark reduzierten Selbstregelung. Die Primärregelung muss schneller und stärker eingreifen
- Die Impedanz im kleinen Netz unterscheidet sich stark von der Impedanz des Verbundnetzes. Die Niederspannungsleitungen sind stärker resistiv und weniger induktiv als Mittel- und Hochspannungsleitungen. Das führt dazu, dass die klassische U/Q und P/f Regelung nicht direkt angewendet werden kann. Die Wechselwirkung zwischen den vier Grössen ist zu stark. Droop Regelung ist zwar möglich, jedoch mit einem angepassten Ansatz

- Lastwechsel können schneller erfolgen als im Verbundnetz. Im Verbundnetz führt die sehr grosse Anzahl unabhängiger Lasten dazu, dass keine sehr grossen Lastsprünge erfolgen. Im kleinen Netz können sehr grosse relative Lastsprünge erfolgen, wenn zufällig gleichzeitig grössere Lasten zu und weggeschaltet werden. Die Primärregelung müsste in der Lage sein die Sprünge abzufedern, oder es wäre eine schnelle Kommunikation zwischen den Einheiten nötig, um eine schnelle Sekundärregelung zu ermöglichen. Das bedingt neben einer schnellen Kommunikation natürlich auch eine hohe Dynamik und Verfügbarkeit der DEA um auf solche Lastsprünge reagieren zu können

3.1.2. Autonome Industrienetze

Industrienetze haben häufig eigene DEA, welche im Fall eines Netzausfalls einen Inselbetrieb ermöglichen. Auch diese Netze lassen sich nur bedingt auf allgemeine kleine Verteilnetze in der Insel übertragen. Folgende Punkte sind besonders wichtig:

- Industrienetze haben meist einen grossen dominierenden Generator. Dieser kann die Spannungs- und Frequenzregelung übernehmen. Lastsprünge können von diesem Generator abgefangen werden.
- Industrienetze sind örtlich begrenzt. Eine schnelle Kommunikation innerhalb dieses Gebietes ist kein Problem. Mehrere Generatoren können zusammengeschaltet werden und auch Steuerung von Lasten zur Leistungsanpassung ist möglich.
- Alle Generatoren und Lasten gehören dem Industriebetrieb. Dieser kann entscheiden, welche Lasten er im Notfall betreiben und welche er abwerfen will. Das System wird besser steuerbar und auch vorhersehbar, da der Betreiber im Notfall einen bestimmten Betriebsfahrplan fahren kann. Der Betreiber kann auch selbst entscheiden, welche Spannungsgrenzen und Frequenzgrenzen er im Notfall einhalten will. Im kleinen Verteilnetz sind diese Grössen zwingend gemäss gesetzlichen Vorgaben zu führen, da sonst unter Umständen Probleme mit Geräten im Netz auftreten können.
- Alle Generatoren können in der Regel geführt werden. Es ist also im voraus bekannt wie viel Last das System trägt. DEA im kleinen Verteilnetz sind nicht immer verfügbar (Wind, Photovoltaik). Es muss auch eine Lastbegrenzung möglich sein, wenn die benötigte Leistung nicht zur Verfügung steht.

3.2. ZENTRALE REGELUNG

Bei einer zentralen Regelung wird Spannung und Frequenz zentral gemessen und Referenzgrössen für Strom oder Leistung werden an die einzelnen DEA Einheiten abgegeben. Dieses Verfahren setzt voraus, dass alle Einheiten mit einer schnellen Kommunikation mit dem zentralen Regler verbunden sind. Verschiedene Strategien zur eigentlichen Implementation der Regelung sind möglich:

- Der Regler kennt die Verfügbarkeit, die Dynamik und die Maximalleistung der einzelnen Einheiten nicht. In diesem Fall gibt er einfach einen Prozent-Referenzwert aus, der für alle DEA gleich ist. Alle Einheiten regeln in diesem Fall Lastsprünge gemeinsam aus. Fällt eine Einheit aus, erscheint das für die andern als Lastsprung und wird normal ausgegeregelt. Der Nachteil dieser Strategie ist, dass kein Unterschied zwischen dynamischen und weniger dynamischen DEA gemacht werden kann. D.h. DEA wel-

che weniger geeignet sind Lastsprünge abzufedern (Wind, Photovoltaik) bekommen denselben Sollwert wie besser geeignete (Brennstoffzellen, Gasturbinen).

