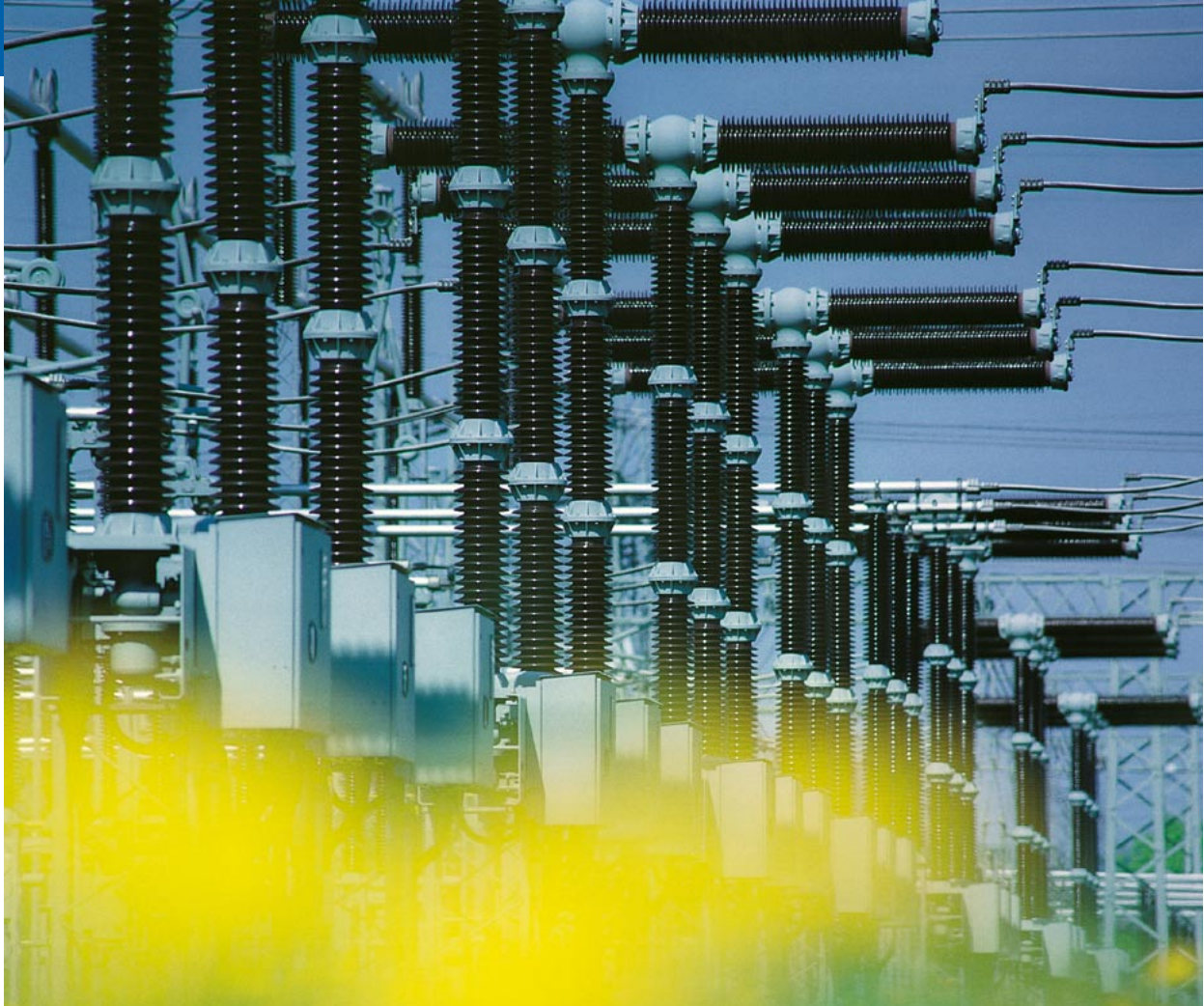


VDE-Analyse



Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem

Kurzfassung

ETG

VDE

Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem

Autoren:

ETG-Task-Force Versorgungsqualität

Inhaltsverzeichnis

1.	Derzeitiger Status	5
2.	Zu lösende Probleme	9
2.1	Netznotwendigkeiten als Folge der sich ändernden Erzeugungsstruktur und -standorte	9
2.2	Konsequenzen aus dem steigenden Anteil fluktuierender regenerativer Erzeugung	11
2.3	Künftiger Regularierungsbedarf für die Versorgungsqualität in Verteilungsnetzen	14

Impressum

Herausgeber:

Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG)

Stresemannallee 15 | 60596 Frankfurt/M.

Tel.: +49 69 6308-346 | Fax: +49 69 6312925

E-Mail: etg@vde.com

Gestaltung: KELLERMANN · GRAPHIK DESIGN

Bild Titelseite: Siemens

Februar 2006

**Ausführliche Fassung der
VDE-Analyse:**

www.vde.com/etg

Vorwort

Der heute vorhandene hohe Standard der Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem wird künftig durch eine Reihe von Veränderungen beeinflusst, die neue Strategien im Wirkungsgefüge „Handlung – Qualität – Kosten“ bei Netzbetreibern und Kunden erfordern:

- Stilllegung konventioneller Kraftwerke und damit Wegfall einer stabilen Erzeugerleistung sowie Netzkurzschlussleistung.
- Zunahme dezentraler und regenerativer Erzeugung, die oft in Gebieten mit geringem Leistungsbedarf installiert ist, fluktuierende Erzeugungsleistung einspeist und keinen oder nur einen geringen Anteil zur Netzkurzschlussleistung beiträgt.
- Vermehrter grenzüberschreitender Stromhandel.
- Wegfall der Gesamtverantwortung der Energieversorgungsunternehmen für den Gesamtprozess „Erzeugung-Übertragung/Verteilung“ bis hin zum Kunden.
- Änderung der technischen Charakteristika der Betriebsmittel und technologischen Prozesse beim Kunden, z. B. durch den Einsatz neuer und leistungsfähiger Leistungselektronik, Speichertechniken usw.
- Steigende Anforderungen der Kunden, insbesondere aus dem Industrie- und Dienstleistungsbereich.
- Die Investitionen der Energieversorgungsunternehmen in den Kraftwerkspark sowie in die technische Infrastruktur der Netze lagen in den vergangenen Jahren auf einem niedrigen Niveau. Hier herrscht ein sehr großer Nachholbedarf.

