

Verbesserte Netzintegration von Erzeugungsanlagen in der Nieder- und Mittelspannungsebene ohne Netzstrukturausbau

Improved grid integration of distributed generation in medium- and low-voltage grids

Dipl.-Ing. Mark Meuser, Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts, FGH e.V., Aachen, Deutschland, mark.meuser@fgh-ma.de

Kurzfassung

Aufgrund der rasanten Entwicklung der Anschlusszahlen, wie auch der gesamt installierten Leistung von Erzeugungsanlagen in den Verteilungsnetzen der Nieder- und Mittelspannungsebene sind bereits heute viele Netze insbesondere in ländlichen Bereichen an der Grenze ihrer Aufnahmefähigkeit für Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen angelangt. Konventionelle auf Leitungszubau oder –verstärkung ausgerichtete Netzausbauplanung birgt bei der gegenüber der Verbrauchslastentwicklung ungleich schwerer zu prognostizierenden Erzeugungsleistung in solchen Gebieten die Gefahr der Entwicklung langfristig ineffizienter Netzstrukturen. Kurzfristig umsetzbare, hochflexible und zugleich wirtschaftliche Maßnahmen zur verbesserten Netzintegration von Erzeugungsanlagen in bestehende Verteilungsnetzstrukturen sind somit erforderlich. Anhand eines probabilistischen und spannungsebenenübergreifenden Ansatzes werden Einsatzbereich und erzielbarer technisch-wirtschaftlicher Nutzen solcher Netzintegrationsmaßnahmen ermittelt und bewertet.

Abstract

Caused by rapidly increasing numbers as well as installed power of distributed generation especially in rural areas in many cases distribution grids are already close to their limit of grid integration capacity. Highly cost-efficient and short-term implementable methodologies to improve grid integration capacity for distributed generation are given by enhanced system observability as well as additional active i.e. controllable grid components. The operating range, technical potentials and the economic efficiency compared to conventional network reinforcement such as installation of additional lines or cables are determined and evaluated by a voltage-level overarching probabilistic approach.

1 Einleitung

Aufgrund der rasanten Entwicklung der Anschlusszahlen, wie auch der in **Bild 1** dargestellten gesamt installierten Leistung von Erzeugungsanlagen (EZA) in den Verteilungsnetzen der Nieder- und Mittelspannungsebene sind bereits heute viele Netze insbesondere in ländlichen Bereichen an der Grenze ihrer Aufnahmefähigkeit für Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen angelangt. Konventionelle auf Leitungszubau oder –verstärkung ausgerichtete

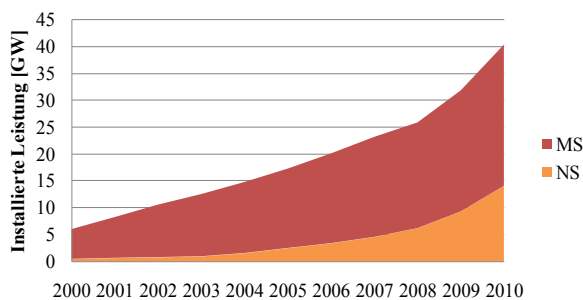


Bild 1 Installierte Leistung von Erzeugungsanlagen in Nieder- (NS) und Mittelspannungsnetzen (MS)

Netzausbauplanung birgt bei der gegenüber der Verbrauchslastentwicklung ungleich schwerer zu prognostizierenden Erzeugungsleistung in solchen Gebieten die Gefahr der Entwicklung langfristig ineffizienter Netzstrukturen. Kurzfristig umsetzbare, hochflexible und zugleich wirtschaftliche Maßnahmen zur verbesserten Netzintegration von Erzeugungsanlagen in bestehende Verteilungsnetzstrukturen sind somit erforderlich.

Anhand eines probabilistischen und spannungsebenenübergreifenden Ansatzes werden Einsatzbereich und erzielbarer technisch-wirtschaftlicher Nutzen von Netzintegrationsmaßnahmen zur Erweiterung betrieblicher Freiheitsgrade durch aktiv regelbare Komponenten sowie zur verbesserten Ausnutzung bestehender betrieblicher Freiheitsgrade unter erweiterten Anforderungen an die Systembeobachtbarkeit ermittelt und bewertet.