- Der Regler kennt Verfügbarkeit, Dynamik und Maximalleistung der einzelnen Einheiten. In diesem Fall kann eine Strategie gewählt werden, welche die bestmögliche Dynamik ergibt und die Primärenergie am besten ausnützt. So können zum Beispiel Wind und Photovoltaik Anlagen auf Maximalleistung betrieben werden und die Lastsprünge werden von den besser geeigneten DEA abgefangen.
- Der Regler kennt Verfügbarkeit, Dynamik und Maximalleistung der einzelnen Einheiten. Zusätzlich misst er nicht nur Spannung und Frequenz in einem bestimmten Referenzpunkt, sondern zusätzlich in anderen Punkten des Verteilnetzes. Die DEA können dann individuell geregelt werden, um einen optimalen Lastfluss und ein optimales Spannungsprofil zu erreichen.

Vorteile der zentralen Regelung:

- Es kann eine sehr gut auf die einzelnen Einheiten abgestimmte Regelung implementiert werden
- Rücksynchronisierung kann über die zentrale Regeleinheit gemacht werden.
- Ein übergeordnetes System kann den Zustand der Insel über die zentrale Regeleinheit abfragen

Nachteile der zentralen Regelung:

- Es ist eine schnell Kommunikation zwischen den Einheiten nötig
- Es sind ein zusätzliches Regelgerät (neben den DEA) und zusätzliche Messstellen nötig.
- Prodanovic (Ref 11) beschreibt eine Regelung, welche auf diesem Ansatz basiert.

3.3. MASTER-SLAVE REGELUNG

Bei einer Master Slave Regelung übernimmt eine DEA die Aufgabe des zentralen Reglers. Am einfachsten ist es, wenn die Zuordnung der Masterfunktion fest ist. Prodanovic (Ref 11) beschreibt zwei Ansätze dieser Art.

Fall A: In diesem Fall übernimmt der Master die Spannungs- und Frequenzregelung und gibt Referenzsignale (Prozent der Maximalleistung, Lastaufteilungssollwert, Stromsollwert, u.a.) an die anderen Einheiten weiter (ähnlich der Signale bei der zentralen Regelung). Die Kommunikationsbandbreite braucht nicht sehr hoch zu sein, da die schnellen Laständerungen von dem Master alleine aufgefangen werden können. Die Slaves folgen entsprechend der ausgegebenen Referenzsignale. Nur der Master braucht einen speziellen Controller. Die anderen Einheiten funktionieren mit ihren „normalen“ Reglern mit externem Sollwert.

Fall B: Auch in diesem Fall übernimmt der Master die Spannungs- und Frequenzregelung. Zusätzlich zu einem Lastaufteilungssollwert wird auch noch der Zustand des Spannungsreglers des Masters an die Slave Einheiten weitergegeben. Damit kann eine Vorsteuerung der Slave Einheiten erfolgen, die Dynamik des Systems wird verbessert. Ein relativ hohe Kommunikationsbandbreite ist erforderlich, da der Reglerzustand in Echtzeit übertragen werden muss. Alle Einheiten brauchen spezielle Regler, da eine handelsübliche DEA nicht auf eine entsprechende Regel Strategie ausgelegt ist (Vorsteuerung vom Master)

Es ist auch möglich den Master dynamisch auszuwählen wie Holtz und Werner (Ref 9) beschreiben. Es handelt sich um ein voll-redundantes UPS System mit redundanten Generatoren, Controllern und Kommunikation. Dieser Ansatz lässt sich auch auf ein kleines Verteilnetz übertragen. Alle DEA kommunizieren über zwei redundante Daten links und definieren (nach wählbaren Kriterien) einen Master. Fällt dieser Master aus wird automatisch ein neuer Master definiert. Daraus resultiert ein System mit sehr hoher Verfügbarkeit, welches jedoch auch seinen Preis hat:

- Jede Einheit benötigt einen speziellen Regler (mit intern redundant ausgeführten Microcontrollern)
- Ein doppelt ausgeführter Datenbus verbindet alle Einheiten miteinander.