Versorgungsunterbrechungen in den letzten Jahren haben eindrucksvoll die Abhängigkeit des zivilisatorischen Lebens vom Funktionieren der Stromversorgung dokumentiert.

In zahlreichen Schriften und Arbeiten wird bereits heute dargelegt, anhand welcher Kriterien Versorgungsqualität gemessen und bewertet werden kann, und ebenso, mit welchen Methoden und Verfahren diese Qualität ins Verhältnis mit dem dazu notwendigen Aufwand gesetzt werden kann.

Grundsätzlich mangelt es aber an einer einheitlichen Definition der Versorgungsqualität und an der tatsächlichen Orientierung an den Kunden- oder Netzbedürfnissen. Ohne diese notwendige Vorarbeit bleibt die Aussagekraft aller heutigen Bewertungen eingeschränkt.

Hier liegt ein großes und wichtiges Themenfeld, das bisher weder umfassend noch zufriedenstellend bearbeitet wurde. Die tatsächlichen Anforderungen der Kunden und des Versorgungsnetzes werden aber zukünftig das Handeln der Netzbetreiber leiten, sei es, dass der Regulator vorgibt, was „Standardversorgung“ ist, sei es, dass unternehmensintern eine Rechtfertigung der beabsichtigten Aufwendungen gefragt ist.

Für Politik und Gesellschaft stellt sich die Frage, ob die in Deutschland in der Breite vergleichbar hohe Versorgungsqualität noch wirtschaftlich vertretbar ist. Sind neue Wege denkbar, um die Versorgungsqualität an die jeweiligen Erfordernisse anpassen zu können? Wie kann die Versorgungsqualität effizient ermittelt, bewertet und langfristig optimiert werden?

Ziel der vorliegenden Analyse ist es, durch die Konkretisierung der Wirkungszusammenhänge aufzuzeigen, wie Qualität im gesetzlichen und regulatorischen Rahmen, aber auch in der Beziehung Netzkunde zu Netzbetreiber zukünftig definiert werden kann.

Die Analyse berücksichtigt dabei auch die Qualitätsüberlegungen der europäischen Regulatoren (CEER – Council of European Energy Regulators).

Diese Aktivitäten sind die konsequente Weiterführung der VDE-Analyse „Stromversorgungsstörungen in den USA/Kanada, London, Schweden/Dänemark und Italien – Anlässe und Abläufe, Ursachen und Konsequenzen“, die Ursachen-Wirkungsketten für Großstörungen in Übertragungsnetzen aufgezeigt und basierend auf den Erkenntnissen der großflächigen Stromausfälle in Nordamerika, London, Süd-Schweden, Dänemark und Italien im Jahre 2003 entsprechende Anregungen auch für die Stromversorgung in Deutschland gegeben hat.

Die ETG möchte mit der vorliegenden Analyse den Diskussionsprozess einer angemessenen Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem zwischen Versorgern, Kunden und Regulator fördern und mit ausgewogenen Informationen zu sachgerechten Entscheidungen in Politik und Gesellschaft beitragen.

1. Derzeitiger Status

Die **Versorgungsqualität** der elektrischen Netze wird definiert über die drei Komponenten:

- Versorgungszuverlässigkeit
- Spannungsqualität
- Servicequalität

Die Versorgungsqualität ist die Summe aller qualitätsbestimmenden Bedingungen aus Kundensicht.

Das deutsche Stromversorgungssystem besteht aus den Übertragungsnetzen (Höchstspannungsebene) und den Verteilungsnetzen (Netze der Nieder-, Mittel- und teilweise Hochspannungsebene).

Im internationalen Vergleich verfügt Deutschland über ein hohes Niveau der Versorgungszuverlässigkeit. Die Statistik weist aus, dass in Deutschland der überwiegende Anteil der Nichtverfügbarkeit aus Störungen mit Versorgungsunterbrechungen im Mittelspannungsverteilungsnetz resultiert:

■ Mittelspannungsnetz	84%
■ Niederspannungsnetze	14%
■ 110 kV-Netze	2%
■ Übertragungsnetze 380/220 kV	0,1%
■ Erzeugung	0%

In den Verbundnetzen (Netze der Höchstspannungsebene 380/220 kV) werden Störungen in der Regel ohne Versorgungsausfälle beherrscht. Allerdings wirken sich die während eines Fehlers auftretenden Spannungseinbrüche auf die Spannungsqualität bis zur Verteilungsebene aus. Bzgl. der Versorgungszuverlässigkeit sind die Übertragungsnetze im Allgemeinen struktur- und betriebsbedingt deutlich besser als die Verteilungsnetze. Darüber hinaus speisen sie über eine Vielzahl redundanter Einspeisestellen in die Verteilungsnetze und haben daher nur bei weiträumigen Störungen in der Übertragungsebene einen Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit.

Das heißt: Versorgungsunterbrechungen haben ihre Ursache praktisch ausschließlich in den Verteilungsnetzen.