2 Analyse und Methodik

2.1 Systemebeobachtbarkeit

Die Kriterien kurzfristige Umsetzbarkeit sowie Flexibilität hinsichtlich des Einsatzes in schnell veränderlichen und daher in ihrer Lastentwicklung auch kurz- bis mittelfristig kaum prognostizierbarer Versorgungsaufgaben lassen sich vorteilhaft durch eine verbesserte Ausnutzung

des Potenzials vorhandener Netzstrukturen erfüllen. Dies erfordert letztlich eine Adaption der bisher zumeist passiven und starren Netzbetriebsmittel und -strukturen an die momentane Belastungssituation des Netzes durch Einsatz aktiv regelnder Komponenten, oder auch verbesserte Ausnutzung vorhandener Aktorik, etwa spannungsgeregelter HS/MS-Transformatoren in Umspannwerken. Eine optimale Regelung, etwa der Transformator-Stufenstellung ist sicher bestimmbar bei vollständiger Kenntnis des aktuellen Systemzustandes, bestimmt durch alle Knotenspannungen und Zweigströme. Insbesondere in den Verteilungnetzen der Nieder- und Mittelspannungsebene liegen jedoch kaum Messgrößen abseits der Umspannwerke ferngemeldet vor. Ein Ansatz besteht in der Ausnutzung zunehmend verbreiteter elektronischer Zähler (Smart Meter), die jedoch zum einen heute nur in den seltensten Fällen für eine quasi Echtzeitkommunikation ausgelegt sind und deren Auswertung aufgrund der großen Datenmengen zum anderen für den Netzbetreiber eine kaum zu bewältigende Komplexität bedeuten würde. Alternativ können Verfahren zur Zustandsschätzung (State Estimation) in Mittelspannungsnetzen analog zur langjährig geübten Praxis in den Übertragungsnetzen zum Einsatz kommen. Solche Ansätze sind Gegenstand aktueller Forschungstätigkeit, benötigen jedoch auch bei überwiegender Verwendung von Schätzwerten eine Mindestanzahl an Messstellen im Netz und hiermit verbundene Kommunikationsinfrastruktur mit korrespondierenden Kosten. Ziel muss es daher sein, bei minimaler Kenntnis des aktuellen Systemzustandes möglichst nah an das theoretische Optimum (Punkt A in **Bild 2**) der Regelung aktiver Komponenten im betrachteten Verteilungsnetz zu gelangen.

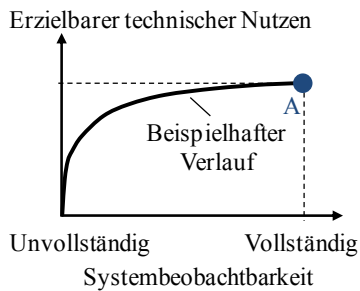


Bild 2 Qualitative Darstellung des Zusammenhangs zwischen Systembeobachtbarkeit und Regelungeffizienz

2.2 Systemabgrenzung

Die Verteilungsnetze der Nieder- und Mittelspannungsebene sind hinsichtlich der quasistationären Spannungshaltung, wie auch der korrespondierenden Blindleistungsflüsse vertikal gekoppelt. Gegenüber der überlagerten Hoch-/Höchstspannungsebene (HS/HöS) kann dagegen aufgrund der Spannungsregelung der HS/MS-Transformatoren bei üblicherweise hinreichend großem Stellbereich der Stufenschalter von einer nährungsweise vollständigen Entkopplung ausgegangen werden. Die Änderung des Übersetzungsverhältnisses in Abhängigkeit

der überspannungsseitig anliegenden Netzspannung erfolgt dabei in diskreten Stufen von etwa $1,5\% U_n$, so dass hier eine resultierende Regelabweichung zu berücksichtigen ist. Da sich die maßgeblichen technischen Richtlinien und Normen auf das Netz der öffentlichen Versorgung beziehen, ergibt sich die untere Grenze des Betrachtungsbereich in **Bild 3** in der Niederspannungsebene an den Hausanschlüssen, im Mittelspannungsnetz an den überspannungsseitigen Sammelschienen der Kundenstationen.