Das gleiche Konzept kann auch mit weniger Redundanz eingesetzt werden mit jeweils nur einem Microcontroller pro Regler und nur einem verbindenden Datenbus. Die Grundanforderung eines speziellen Reglers bleibt jedoch bestehen.

Vorteile der Master Slave Regelung:

- Der Master kann auch ohne schnelle Kommunikation schnell auf Laständerungen reagieren
- Es sind nicht unbedingt zusätzliche Messstellen im Verteilnetz nötig
- Der Master kann als Kommunikationseinheit zum übergeordneten System dienen
- Rücksynchronisierung kann über den Master erfolgen

Nachteile der Master Slave Regelung:

- Fällt der Master aus ist das ganze System lahmgelegt

3.4. VERTEILTE REGELUNG MIT KOMMUNIKATION

Bei einer verteilten Regelung beteiligen sich alle DEA gleichermassen an der Regelungsaufgabe.

Pradanovic (Ref 11) schlägt ein Konzept vor in dem immer noch eine zentrale Einheit nötig ist (Erfassung und Verteilung eines zentralen Istwertes), die Regelung erfolgt jedoch auf Ebene der einzelnen Einheiten. Die Topologie ist somit ähnlich wie im Fall der Regelung mit zentraler Einheit, die Kommunikationsbandbreite reduziert sich jedoch beträchtlich, da die Regelung auf der Ebene der einzelnen DEA erfolgt. Eine genaue Synchronisation der Regler ist jedoch nötig.

Lee (Ref 10) schlägt ein Konzept mit einem sogenannten „Stromaufteilungsbus (current share bus)“ vor. Dieser Bus ist die einzige Kommunikation, welche in diesem Konzept benötigt wird. Alle DEA arbeiten gemäss diesem Konzept Spannungs geregelt. Sie geben eine entsprechende Leistung ab, welche aber nicht der gewünschten Lastaufteilung entsprechen wird. Es fließen Kreisströme zwischen den einzelnen Einheiten. Die Abweichung von dem gewünschten Wert wird über den Stromaufteilungsbus erreicht. Es handelt sich um einen Analogbus, auf den jede Einheit eine Spannung gemäss seiner aktuellen prozentuellen Leistung (oder Stromabgabe) gibt. Die Spannung auf dem Bus stellt sich auf den Maximalwert aller Einheiten ein. Die Abweichung jeder einzelnen Einheit von diesem Maximalwert dient als Referenzwert für Regelung der Spannung. Im stabilen Zustand geben alle Einheiten denselben Wert auf den Stromaufteilungsbus. Bei Lastwechseln reagieren alle Einheiten gleichzeitig mit

ihren Spannungsreglern, der Strom der DEA wird angepasst um die Spannung konstant zu halten (Ein Lastsprung führt zu einer Änderung des Stromes). Neu auftretende Kreisströme (aufgrund von Unsymmetrien) werden mit dem Stromaufteilungsbus Konzept ausgeregelt. Es stellt sich die Frage wie gut sich dieses Konzept von einem SPS System auf das Verteilnetz übertragen lässt. Ein lang ausgedehnter Analogbus wird sich nicht gleich verhalten wie ein kurzer Bus bei einem lokal begrenzten SPS System. Es besteht das Risiko, dass das System zu Schwingungen neigen könnte.