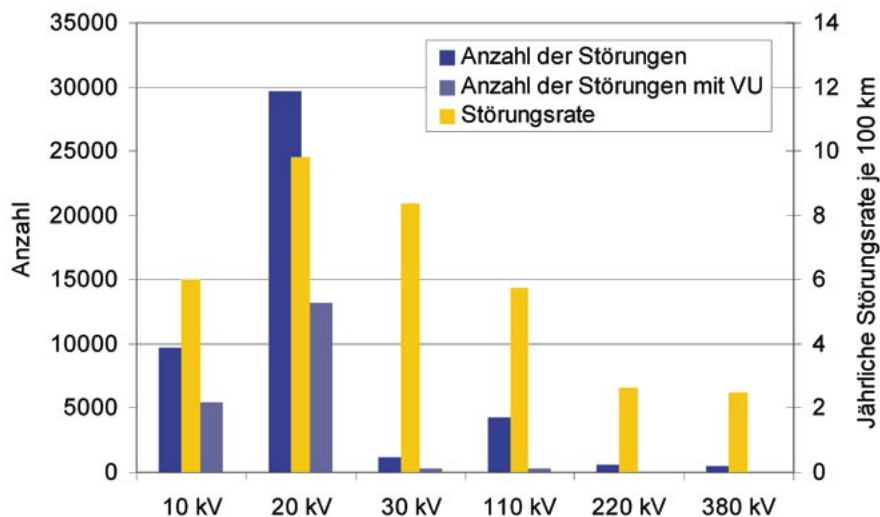


Bild A: Mittelwerte (Berichtsjahre 1994 bis 2002) der Anzahl der Störungen, der Anzahl der Störungen mit Versorgungsunterbrechung und der Störungsrate je 100 km Stromkreislänge in den Netzen der öffentlichen elektrischen Energieversorgung in Deutschland (Abschätzung anhand der Daten der VDEW-Störungsstatistik).

Mit den Systemblackouts werden ganz andere Dimensionen in der Beeinträchtigung der Versorgungszuverlässigkeit bewirkt als bei Störungen im Verteilungsnetz. Darüber hinaus wird im Übertragungsnetz maßgeblich bestimmt, ob das Stromversorgungssystem als Ganzes (Erzeugung-Netz-Verbraucher) stabil funktioniert (Regelenergieeinsatz, Frequenzregelung) – also Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht sind und die Netzelemente dabei nicht unzulässig belastet werden (Systemsicherheit).

Spannungsqualität und Servicequalität werden weitgehend auf der Verteilungsnetzebene (bis 110 kV) in Verbindung mit der Verbraucherversorgung geregelt und gesichert.

Eine einheitliche Definition der **Versorgungszuverlässigkeit** existiert bisher nicht. Ebenso fehlen Handlungsmuster für die Zuordnung zu Verbraucherkategorien. Dementsprechend gibt es in Deutschland auch keine normativen Festlegungen zu Grenzwerten von Kenngrößen. Auch international existieren keine eindeutigen Festlegungen. Derzeit angedachte Regulierungsansätze wie „Kundenbezogene Standards“ oder „Spezielle Regulierungsverfahren“ verursachen einen hohen Aufwand. Daneben sind theoretische Zusammenhänge, die diesen Ansätzen zu Grunde liegen, noch nicht ausreichend abgesichert und beinhalten eine komplexe Umsetzung.

Internationale Daten zur Versorgungszuverlässigkeit stehen zur Verfügung, allerdings im Rahmen der jeweils gültigen, nicht vereinheitlichten Definitionen. In Deutschland werden Ausfalldaten für die Mittelspannungsebene in der VDEW-Störungsstatistik (bis 2003) und in der VDN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik (ab 2004) systematisch auf freiwilliger Basis erfasst. Deren Auswertung und Bewertung ist noch offen (belastbare Zahlenwerte erst nach mehreren Jahren). Für die Hochspannungsebene können derzeit keine gleichwertigen Aussagen getroffen werden, da noch keine geeigneten Kenngrößen allgemein anerkannt sind.

In einem elektrischen Energieversorgungsnetz besteht ein enger Zusammenhang zwischen den Kosten und dem Zuverlässigkeitsniveau bzw. der Versorgungsqualität allgemein. Die vielfältigen Wechselwirkungen der Versorgungszuverlässigkeit mit den Kosten können bisher quantitativ nicht umfassend beschrieben werden, auch wenn die qualitativen Zusammenhänge allgemein bekannt sind. Grundsätzlich gilt: Hohe Versorgungszuverlässigkeit bedingt hohe Kosten. Da mehr als 2/3 der Netzinvestitions- und Betriebskosten auf die Verteilungsnetze entfallen und durch den zunehmenden Altanlagenbestand ein erhöhter Instandhaltungs- und Erneuerungsbedarf besteht, ist das Spannungsfeld von Versorgungszuverlässigkeit und Netzkosten in den Verteilungsnetzen besonders ausgeprägt.

Die **Spannungsqualität** wird in ihrer Bedeutung zunehmen. 74% der Spannungseinbrüche >30% in Deutschland haben ihre Ursache in der 380/220 kV-Ebene, je 13% in 110 kV- und Mittelspannungsnetzen. Der Oberschwingungspegel wird zu 75% über die Mittelspannungsnetze sowie zu 25% über die 110 kV-Netze bestimmt.

Die gegenüber früher deutlich veränderte Struktur von Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen in den Verteilungsnetzen führt tendenziell zu einer Erhöhung der Gesamtstöraussendung. Zugleich zeigt die bisherige Entwicklung, dass die Empfindlichkeit einzelner Verbraucher gegenüber Beeinträchtigungen der Spannungsqualität ansteigen kann. Beide Tendenzen führen zur Verringerung des Abstands zwischen Störaussendung und Störfestigkeit und damit zu einer Zunahme der verbraucherseitig wahrgenommenen Störungen, selbst bei gleich bleibend guter Spannungsqualität.