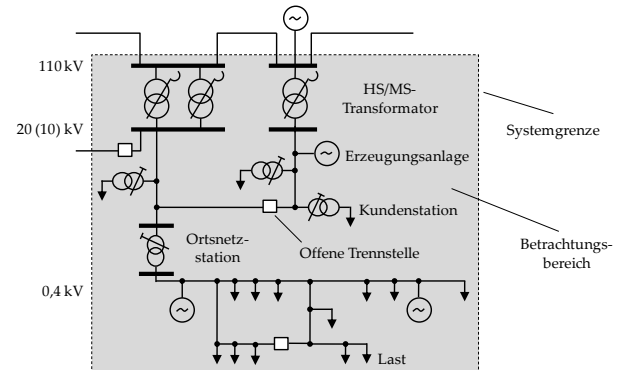


Bild 3 Betrachtungsbereich

2.3 Technische Randbedingungen

Unter den Kriterien zur technischen Netzanschlussbeurteilung von Erzeugungsanlagen in den hierfür maßgeblichen Richtlinien [1,2] wirken in der Praxis in ländlich geprägten Gebieten geringer Lastdichte üblicherweise die Grenzen der quasistationären Spannungshaltung, in städtische Strukturen die thermischen Grenzströme der Netzbetriebsmittel zunächst anschlussbegrenzend. Hinsichtlich der quasistationären Spannungshaltung zielen die in [1,2] formulierten Grenzen für die Spannungsanhebung durch den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen letztlich auf die Erfüllung der hierfür maßgeblichen Norm 50160:2010 [3] ab, wonach die 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung in Nieder- und Mittelspannungsnetzen in definierten Spannungsbändern um die Nennspannung in 95%, 99% bzw. 100% der Fälle verbleiben sollen. Im Bereich der thermischen Strombelastbarkeit erfolgt im Rahmen der Netzanschlussbewertung von Erzeugungsanlagen gemäß [1,2] keine Berücksichtigung der thermischen Trägheit etwa von Kabeln oder Transformatoren, zumal aufgrund fehlender Vergleichmäßigungseffekte gegenüber der sich zumeist aus großen Verbraucherkollektiven zusammensetzenden vertikalen Netzlast ein Belastungsgrad von 1 anzusetzen ist. Im Bereich der Netzurückwirkungen, wie etwa Flicker oder Oberschwingungen sind anlagenseitige Filter netzseitigen Netzverstärkungsmaßnahmen aus Kostengründen vorzuziehen, Netzurückwirkungen werden daher im Folgenden ebenso wie die technologiebedingt zumeist im Bereich der Bemessungsströme der Erzeugungsanlagen liegenden Kurzschlussstrombeiträge nicht weiter betrachtet.

2.4 Netzintegrationsmaßnahmen

Die betrachteten Maßnahmen zur verbesserten Integration von Erzeugungsanlagen in bestehende elektrische Verteilungsnetze lassen sich grob unterteilen in zwei Bereiche: zum einen Maßnahmen zur Erweiterung betrieblicher Freiheitsgrade durch Einsatz aktiv regelbarer Komponenten, zum anderen Maßnahmen zur verbesserten Ausnutzung bestehender betrieblicher Freiheitsgrade unter erweiterten Anforderungen an die Systembeobachtbarkeit (Tabelle 1).

| Erweiterung betr. FG | Verb. Ausnutzung betr. FG |
|--|---|
| MS/NS-Transformatoren mit Lastschalteigenschaften | Verbesserte Regelkonzepte für Transformatoren mit Lastschalteigenschaften |
| Einsatz (schaltbarer) statischer Kompensationselemente | Erweiterte Anforderungen an Blindleistungsbereitstellung durch EZA |
| | Kurzzeitiges Erzeugungsmanagement |

Tabelle 1 Untersuchte Netzintegrationsmaßnahmen

Im Bereich der Erweiterung betrieblicher Freiheitsgrade wurden zum einen unter Last schaltbare Transformatoren in Ortsnetzstationen, zum anderen statische Kompensationselemente in Serien und Parallelschaltung betrachtet. Der Stellbereich der MS/NS-Transformatoren wurden ausgehend von vorhandenen Prototypen [4] zu $\pm 4\%$ U_r angenommen.

Basierend auf dem vorhandenen Betriebsmittelmengengerüst wurden lastadaptive Regelkonzepte für Transformatoren mit Lastschalteigenschaften sowie derzeit vielfach diskutierte erweiterte Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung durch Erzeugungsanlagen untersucht. Ergänzend erfolgte zudem eine Auswertung der Eintrittswahrscheinlichkeit unzulässiger Betriebszustände. Diese lassen sich, sofern sicher detektierbar, in zulässige Systemzustände durch gezielte Reduktion der eingespeisten Leistung durch Erzeugungsanlagen überführen. Die somit nicht eingespeiste Energie ist dann hinsichtlich ihrer gesamtwirtschaftlichen Kosten mit der entgangenen Einspeisevergütung nach EEG [5] zu bewerten.

2.4.1 Regelkonzepte für Transformatoren mit Lastschalteigenschaften

“Intelligenz” im Netz im Sinne einer Adaption auf zeitveränderliche Lastsituationen und daraus resultierender Systemzustände zielt auf eine verbesserte Ausnutzung der bestehenden Netzstruktur und -komponenten. Einen Ansatzpunkt hierzu stellen lastadaptive Regelkonzepte für spannungsgeregelte Transformatoren in Nieder- und Mittelspannungsnetzen dar. Ein Regelkonzept besteht dabei aus einer konstant oder zeitveränderlich gegebene Soll- oder Führungsgröße, der Regelgröße sowie einem zu hinterlegenden Regelalgorithmus. Heutige Transformatoren werden zur Verlustminimierung üblicherweise mit einer festen Sollspannung geringfügig oberhalb der

Nennspannung betrieben, die Spannungsregelung erfolgt auf die unterspannungsseitigen Klemmen des Transformators. Eingangsgröße der Regelung stellt hier einzig die geregelte Spannung selbst dar. Ziel der entwickelten Regelungskonzepte war es, unter Ausnutzung weiterer vorliegender, wie auch weniger neu zu erfassender Mess- und damit Zustandsgrößen eine verbesserte Anpassung der Transformatorstufenstellung an den aktuellen Lastzustand des Netzes zu erzielen.