Thuladar (Ref 12) umgeht dieses Risiko, indem nicht ein Analogsignal angewendet wird, sondern ein AC Hilfssignal welches eine variable Frequenz hat. Dieses Hilfssignal kann auf die Versorgungsleitung aufmoduliert werden, ähnlich dem Rundsteuersignal. Im Gegensatz zu diesem hat es aber nicht einfach eine digitale Information (ein/aus) sondern eine analoge (mittels FM, Frequenzmodulation). Mittels dieses Signals wird nun eine Droop Regelung vorgeschlagen, welche ähnlich wie die „normale“ Primärregelung funktioniert, jedoch eine andere Dynamik haben kann und für beliebige Parameter angewendet werden kann (neben der Wirkleistung). Wird beispielsweise ein var-Regelung gewünscht, wird die Frequenz gemäss der gemessenen var ausgegeben. Die var werden dabei angepasst. Die genaue Funktion kann dem Referenzdokument entnommen werden (Ref 12). Dieses Konzept hat den Vorteil, dass eine Kommunikation stattfindet ohne zusätzliche Kommunikationsleitungen. Natürlich kann der Ansatz des aufmodulierten Hilfssignals auch für andere Regelstrategien eingesetzt werden. Das FM Signal ist einerseits robust, andererseits hat es auch folgende Nachteile:

- Es kann von Interharmonischen des Umrichters gestört werden.
- Jede einzelne Anlage braucht einen entsprechenden Sender und Empfänger, welche relativ aufwändig sind und sicher nicht Standard in einer DEA. Jede DEA braucht also einen übergeordneten Regler für Konzepte dieser Art.

Vorteile der Verteilten Regelung mit Kommunikation:

- Der Ausfall eines einzelnen Gerätes erlaubt immer noch die Funktion des Systems

Nachteile der Verteilten Regelung mit Kommunikation:

- Je nach Ansatz sind spezielle Kommunikationsmedien nötig
- Jede Einheit braucht einen speziellen Regler
- Die Kommunikation kann (bei bestimmten Konzepten) störungsanfällig sein.

3.5. VERTEILTE REGELUNG OHNE KOMMUNIKATION

Die klassische Verteilte Regelung ohne Kommunikation ist die Primärregelung im Verbundnetz. Mittels der Droop Regelung wird einerseits Frequenz und Wirkleistung geregelt und andererseits Spannung und Blindleistung. Die meisten Konzepte welche für eine Regelung auf Niederspannungsebene vorgeschlagen werden verfolgen den gleichen Ansatz (Byun(Ref 4), Chandorkar (Ref 5 ,Ref 6, Ref 7), Yu (Ref 14)) basierend auf einer droop Regelung. Die Ansätze unterscheiden sich in erster Linie in der detaillierten Reglerstruktur und in den Anforderungen an die Filter der DEA. Chandorkar spricht auch das Problem von Oszillationen zwischen den DEA and und schlägt ein aktives Dämpfungsverfahren vor (Ref 6).

Chiang and Chang (Ref 8) schlagen vor eine Impedanz zwischen Umrichter und Last zu simulieren um eine droop control zu implementieren. (Sowohl U/Q als auch f/P)

Vorteile der Verteilten Regelung ohne Kommunikation:

- Der Ausfall eines einzelnen Gerätes erlaubt immer noch die Funktion des Systems
- Es sind keine Kommunikationsleitungen erforderlich

Nachteile der Verteilten Regelung mit Kommunikation:

- Jede Einheit braucht einen speziellen Regler
- Die Performance ist je nach Lastart und Dynamik nicht immer gleich gut.

3.6. VERGLEICH DER METHODEN

Die vorgestellten Methoden unterscheiden sich zum Teil wesentlich in den folgenden Punkten:

- Erforderlicher Regler der DEA
- Erforderliche Kommunikation
- Betriebsverhalten
- Kosten

In Tabelle 3 sind die verschiedenen Konzepte zusammengestellt und nach den verschiedenen Parametern beurteilt.