Bezüglich der Kundenanforderungen an die Spannungsqualität unterscheiden sich die Notwendigkeiten zwischen Tarifkunden (vorrangig Privathaushalte) und gewerblichen, respektive Industriekunden. Seitens der Tarifkunden besteht kein direktes Interesse an Spannungsqualität, sondern nur am störungsfreien Betrieb aller Verbraucher. Der Kunde erwartet möglichst niedrige Stromkosten bei möglichst einwandfreier Funktion der Geräte. Grundlegend anders gestaltet sich die Beurteilung der Spannungsqualität bei Industriekunden. Elektrische Energie ist eine wichtige Eingangsgröße für den Produktionsprozess; ihre Qualität ist mitbestimmend für Kosten und Qualität des Produkts. Spielten in der Vergangenheit vorrangig Versorgungszuverlässigkeit und Preis der Stromversorgung die dominierenden Rollen, ist inzwischen auch Spannungsqualität zu einem mitentscheidenden Faktor in der industriellen Produktion geworden. Bedingt durch den direkten Durchgriff der Qualität der Stromversorgung auf das zu produzierende Gut, spiegelt sich die Qualität der Stromversorgung unmittelbar in der Qualität der produzierten Güter wider. Zahlreiche Unternehmen schätzen heute wirtschaftliche Schäden, verursacht durch nicht konforme Spannungsqualität, deutlich signifikanter ein als Schäden, die durch Versorgungsunterbrechungen auftreten. Tatsache ist, dass sowohl die Frage der Versorgungszuverlässigkeit als auch die damit eng

verbundene Frage der Spannungsqualität ein entscheidender Standortfaktor und damit ein Baustein in der Sicherung des Produktionsstandortes Deutschland ist.

Sowohl Gerätehersteller als auch Kunden haben ein Interesse daran, dass angeschlossene Geräte mit der gelieferten Netzspannung einwandfrei funktionieren. Sicherheitsgefahren müssen ausgeschlossen sein. Dies verlangt nach kohärenten Schnittstellenbedingungen zwischen Netz- und Geräteseite. Im Rahmen der nationalen, europäischen und internationalen Normung findet eine Koordinierung der Grenzwerte für Störfestigkeit und Störaussendung und der Spannungsqualität allgemein statt. Die Geräteauslegung verlangt eindeutig einzuhaltende Grenzwerte der Spannungsqualität. Daher geben die entsprechenden EMV- bzw. Produktsicherheitsnormen feste Grenzwerte für die Qualitätsparameter der Versorgungsspannung vor, innerhalb derer die Produkte dauerhaft funktionieren, beziehungsweise sicher sein müssen. Die Spannungsqualität in Mittel- und Niederspannungsnetzen wird durch die Norm DIN EN 50160 beschrieben. Die Beschreibung der Netzspannung folgt darin überwiegend statistischen Gesichtspunkten. Grenzwerte werden als Mittelwerte über gewisse Zeiträume festgelegt. Wegen der Mittelwertbildung ergibt sich keine klare Begrenzung für Kurzzeit-Abweichungen. Dies bedeutet, dass nach DIN EN 50160 die Netzspannung über gewisse Zeit um deutlich mehr als 10% vom Nennwert abweichen darf. Solchen – im Sinne von DIN EN 50160 – normkonformen worst-case-Situationen können die Geräte unter Umständen nicht standhalten. Trotz allgemeiner Präsenz der Inkohärenzen in den Schnittstellenbedingungen sind derzeit Schadensfälle bei den Tarifkunden selten. Deutlich mehr Schadensfälle treten bei Industriekunden auf, wenn die Spannungsqualität nur unzureichend auf die Anforderungen des Produktionsprozesses abgestimmt ist (Voltage-Dips und –Sags, Flicker usw.).

Bei Festlegungen zur Spannungsqualität sind die unterschiedlichen Interessen von Stromkunden (Tarifkunden und Industriekunden), Netzbetreibern und Geräteherstellern gleichermaßen zu berücksichtigen, also die im Zusammenhang mit der Spannungsqualität entstehenden Lasten, Risiken und Kosten in einem fairen Verhältnis zu verteilen.

Eigenschaften und Qualität des Kundenservice werden durch die Servicequalität erfasst und charakterisiert. Die am liberalisierten Strommarkt erforderliche Trennung zwischen Netz und Vertrieb (Unbundling) führt dazu, dass der Kunde sowohl Beziehungen zum Unternehmen seines Netzbetreibers, als auch zum Unternehmen seines Lieferanten unterhält. Umfragen bestätigen den hohen Stellenwert der Servicequalität beim Kunden. Allgemein gültige Normen zur Servicequalität existieren bisher nicht, auch nicht auf internationaler Ebene. Im Wettbewerb zwischen den Unternehmen kann deshalb die **Servicequalität** eine wichtige Rolle einnehmen.

2. Zu lösende Probleme

Nachfolgend werden die drei wichtigsten Problemkreise dargestellt, die bei Nichtlösung eine deutliche Verschlechterung der Versorgungsqualität bzw. der Wirtschaftlichkeit in der Zukunft bewirken können.