2.4.2 Blindleistungsbereitstellung durch EZA

Ziel der Blindleistungsbereitstellung durch EZA ist die gezielte Beeinflussung der Blindleistungsflüsse und damit auch quasistationären Spannungshaltung im Normalbetrieb. Die maßgeblichen Richtlinien sehen für die Verteilungsnetze der Nieder- und insbesondere der Mittelspannungsebene hierzu neben der Festlegung fester Blindleistungseinspeisung bzw. Verschiebungsfaktoren auch zwei Kennlinienverfahren vor [2]. Bei der $\cos \varphi (P)$ -Kennlinie (Bild 4) erfolgt eine Anpassung des Verschiebungsfaktors in Abhängigkeit der eigenen Wirkleistungseinspeisung und damit, im Falle von Erneuerbare-Energien-EZA, des Primärenergiedargebots.

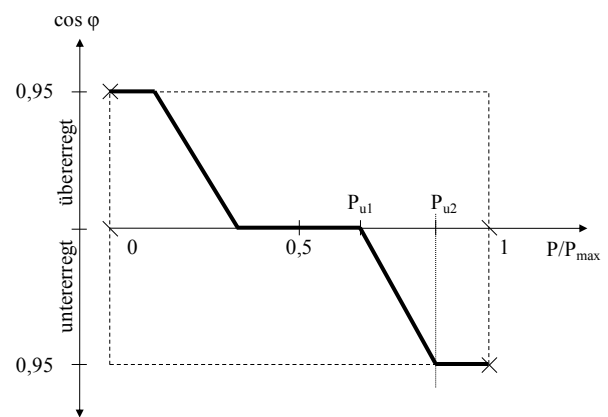


Bild 4 Grundstruktur $\cos \varphi (P)$ - Kennlinie

Nachteilig ist hier fehlende Anpassung an den aktuellen Systemzustand des Netzes, so dass sich der erzielbare Nutzen letztlich auf eine Kompensation des eigenen Einflusses der EZA beschränkt. Da keine Rückkopplung der Regelgröße ($\cos \varphi$) auf die Eingangsgröße (P) erfolgt und somit keine echte Regelung, sondern vielmehr eine Steuerung vorliegt, ist der Einfluss auf die Systemstabilität als unkritisch zu bewerten. Im Falle der $Q(U)$ -Kennlinie erfolgt eine geregelte Blindleistungsabgabe der EZA in Abhängigkeit der Klemmenspannung bzw. der Spannung am Netzanschlusspunkt der EZA. Im Falle hoher Spannungen kann so ein vorteilhaft spannungssenkend wirkender untererregter Betrieb, im Falle sehr niedriger Spannung ein übererregter Betrieb erfolgen. Aus diesen grundsätzlichen Überlegungen heraus ergibt sich die Kennlinienform nach Bild 5. Der Blindleistungsstellbereiches der EZA ergibt sich aus der Forderung eines im Bereich $\cos \varphi \pm 0,95$ einstellbaren Verschiebungsfaktors. Bei hoher Wirkleis-

tungseinspeisung von EZA resultiert bedingt durch die sich dann ausbildenden Leistungsflüsse zumeist eine Spannungsanhebung am Netzanschlusspunkt, so dass dem Kennlinienbereich niedriger Spannungen aufgrund der dann im Allgemeinen auch geringen Wirkleistungseinspeisung der EZA in der Praxis nur geringe Bedeutung zu kommt. Analoge Überlegung gilt auch für die in **Bild 4** in ihrer Grundstruktur dargestellte $\cos \varphi$ (P)-Kennlinie. Für die Parametrierung verbleiben somit als wesentliche Freiheitsgrade nur noch die mit U_{u1} , U_{u2} bzw. P_{u1} und P_{u2} in **Bild 4** und **Bild 5** bezeichneten Schwellwerte. Eine in Hoch- und Höchstspannungsnetzen übliche Sollspannungsregelung der EZA ist in den maßgeblichen technischen Richtlinien nicht vorgesehen, wurde im Rahmen dieser Arbeit jedoch ebenfalls untersucht. Aufgrund der Rückkopplung der Regelgröße sind sowohl bei der Sollspannungsregelung, als auch bei Q(U)-Kennlinien-Verfahren Stabilitätsaspekte, auch im Zusammenspiel mit spannungsgeregelten Transformatoren im Umspannwerk zu berücksichtigen.