	Regler-Aufwand			Kommunikation					Perfor- mance	Kosten
	Spezieller Regler auf DEA	Standard Regler auf DEA	Zusätz- licher Reg- ler	Hohe Bandbrei- te	Tiefe Bandbrei- te	bestimm- tes Medi- um	Beliebiges Medium	keines		
Central Mode Regelung		x	Zentral	x			x		hoch	mittel
Master Slave Regelung mit langsamen Slave Sollwerten		x	auf 1 DEA		x		x		mittel	tief
Master Slave Regelung mit schneller Slave Vorsteuerung	x			x			x		hoch	hoch
Dezentrale Regelung mit digita- ler Kommunikationsleitung	x				x		x		hoch	mittel
Dezentrale Regelung mit analo- ger Kommunikationsleitung	x				x	x			mittel	mittel
Dezentrale Regelung mit "Po- wer Line" Kommunikation	x				x	x (Power Line)			mittel	mittel
Dezentrale Regelung ohne Kommunikation	x							x	mittel	tief (mittel)

Tabelle 3: Vergleich verschiedener Regler Konzepte

- Die beiden erstgenannten Methoden haben den grossen Vorteil, dass keine speziellen Regler auf der einzelnen DEA benötigt werden (soweit Sollwerteingänge für Leistung oder Strom zur Verfügung stehen. (Kostenersparnis)
- Systeme mit hoher Kommunikationsbandbreite sind teurer als solche mit tiefer Kommunikationsbandbreite. Die Kosten für die Master Slave Regelung mit schneller Slave Vorsteuerung sind am höchsten geschätzt da sowohl spezielle DEA Regler, als auch schnelle Kommunikation nötig ist.
- Die Kosten für die Dezentrale Regelung können tief angenommen werden, falls nur ausgewählte grosse DEA mit einem droop Regler ausgerüstet werden, oder das eine inhärente Funktion der Anlage ist. Müssen alle Anlagen aufgerüstet werden sind die Kosten höher.
- Die Master Slave Regelung mit langsamen Sollwerten ist die einzige Variante mit tiefen geschätzten Kosten. Dies weil nur ein spezieller Regler nötig ist (auf dem Master) und eine relativ tiefe Kommunikationsbandbreite ausreicht.

3.7. UMSCHALTUNG INSELBETRIEB / VERBUNDNETZBETRIEB

Bei einem gewollten Inselbetrieb ist neben der Netzregelung die Frage der Umschaltung vom Netz zur Insel und umgekehrt von zentraler Bedeutung. Die Art und Weise wie das gemacht wird hängt direkt davon ab, in welcher Form die Netzregelung ausgeführt wird.

3.7.1. Umschaltung vom Verbundnetzbetrieb in den Inselbetrieb

Für eine Umschaltung vom Verbundbetrieb in den Inselbetrieb zu erfüllen sind die folgenden drei Funktionen ausgeführt werden:

- Detektion der Bedingungen für eine Umschaltung
- Das Inselnetz muss mittels Trennschalter vom Verbundnetz getrennt werden.
- Die Regler der DEA müssen auf Inselbetrieb umgestellt werden.

Das kann im Normalbetrieb des Netzes erfolgen oder aufgrund der Detektion eines Netzausfalls. Im letzteren Fall ist sicherzustellen, dass die Sicherheit des Netzes gewährleistet ist. Das heisst die Netzausfallgeräte (loss of mains relay) die bei allen DEA installiert sind, sollen nicht direkt eine Abschaltung der DEA bei Netzausfall bewirken, sondern zuerst einen Inselbetrieb erlauben. Es kann jedoch der Fall eintreten, dass der Übergang in den Inselnetzbetrieb aus folgenden Gründen misslingt:

- zu grosse Last
- Master DEA nicht in Betrieb
- zentraler Regler nicht in Betrieb

In diesem Fall müssen die Netzausfallgeräte verzögert zu einer Abschaltung der DEA führen. Die genaue Funktion hängt stark von dem gewählten Regelkonzept der Insel ab und auch von der zur Verfügung stehenden Kommunikation. In jedem Fall aber müssen die Netzausfallgeräte auf die entsprechende Strategie angepasst werden. Eine sofortige Auslösung darf nicht erfolgen, um überhaupt einen Übergang in die Insel zu erlauben. Gelingt das nicht, müssen die Geräte trotzdem zuverlässig auslösen und die DEA kontrolliert abschalten.