2.1 Netznotwendigkeiten als Folge der sich ändernden Erzeugungsstruktur und -standorte

Aufgrund der Altersstruktur ist in den nächsten 15 Jahren der Ersatz von etwa 50% der traditionellen Kraftwerksleistung in Deutschland zu erwarten. Ebenso sind bis 2020 die Kernkraftwerke zu ersetzen. Kompensiert werden soll dies im wesentlichen durch den forcierten Ausbau erneuerbarer Energien (Windenergie) und Energieeinsparungen. Aufgrund des jeweiligen Winddargebots sind die Windenergieanlagen zunehmend räumlich konzentriert, was zu einer neuen – vom ursprünglichen Zustand relativ lastnaher Erzeugung deutlich abweichenden – Aufgabe des Übertragungsnetzes führt. So kommt es an windstarken Tagen zu Rückspeisungen aus den Verteilungsnetzen in die Übertragungsnetze und zu verstärkten Ringflüssen über angrenzende ausländische Netze. Vor allem die Windstromerzeugung im Norden Deutschlands trägt zur Steigerung der Transite bei. Der notwendige Netzausbau wird durch langwierige Genehmigungsverfahren verzögert, so dass Engpässe entstehen können.

Gemäß EU-Richtlinien sollen die Übertragungsnetze einen möglichst uneingeschränkten, regelzonenübergreifenden Stromhandel ermöglichen. Da sich ein freier Strommarkt nach Preisen richtet, führen systematische Preisunterschiede zwischen verschiedenen Regionen zur Ausbildung von Engpässen auf den nicht vorrangig zu diesem Zweck errichteten Kuppelleitungen zwischen Regelzonen.

Das Ansteigen der Leistungstransite durch Ausweitung des europäischen Stromhandels und neue verbrauchsferne Kraftwerksstandorte mit dargebotsabhängiger Einspeiseleistung stellen eine potenzielle Gefahr für die Systemsicherheit dar. Von entscheidender Bedeutung für die Systemsicherheit ist daher die koordinierte Entwicklung von Erzeugungsstruktur, Last und Übertragungsnetze sowie die Weiterentwicklung der Netzführungswerkzeuge. Die Genehmigungsverfahren für erforderliche Netzausbaumaßnahmen müssen gestrafft werden. Geeignete Verfahren zum Engpassmanagement sind weiterzuentwickeln.

Um ein effektives Management von Engpasssituationen sicherzustellen, sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Festlegung von Kriterien für Engpasssituationen und Zugriffsmöglichkeiten auf die Wirk- und Blindleistungsregelung von ausgewählten, schnell regelbaren Kraftwerken
- Verbesserter Datenaustausch zwischen benachbarten Regelzonen UCTE-weit, um ein regelzonenübergreifendes Netzmanagement zu erreichen. Dazu müssen Mindestanforderungen aufgestellt werden.
- Unterstützung des Regelzonenführers durch dynamische Echtzeitsimulation von Stabilitätskriterien und Störvorgängen zur Vorwarnung bei Erreichen kritischer Zustände und schneller Aufbereitung von Abhilfemaßnahmen. Entsprechende Entwicklungen werden heute intensiv von EPRI (USA), Hydro Quebec (Kanada) und NEEMCO (Australien) eingeleitet.
- Automatisierung von Maßnahmen zur Vermeidung von Spannungskollapsen. (Alle drei Systemblackouts 2003 in den USA, Schweden/Dänemark und Italien hatten den Spannungskollaps als Ursache bzw. Begleiterscheinung). Für ein Spannungskollaps-Abwehrkonzept können zunächst die Netzbereiche detektiert werden, für die das Risiko eines Spannungskollapses besteht. Eine mögliche Abhilfemaßnahme kann ein Unterspannungslastabwurf (ähnlich dem klassischen Frequenzlastabwurf) sein. Eine zweite Möglichkeit ist die Aufstellung von FACTS wie SVC (Static Var Compensator) in Lastnähe.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind in den Verbund des UCTE-Netzes eingebettet und müssen sich dementsprechend nach den UCTE-Regeln richten. Neue Lösungen und Vorgehensweisen machen daher nur Sinn, wenn sie im internationalen Umfeld abgestimmt sind. Nationale regulatorische Bedingungen dürfen ein europäisch abgestimmtes Vorgehen nicht behindern. Der nationale Regulator kann somit auch nur in den Grenzen der Vorgaben innerhalb der EU agieren.

Um langfristig einen hochwertigen Zustand des Versorgungsnetzes zu gewährleisten, sind für angemessene Investitionen in die Netze und deren Instandhaltung ausreichende finanzielle Ressourcen der Netzbetreiber notwendig. Wichtige Aufgabe des Regulators wird es daher sein, den Netzbetreibern angemessene Netznutzungsentgelte und Netzrenditen zuzugestehen. Ansonsten ist ein Absinken des heutigen Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit zu erwarten.

2.2 Konsequenzen aus dem steigenden Anteil fluktuierender regenerativer Erzeugung

Mit dem zunehmenden Ausbau dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen, speziell Windenergieanlagen und deren gesetzlich verankerte vorrangige Einspeiseberechtigung sind erhöhte Aufwendungen für vorzuhaltende Regelleistung verbunden, um die Systemsicherheit in Form einer zu jeder Zeit ausgeglichenen Leistungsbilanz im Versorgungssystem zu gewährleisten. Das Windleistungsdargebot kann zwischen 0 und 100% der installierten Windleistung liegen. Bei einer Versorgungssicherheit von 99% und bei Unterstellung einer verbesserten Windprognose wird in der dena Netzstudie geschätzt, dass im Mittel der nächsten zehn Jahre 94% der Leistung der Windkraftwerke (Leistungskredit 6%) durch konventionelle Kraftwerksleistung abgesichert werden muss. Heute wird die Windstromerzeugung unter Einsatz von Prognosetools prognostiziert und in den Fahrplänen der Regelzonen berücksichtigt. Allerdings treten bei der Leistungsbereitstellung Prognoseabweichungen von etwa 10% der installierten Windleistung im Mittelwert auf. Der Prognosefehler unterliegt einer Wahrscheinlichkeitsverteilung. Entsprechend der Häufigkeitsverteilung sind im Mittelwert 10% Reserveleistung, das heißt 1.400 MW für Deutschland insgesamt bereitzustellen. Aber es kommen mit einer Wahrscheinlichkeit von 0,1% auch Abweichungen von bis zu 40% vor. Auch für diese Abweichungen ist kurzfristige Reserve verfügbar zu machen und das sind 5.600 MW, etwa das Doppelte der Primärregelreserve des gesamten UCTE-Netzes.