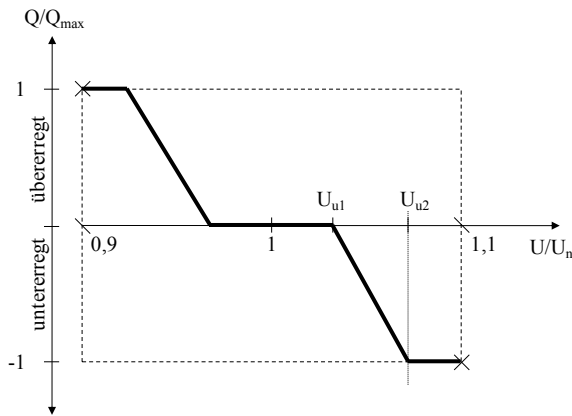


Bild 5 Grundstruktur Q (U) - Kennlinie

2.4.3 Schaltbare statische Kompensationselemente

Statische Elemente zur Blindleistungskompensation dienen heute üblicherweise dem Ausgleich hoher Ladeleistungen sehr langer leerlaufender Kabel oder ganzer Netzabschnitte. Insbesondere in Netzbereichen mit bereits heute hoher, die lokale Netzlast zeitweise übersteigender Einspeisung aus EZA ohne eigene Blindleistungsregelfähigkeit, können statische Kompensationselemente aber auch zielführend zum Zwecke der quasistationären Spannungshaltung, ggf. auch entgegen dem Ziel einer ausgeglichenen Blindleistungsbilanz, zum Einsatz kommen. Im Falle eines hohen Oberschwingungsgehaltes, insbesondere im Bereich der Rundsteuerfrequenz oder auch der Resonanzfrequenz des Netzes können Kompensationsanlagen zudem vorteilhaft mit Filtern mit nahezu frei wählbarer Abstimmung kombiniert werden [6]. Die Verschaltung der statischen Kompensationselemente erfolgt heute üblicherweise als Parallelschaltung, wobei auch eine Serienschaltung grundsätzlich denkbar, aufgrund der dann erhöhten Netzimpedanz und somit verminderter Kurzschlussleistung in Netzausläufern aber zumindest

bisher in der Praxis kaum von Bedeutung ist. **Bild 7** zeigt die Verschiebung im Zeigerdiagramm für eine einfache Strahlennetzstruktur mit einer Impedanz $Z_L = R_L + jX_L$ des Leitungsabschnitts zwischen Netzanschlusspunkt einer Erzeugungsanlage mit eingespeistem Strom I_{Einsp} (Laststrom vernachlässigt) und Umspannwerk (Annahme fester Spannung U_n) bei serieller (mittig) und paralleler (rechts) Verschaltung eines ideal induktiven Kompensationselementes (**Bild 6**).

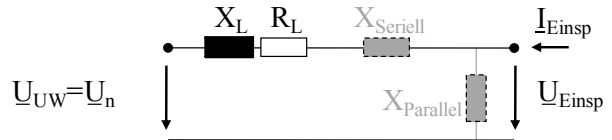


Bild 6 Vereinfachtes Ersatzschaltbild einer Strahlennetzstruktur unter Vernachlässigung der Querelemente

Sofern aus Gründen der quasistationären Spannungshaltung eine über den lokalen Blindleistungsbedarf hinausgehende Kompensation erforderlich ist, sind bei Parallelschaltung der statischen Kompensationselemente demnach erhöhte Netzverluste durch den zusätzlichen Blindstrom zu berücksichtigen. Weiterhin muss die Kompensationsleistung der, insbesondere bei nennenswerter Durchdringung mit dargebotsabhängigen EZA, schnell veränderlichen Lastsituation und damit auch Netzspannung angepasst werden können. Das Kompensationselement muss somit in mehreren Stufen zu- und abschaltbar ausgeführt werden.

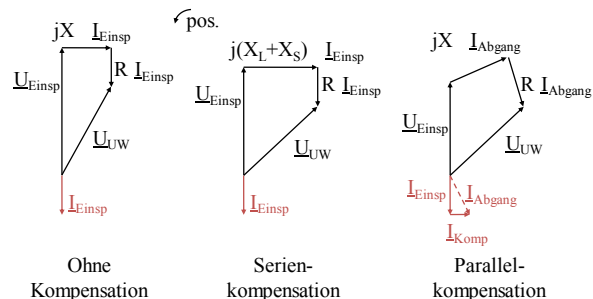


Bild 7 Zeigerdiagramm zum vereinfachten Ersatzschaltbild einer kompensierten Strahlennetzstruktur

Bei serieller Verschaltung wird kein zusätzlicher Blindstrom aufgeprägt, es fallen somit keine erhöhten Netzverluste an. Die Regelung der Kompensationsleistung erfolgt hier bei geeigneter Platzierung des statischen Kompensationselementes systemimmanent über den das Element durchfließenden Abgangsstrom I_{Einsp} .