Am einfachsten ist eine Strategie mit zentralem Regler oder Master DEA und schneller Kommunikation. Die Netzausfallgeräte können dann je nach Zustand des zentralen Reglers unterschiedlich reagieren. Schwieriger wird es bei einer verteilten Lösung ohne Kommunikation. In diesem Fall sind vielleicht sogar neue Algorithmen nötig, um zuverlässig zu erkennen, ob der Übergang in den Inselbetrieb geglückt ist.

Für die physikalische Umschaltung der Netze sind ein oder mehrere Schalter zur Netztrennung notwendig, die von einer zentralen Einheit angesteuert werden. Diese Einheit kann ein zentraler Regler, eine Master DEA oder ein spezielles Inselnetzgerät sein, welches nur für die Umschaltung der Netze inkl. Rücksynchronisation zuständig ist, nicht aber für die Regelung der DEA.

Die Umschaltung der Regler der DEA erfolgt je nach Strategie über ein Signal vom zentralen Regler oder DEA. Bei geeigneter Primärregelung können die DEA auch ohne Umschaltung betrieben werden. Sowohl im Netz- als auch im Inselbetrieb ist dann die Leistung jeder DEA von der aktuellen Frequenz abhängig.

3.7.2. Rücksynchronisation vom Inselbetrieb in den Verbundnetzbetrieb

Um ein Inselnetz wieder auf das Verbundnetz aufzuschalten muss das Inselnetz auf das Verbundnetz synchronisiert werden. Die Strategie hängt wiederum sehr stark von der Inselnetzregelung und der Kommunikation ab. Bei zentralen Lösungen wird dieser zentrale Regler die Aufgabe der Rücksynchronisation übernehmen. Spannung, Frequenz und Phasenlage müssen auf beiden Seiten des Schalters zwischen Verbund- und Inselnetz beobachtet werden. Bei ausreichender Übereinstimmung können die Netze zusammengeschaltet werden. Bei identischer Frequenz kann es lange dauern, bis eine übereinstimmende Phasenlage erreicht wird. Im Inselnetz muss deshalb eine Verstimmung der Frequenz möglich sein, um eine Phasenverschiebung erreichen zu können. Bei einer zentralen Regelstrategie erfolgt das über die Sollwerte von zentralem Regler oder über die Master DEA. Bei einer verteilten Reglerstrategie muss mindestens eine DEA aktiv an der Rücksynchronisation mitwirken, indem zum Beispiel die Leistung dieser DEA geändert wird und somit auch die Frequenz über die Primärregelung ändert. Die eigentliche Umschaltung erfolgt dann über diese ausgewählte DEA oder mittels eines zentralen Rücksynchronisationsgerätes.

4. SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die beiden besprochenen Themenkreise haben einen Einfluss auf die Produkt Entwicklung von Umrichtern bei ABB für DEA.

- Bei der Entwicklung des Netzumrichters und des zugehörigen Filters wird die Problematik der Parallelschaltung von Umrichtern berücksichtigt. Die präsentierte Methode des virtuellen Widerstandes ist bereits bei der Entwicklung eines Umrichters für eine Mikrogasturbine eingesetzt worden. Sie dient auch bei weiteren Produktentwicklungen im Bereich DEA als Basis.
- Die Problematik der Regelung im Inselbetrieb wird in der Produktentwicklung soweit berücksichtigt, dass die Architektur des Reglers einen solchen Betrieb grundsätzlich erlaubt. Ein Inselbetrieb im stand alone Betrieb (nur eine DEA) wird normalerweise vorgesehen. Ein Betrieb mit mehreren Einheiten ist grundsätzlich möglich. Eine entsprechende Programmierung ist zwar nicht durchgeführt. Die Reglerhardware und die Softwarearchitektur erlauben aber einen update der Firmware, falls dies nötig wird. Eine Programmierung einer Droop Control ist relative einfach und auch das setup einer Master-Slave Konfiguration ist gut möglich. Die benötigten Kommunikationschnittstellen werden vorgesehen.
- Die Funktionen Übergang in den Inselbetrieb und zurück mit Rücksynchronisation können grösstenteils mittels bestehender Geräte implementiert werden. Die Netzausfallgeräte müssen sicher neu parametrisiert werden, eventuell sogar Algorithmen angepasst werden, um einen zuverlässigen Übergang in die Insel zu gewährleisten. Für die Rücksynchronisation stehen Gräte zur Verfügung. Eine geeignete Anpassung ist stark von der gewählten Regler- und Kommunikationsstrategie abhängig. Eine Produktweiterentwicklung macht erst Sinn, wenn sich sowohl ein Markt als auch eine Technologie für die Regelung abzeichnet. Erste Inselnetze können mittels bestehender Geräte implementiert werden.