Häufigkeitsverteilung der Prognosefehler der Windleistung (ISET)

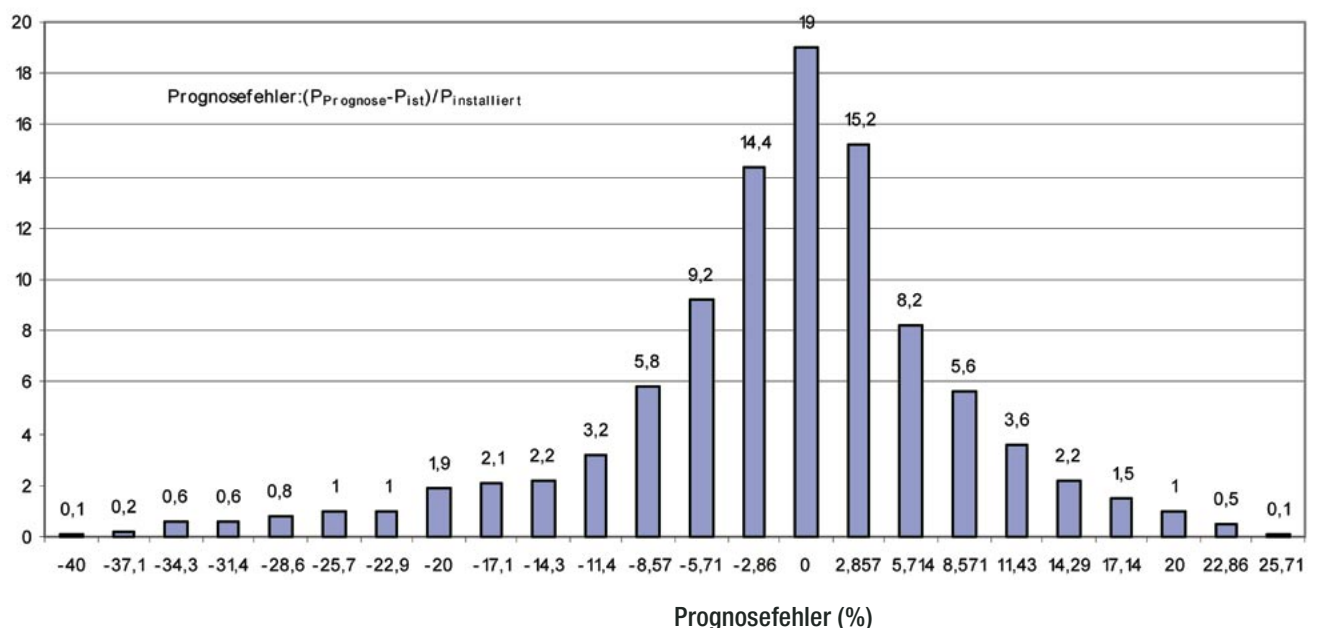


Bild B: Häufigkeitsverteilung für Prognosefehler der Windleistungserzeugung (Folgetagprognose).

Aus dieser Betrachtung wird deutlich, dass die Verfügbarkeit von Leistungsreserven zum Ausgleichen der Windfluktuation signifikant für die Vermeidung von Systemblackouts wird.

Für die Prognose und Bereitstellung der Ausgleichsreserve nach EEG ist der Übertragungssystembetreiber verantwortlich: Er muss dafür gesicherte Verfahren einsetzen und Kapazitäten einkaufen.

Für die Integration erneuerbarer und verteilter Erzeugung in bestehende Netze ist die Erfüllung der Kriterien hinsichtlich Netzkonformität, Zuverlässigkeit und Steuerbarkeit der neuen Erzeuger unter Berücksichtigung der Konformitätserfordernisse der Verbraucher von entscheidender Bedeutung:

- Netzkonformität beinhaltet, dass mit Integration der verteilten Erzeuger keine Betriebsmittelüberlastungen auftreten, die Kurzschlussfestigkeit der Anlagen nicht verletzt wird, die Spannung im Anschlusspunkt keine Grenzwerte über- oder unterschreitet und keine unzulässigen Netzzrückwirkungen wie Oberschwingungen, Flicker und Unsymmetrien auftreten.
- Die Zuverlässigkeit beinhaltet Forderungen nach Verfügbarkeit der verteilten Erzeuger. Die Betreiber von Anlagen mit einem hohen Gewicht in der Leistungsbilanz müssen zu einer Mindestverfügbarkeit verpflichtet werden. Darüber hinaus gehören das Verbleiben der Anlagen im Kurzschlussfall am Netz, die Lieferung von Kurzschlussstrom und die Unterstützung beim Netzwiederaufbau nach Störungen zu den künftigen Anforderungen. Das entsprechende Verhalten der verteilten Erzeuger wird somit einen wachsenden Einfluss auf die Systemzuverlässigkeit haben.
- Steuerbarkeit bedeutet, dass Steuereingriffe nicht nur im gesetzlichen Rahmen möglich werden, sondern dass auch die technischen Voraussetzungen dafür in den Anlagen vorhanden sein müssen. In erster Linie bedeutet das auch Kommunikation zwischen einer Leitstelle und den Erzeugern, vorzugsweise auf Basis etablierter Standards. Die Steuerbarkeit führt zu einem verbesserten Verhalten bei Störungen. Auch Prognosefehler für das Windleistungsdargebot können auf diese Weise dezentral weitgehend kompensiert werden. Steuerbarkeit ist die Voraussetzung für die Umsetzung der virtuellen Kraftwerksidee: die verteilte Erzeugung wird in Clustern planbar und die Fahrpläne können online auch durch Ausgleich im Energiemix gesichert werden. Die Rahmenbedingungen für Steuerbarkeit und Zuverlässigkeit sind noch zu entwickeln.