2.5 Probabilistischer Untersuchungsansatz

Reale Verteilungsnetze weisen oft historisch bedingt komplexe, vielfach verzweigte und teilvermaschte Strukturen auf, so dass, vor dem Hintergrund zum Teil ausgeprägter Spannungsabhängigkeit des Wirk- und Blindleistungsbezugs der Letztverbraucher und unter Berücksich-

tigung des Einflusses aktiv regelbarer Komponenten, kritische und somit auslegungsrelevante Systemzustände nicht sicher a priori bestimmt werden können.

Da zudem die Auftrittswahrscheinlichkeit kritischer Systemzustände die Auswahl kostenoptimaler Netzintegrationsmaßnahmen, etwa bilateral vereinbarte Entschädigungszahlungen bei nur sehr selten erforderlicher Abregelung einzelner Erzeugungsanlagen, beeinflusst, wurde ein probabilistischer Untersuchungsansatz gewählt. Hierzu wurde das Lastverhalten der Einspeisungen und Verbraucher über korrelierte Verteilungsfunktionen abgebildet. Aufgrund der Heterogenität der resultierenden Verteilungsfunktionen können analytische Verfahren hier nicht angewendet werden, es wurde daher ein simulatives Verfahren zur Bestimmung der Auftretenswahrscheinlichkeit kritischer Systemzustände, wie in **Bild 8** dargestellt, verwendet.

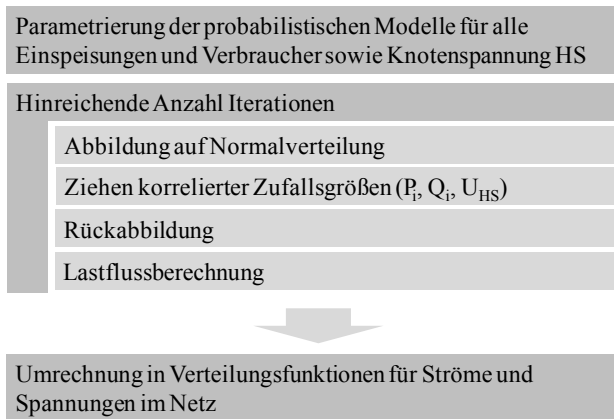


Bild 8 Probabilistische Lastflussberechnung

2.6 Verfahrensübersicht

Der generelle Untersuchungsablauf ist in **Bild 9** dargestellt. Unter Berücksichtigung betriebsüblicher Bandbreiten von Netzstrukturmerkmalen in elektrischen Verteilungnetzen der Nieder- und Mittelspannungsebene erfolgt zunächst eine iterative Bestimmung der technisch höchstzulässigen Anschlussleistung der angeschlossenen Erzeugungsanlagen im Netz im Grundzustand und unter Berücksichtigung des Einflusses der jeweilig betrachteten Netzintegrationsmaßnahme. Die Bestimmung der Netzanschlusskapazität entspricht einer (hier auf Heuristiken basierenden) Optimierung der betrieblichen Freiheitsgrade:

- Sollspannungsvorgabe spannungsgeregelter Transformatoren u_{Soll}
- Übersetzungsverhältnis nicht spannungsgeregelter Transformatoren \bar{u}_{ONT}
- Reglerparameter der betrachteten Netzintegrationsmaßnahme v_i

Der Einfluss der Lage des Netzanschlusspunktes wie auch der Anzahl und Einspeischarakteristik der Erzeugungsanlagen wird über Szenarienbäume je Versorgungsaufgabe erfasst. Abschließend erfolgt eine Abschätzung des zur

Realisierung der mittels Netzintegrationsmaßnahme erzielbaren technisch höchstzulässigen Anschlussleistung erforderlichen konventionellen Netzausbaus. Aus dem Vergleich der jeweilig gesamtwirtschaftlich entstehenden Kosten können dann technisch-wirtschaftlich vorteilhafte Einsatzbereiche der betrachteten Netzintegrationsmaßnahme bestimmt werden und eine Quantifizierung des zu erwartenden Nutzens erfolgen.