5. LITERATUR

- Ref 1: Blasko, V., A Novel Control to Actively Damp Resonance in Input LC Filter of a Three-Phase Voltage Source Converter. IEEE Transactions of Industry Applications, 1997. 33(2): p. 542-550
- Ref 2: Ryan, M.J. and R.D. Lorenz. A High Performance Sine Wave Inverter Controller with Capacitor Current Feedback and "Back-EMF" Decoupling. in IEEE PESC. 1995. Atlanta, GA.
- Ref 3: Dahono, P.A., et al. Damping of Transient Oscillations on the Output LC Filter of PWM Inverters by Using a Virtual Resistor. in IEEE PFDS. 2001. Indonesia.
- Ref 4: Byun, Y. B., T. G. Koo, et al. (2000). Parallel operation of three-phase UPS inverters by wireless load sharing control, INTELEC. Twenty-Second International Telecommunications Energy Conference (Cat. No.00CH37131). IEEE Piscataway NJ USA.
- Ref 5: Chandorkar, M. C., D. M. Divan and R. Adapa (1993). "Control of Parallel Connected Inverters in Standalone ac Supply Systems." IEEE Transactions of Industry Applications 29(1): 136-143.
- Ref 6: Chandorkar, M. C., D. M. Divan, Y. Hu and B. Banerjee (1994). Novel Architectures and Control for Distributed UPS Systems. Applied Power Electronics Conference and Exposition, APEC '94. Conference Proceedings 1994., Ninth Annual.
- Ref 7: Chandorkar, M. C., D. M. Divan (1995). "Decentralized Operation of Distributed UPS Systems"
- Ref 8: Chiang, S. J. and J. M. Chang (2001). Parallel Control of the UPS Inverters With Frequency-dependent Droop Scheme, Power Electronics Specialists Conference, 2001. PESC. 2001 IEEE 32nd Annual.
- Ref 9: Holtz, J. and K.-H. Werner (1990). "Multi-Inverter UPS System with Redundant Load Sharing Control." IEEE Transactions of Industrial Electronics 37(6): 506-513.
- Ref 10: Lee, C. S., S. Kim, et al. (1999). A novel instantaneous current sharing control for parallel connected UPS, INTELEC - Twentieth International Telecommunications Energy Conference (Cat. No.98CH36263). IEEE Piscataway NJ USA.
- Ref 11: Prodanovic, M., T. C. Green and H. Mansir (2000). A survey of control methods for three-phase inverters in parallel connection, Eighth International Conference on Power Electronics and Variable Speed Drives (Conf. Publ. No.475). IEE London UK.

-
- Ref 12: Tuladhar, A., J. Hua, T. Unger and K. Mauch (2000). "Control of parallel inverters in distributed AC power systems with consideration of line impedance effect." IEEE Transactions on Industry Applications 36(1): 131-8.
- Ref 13: Tuladhar, A., H. Jin, T. Unger and K. Mauch (1997). Parallel operation of single phase inverter modules with no control interconnections, APEC '97. Twelfth Annual Applied Power Electronics Conference and Exposition. Conference Proceedings (Cat. No.97CH36011). IEEE New York NY USA.
- Ref 14: Yu, M., D. Shanxu, K. Yong and C. Jian (2000). Research on voltage source inverters with wireless parallel operation, Proceedings IPEMC 2000. Third International Power Electronics and Motion Control Conference (IEEE Cat. No.00EX435). Int. Acad. Publishers Beijing China.