Hieraus folgt, dass Windenergieanlagen zur Netzstützung künftig ein vergleichbares Anforderungsprofil erfüllen müssen wie konventionelle Kraftwerke. Ebenso muss der Ersatz alter konventioneller Kraftwerke künftig durch solche mit hoher Leistungsänderungsgeschwindigkeit und effizientem Teillastbetrieb erfolgen. Für den Erhalt eines stabilen Systembetriebs ist eine kontinuierlich betriebene und geeignet verteilte Minimalerzeugung erforderlich (Must-Run-Units).

Erzeugungsmanagement kann heute gemäß EEG zwischen Netzbetreibern und Windleistungseinspeisern für den Fall vereinbart werden, dass in kritischen Netzsituationen Überlastungen von Betriebsmitteln auftreten und diese Gefährdungen durch Absenken der Einspeiseleistung vermieden werden können. Bei einem weiteren Ansteigen des fluktuierenden Windleistungsangebots wird dieses eingeschränkte Erzeugungsmanagement nicht mehr ausreichend sein, um den sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Neben dem Netzausbau wird also eine Anpassung der erzeugten Windleistung an den Leistungsbedarf – im Hinblick auf das volkswirtschaftlich sinnvolle Fahrplanmanagement des gesamten Energiemixes – erforderlich werden. Dazu bedarf es einer Weiterfassung des EEG. Für das künftige Erzeugungsmanagement der erneuerbaren Energiequellen, sei es zur Beherrschung von kurzfristigen Engpässen oder zur Umsetzung des Fahrplanmanagements, werden Kommunikationsverbindungen zwischen den Erzeugern und der zuständigen Leitstelle erforderlich.

Um diese Voraussetzungen zu erfüllen, müssen die technischen Entwicklungen gestartet und die gesetzlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden. Das EEG ist entsprechend anzupassen bzw. zu konkretisieren. Die technische Grundlagen für das Energiemanagement wie z. B. leittechnische Tools und Kommunikationslösungen zur Realisierung von Erzeuger- und Lastmanagement auf der Ebene der verteilten Erzeugung müssen eingeführt werden. Ebenso müssen parallel zur Entwicklung der erneuerbaren Energien auch neue Speichertechnologien verfügbar werden. Zu den Windenergieanlagen sollen erzeugungsnah entsprechende Speicheranlagen aufgebaut werden, so dass die kombinierte Einspeisung aus Wind- und Speicheranlagen weitgehend bedarfsgerecht erfolgen kann. Durch die Steuerbarkeit der Leistungsbilanz aus einem Mix von Erzeugern, Speichern und verbindlichem Lastmanagement können dann prognostizierte Fahrpläne weitgehend eingehalten und Anforderungen an die Vorhaltung konventioneller Reserve- und Regelleistung minimiert werden.

Bei den Systemblackouts 2003 in Nordamerika und Italien wurde deutlich, dass die Systemverantwortlichen (Regelzonenführer) im liberalisierten Markt reduzierte Eingriffsmöglichkeiten haben, um kurzfristig auftretenden Engpässe und andere kritische Situationen zu beherrschen. Durch geeignete Eingriffsrechte muss die Möglichkeit geschaffen werden, dass die Netzbetreiber die ihnen übertragene Systemverantwortung auch sicherstellen können. Diese müssen im internationalen Umfeld abgestimmt sein.

Aus der Sicht des Regelzonenverantwortlichen könnte ein kurzfristiger Eingriff in die Erzeuger- oder Lastsituation wirtschaftlich riskant sein, solange dafür keine Regeln vorliegen. Wenn zum Beispiel das Redispatch von Kraftwerken oder das Abschalten von Verbrauchern zu einer Verhinderung von Großstörungen führt, besteht das Risiko, dass der Regelzonenführer dafür haftbar gemacht wird, da eine vermiedene Störung und deren Auswirkung gegenüber

den betroffenen Kunden schwer nachweisbar ist. Hier sind im neuen EnWG entsprechende Weichen gestellt. Noch nicht beantwortet sind hier Fragen etwaiger Schadensersatzansprüche aus den eventuell nötigen Eingriffen.

Der Ausbau der regenerativen und verteilten Erzeugung macht ebenso die Umsetzung neuer Kommunikationsanforderungen, u.a. die Online- Informationsbeschaffung für die Übertragungsnetzbetreiber über alle Einspeisungen in der Regelzone (zentrales Monitoring der Systembalance) erforderlich. Die etablierte Sicherheitsphilosophie für die Kommunikation in der Netzführung (u.a. Nutzung eigener, gesicherter Kanäle; einheitliche Datenmodelle und Dienste; Kommunikationsstandards der IEC etc.) ist beizubehalten. Für die Umsetzung des Kommunikationsstandards für Windenergieanlagen in einem künftigen Netzwerk sind detaillierte Untersuchungen erforderlich.

2.3 Künftiger Regulierungsbedarf für die Versorgungsqualität in Verteilungsnetzen

Ein Netzbetreiber kann das Auftreten von Störungen nicht generell vermeiden. Ebenso hat er keinen Einfluss auf die ihm gestellte Versorgungsaufgabe (z. B. Verteilung der Anschlusspunkte), auf die Topographie oder das Klima in seinem Versorgungsgebiet.