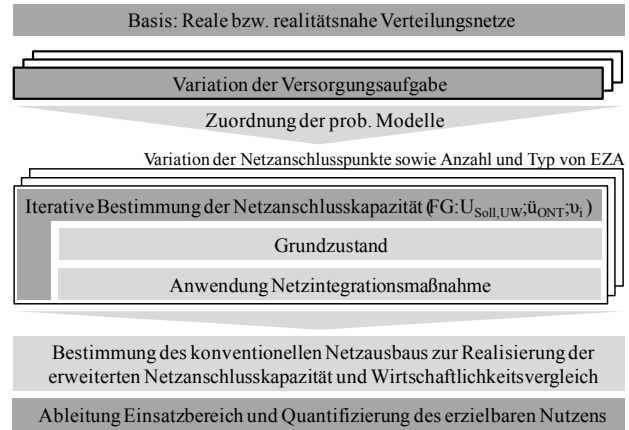


Bild 9 Verfahrensübersicht

3 Ergebnisse

3.1 MS/NS-Transformatoren mit Lastschalteigenschaften

Der Einsatz spannungsgeregelter Transformatoren in Ortsnetzstationen entspricht bei hinreichend großem Stellbereich einer weitgehenden Entkopplung der quasi-stationären Spannungshaltung der Nieder- von der Mittelspannungsebene. Unzulässig hohe bzw. niedrige Spannungen sind dann auch bei hohen Anschlussleistungen von EZA in ausgedehnten Niederspannungsnetzen nicht zu erwarten. Bei, gegenüber dem überstrichenen Spannungsband in der überlagerten Mittelspannungsebene, kleinem und daher für eine weitgehende Entkopplung unzureichendem Stellbereich, können die Grenzen der quasi-stationären Spannungshaltung nach [3] in Extremfällen weiterhin anschlussbegrenzend wirksam sein. Der wirtschaftlich sinnvolle Einsatzbereich spannungsgeregelter Transformatoren in Ortsnetzstationen beschränkt sich aufgrund der gegenüber konventioneller MS/NS-Transformatoren ohne Lastschalteigenschaften deutlich erhöhter Kosten auf sehr ausgedehnte Netze geringer Lastdichte mit hoher und über mehrere Abgänge verteilter installierter Leistung von EZA.

3.2 Verbesserte Regelkonzepte für Transformatoren mit Lastschalteigenschaften

Lastadaptive Regelkonzepte für spannungsgeregelte Transformatoren in Mittelspannungsnetzen stellen, sofern ein technischer Nutzen gegeben ist, aufgrund geringer Investitionskosten in allen betrachteten Fällen eine wirt-

schaftlich vorteilhafte Alternative zu konventionellem, auf Leitungszubau und Netzverstärkungen ausgerichtetem, Netzausbau dar. In [7] wurden hierzu ein Konzept einer Transformator-Regelung vorgestellt, dass nur auf Messdaten aus der Umspannstation selbst beruht und in vielen praktischen Fällen, insbesondere auch bei an nur wenigen Punkten im Netz konzentrierter Einspeisung in ländlich geprägten ausgedehnten Netzen, eine signifikante Steigerung der technisch höchstzulässigen Anschlussleistung von EZA ermöglicht. In spannungsgeregelten MS/NS-Transformatoren ist dagegen nur in wenigen Fällen ein signifikanter Nutzen gegenüber heutigen konventionellen Regelungskonzepten erzielbar. Zum einen wirken nur bei Anschluss in sehr entlegenen Netzausläufern des Mittelspannungsnetzes die Grenzen der quasistationären Spannungshaltung anschlussbegrenzend, zum anderen kann gerade in diesen Fällen die Lastadaption bei Beschränkung auf die Niederspannungsnetzlast nur unvollständig erfolgen.

3.3 Blindleistungsbereitstellung durch Erzeugungsanlagen

Der erzielbare technische Nutzen einer geregelten Blindleistungsbereitstellung durch EZA ist vornehmlich bestimmt durch den Blindleistungsstellbereich der EZA sowie die Lage des Netzanschlusspunktes im Netz. Der Vergleich des geforderten Stellbereiches in den für Mittel- bzw. Hoch- und Höchstspannung [2,8] maßgeblichen Richtlinien verdeutlicht die stark verminderte Regelfähigkeit nach [2] im Bereich kleiner Wirkleistungseinspeisung der EZA. Eine signifikante Beeinflussung der Netzspannung kann in diesem Bereich nur sehr eingeschränkt erfolgen. Bei häufig gegebener Anbindung der EZA über Vollumrichter wie auch bei doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren der neuesten Generation kann diese Beschränkung in weiten Grenzen entfallen, da der Blindleistungsstellbereich nahezu unabhängig vom aktuellen Betriebspunkt eingestellt werden kann.

Generell steigt der erzielbare technische Nutzen einer geregelten Blindleistungsbereitstellung durch EZA mit zunehmender Impedanz zwischen dem Netzanschlusspunkt der EZA und der das Netz speisenden Station, wobei nur geringe Unterschiede zwischen der Regelung über das Q(U)-Kennlinienverfahren gegenüber einer konventionellen Sollspannungsregelung ermittelt wurden. Die Ansteuerung über ein $\cos \varphi$ (P)-Kennlinienverfahren ist dagegen aufgrund der diskutierten fehlenden Anpassung an den aktuellen Systemzustand des Netzes, insbesondere unter Berücksichtigung potentieller Netzumschaltungen, nur bei potentiellen Instabilitäten sowie zum Zwecke eines Ausgleichs des Blindleistungshaushaltes bei EZA mit Netzanschlusspunkt elektrisch nah am Umspannwerk vorzuziehen.

3.4 Statische Kompensationsanlagen

Statische Kompensationsanlagen können sowohl in Nieder- wie auch in Mittelspannungsnetzen zur quasistationären

Spannungshaltung Anwendung finden, sofern keine anderen regelfähigen Blindleistungsquellen, wie etwa neuere EZA zur Verfügung stehen. Aufgrund der vergleichsweise geringen Investitionskosten sind insbesondere einfache statische, ggf. in mehreren Stufen schaltbare, wie auch stufenlos regelbare (Tauchkernspulen) Kompensationselemente wirtschaftlich gegenüber elektronisch geregelten Kompensationselementen (FACTS) vorzuziehen. Eine Wirtschaftlichkeit gegenüber konventionellem Netzausbau ist dann insbesondere in ausgedehnten ländlich geprägten Netzen gegeben. Zu Berücksichtigen sind neben der Verschiebung der Resonanzfrequenzen sowie transienter Überspannungen bei Zu- und Abschaltvorgängen an den Kompensationselementen insbesondere noch die Verminderung der anstehenden Netzkurzschlussleistung in Netzausläufern bei Einsatz von Serieninduktivitäten. In Einzelfällen kann abhängig von den vorliegenden Netzverhältnissen aufgrund der quadratischen Abhängigkeit des Blindleistungsbezugs vom die Induktivität durchfließenden Strom auch eine unzulässig hohe Spannungsabsenkung durch falsch dimensionierte Serieninduktivitäten erfolgen. Für die Dimensionierung der Induktivität sind daher alle potentiellen Lastzustände, insbesondere Einspeiseleistungen der EZA im betrachteten Netzbereich zu berücksichtigen.

4 Zusammenfassung

Die Untersuchungsergebnisse zeigen, dass ein technischer Nutzen der betrachteten Netzintegrationsmaßnahmen insbesondere in ausgedehnten Verteilungsnetzen und damit in den ohnehin vornehmlich vom EZA-Zubau betroffenen ländlichen Gebieten gegeben ist. Wirtschaftlichkeit gegenüber konventionellem Netzausbau ist im Bereich der verbesserten Ausnutzung bestehender betrieblicher Freiheitsgrade aufgrund des geringen Umsetzungsaufwandes nahezu immer gegeben, zumal sich die vorgestellten innovativen Lösungen an der heutigen Messtopologie und verfügbaren Kommunikationsnetzen orientieren. Im Bereich der Erweiterung betrieblicher Freiheitsgrade ist eine Wirtschaftlichkeit vor Allem bei homogener Verteilung der EZA im betrachteten Netz erzielbar.

Weiterhin erlauben die identifizierten Einflussfaktoren in Verbindung mit der erfolgten Quantifizierung des technisch-wirtschaftlichen Nutzens der betrachteten Netzintegrationsmaßnahmen die Ableitung von konkreten Handlungsempfehlungen für den Netzplaner.

5 Literatur

- [1] VDE FNN: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, 2011
- [2] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Ausgabe Juni 2008

- [3] Deutsches Institut für Normung e.V. (Hrsg.): DIN EN 50160. Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Beuth Verlag GmbH, Berlin 2011
- [4] Bendrat M. et al: Spannungsbandproblematik in NS-Netzen mit dezentraler Einspeisung aus Solaranlagen. ew. Jg. 106 (2007), H. 25-26.
- [5] Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG), Letzte Novellierung Juli 2011 (BGBl. I S. 1634)
- [6] Kühn H. et al: Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz – Mehr Energie von Nord nach Süd, ew. Jg. 110 (2011), Heft 4
- [7] Meuser M. et al: Improved Grid Integration of Distributed Generation in existing network structures, Paper 0827, CIRED 2011, Frankfurt, Germany
- [8] VDN: EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch und Höchstspannungsnetz – Leitfaden für den Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien an das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Ergänzung den NetzCodes. Berlin. August 2004