Generell lassen sich die Maßnahmen zur Einflussnahme des Netzbetreibers auf die **Versorgungszuverlässigkeit** in die folgenden Bereiche einteilen:

- Änderung der Auslegung und Struktur der Netze:
Maßnahmen aus diesem Bereich haben mittleren bis starken Einfluss auf alle Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit. Sie können die Versorgungszuverlässigkeit in der Regel nur langfristig beeinflussen, wenn z. B. Ersatz/Erneuerung ansteht.
- Änderung der Betriebsführungskonzepte:
Beschleunigung/Verlangsamung der Entstörungsprozesse z. B. haben einen starken Einfluss auf die Unterbrechungsdauer. Solche Maßnahmen sind schnell umsetzbar und haben eine kurzfristige Wirkung auf die Versorgungszuverlässigkeit. Ebenso ergibt sich ein kurzfristiger Kosteneinfluss.
- Änderung der Instandhaltung
(vorbeugend/zustandsorientiert/ereignisorientiert):
Eine Reduzierung der Instandhaltung und damit eine Minimierung der Aufwendungen im Netz haben einen mittleren bis starken Einfluss auf die Unterbrechungshäufigkeit. Diese Maßnahme ist schnell umsetzbar und hat einen kurzfristigen Kosteneinfluss.

Die Festlegung eines pauschalen Grenzwerts der Versorgungszuverlässigkeit ist nicht zielführend. Aufgrund der Unterschiede bei den Anforderungen der Kunden sind Differenzierungen erforderlich. Die Frage der angemessenen Versorgungszuverlässigkeit nach Verbraucherkategorien wie

- sensible Industrie, Informationsverarbeitung, Krankenhäuser,
- sonstige Industrie, Gewerbe,
- Haushalte,
- ländliche Bereiche

und die Machbarkeit einer Kundengruppen-Differenzierung müssen geklärt werden.

Die VDEW-Störungsstatistik (Datenerfassung bis 2003) lässt nur eingeschränkte Aussagen zu Nichtverfügbarkeit und Versorgungsunterbrechungsdauer im Mittelspannungsnetz zu. Mit der VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik werden seit 2004 Unterbrechungshäufigkeit, -dauer und -wahrscheinlichkeit auf freiwilliger Basis erfasst. Mit der VDEW-Störungsstatistik wurden im Berichtungsjahr 2002 ca. 40% der Mittelspannungs-Stromkreislängen der öffentlichen Versorgung erfasst. Eine aussagekräftige Statistik setzt einen ausreichenden Erfassungsgrad in Bezug auf die gesamte Stromkreislänge voraus. Die Mitwirkung an der VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik sollte daher für alle Netzbetreiber verbindlich sein. Aktuelle Verfügbarkeitsdaten sollten zukünftig durch die Netzbetreiber regelmäßig veröffentlicht werden.

Grundlage für alle Regulierungsansätze ist die Definition geeigneter Kenngrößen. Zur Bewertung und Vergleich von Zuverlässigkeitskenngrößen eignen sich nur kundenbezogene Kenngrößen oder Systemkenngrößen. Kundenbezogene Grenzwerte stellen sicher, dass vertragliche Festlegungen eingehalten bzw. ausgeglichen werden. Systembezogene Grenzwerte spiegeln das allgemeine Zuverlässigkeitsniveau eines Netzbetreibers wider. Die Einführung von einheitlichen und verbindlichen Kenngrößen zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit erfordert eine

- exakte Definition der Kenngrößen,
- exakte Beschreibung von deren Aussagekraft und Beeinflussbarkeit (Wirkungszusammenhänge) zwecks Zuweisung der Verantwortlichkeit,
- Festlegung des erforderlichen Datenerfassungsaufwandes und der Kostentragung,
- Beschreibung und regelmäßige Anpassung von individuellen Grenzwerten, die nach – die Zuverlässigkeit beeinflussenden – Charakteristiken von Versorgungsaufgaben differenzieren, und eine
- objektive Beschreibung der Konsequenzen einer Verletzung der Grenzwerte.

Es ist ein aufwandsoptimiertes Monitoring der Versorgungszuverlässigkeit anzustreben, das auch europäische Vergleichbarkeit ermöglicht. Prinzipiell ist eine Vielzahl spezieller Verfahren möglich und in Anwendung, die eine Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit gewährleisten sollen, z. B.

- systembezogene Standards – Ausgleichszahlungen in einen Fonds oder
- kundenbezogene Standards – Pönalzahlungen.

Zwischen Kunde und Netzbetreiber ist zu klären, ob im Versorgungsnetz und/oder auf der Kundenseite die erforderlichen Maßnahmen technischer und organisatorischer Natur zur Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit umgesetzt werden. Die Zusammenhänge zwischen Netzkosten und Versorgungszuverlässigkeit sind noch nicht hinreichend bekannt. Es müssen daher geeignete Modelle zur quantitativen Bewertung entwickelt werden.

Offen ist ebenso die Frage der juristischen Haftung des Energieversorgers (z. B. für Produktionsausfall, entgangener Gewinn) bei Nichtgewährleistung der vereinbarten Versorgungszuverlässigkeit gegenüber dem Kunden.

Die **Spannungsqualität** wird durch die angeschlossenen Verbraucher in Wechselwirkung mit der Netzimpedanz beeinflusst. Beispielsweise verursachen Schweißmaschinen und eine Vielzahl leistungselektronischer Geräte besonders starke Netzzrückwirkungen. Andererseits können auch Ereignisse im Netz selbst Ursachen für Beeinträchtigungen sein. So können Kurzschlüsse zu kurzzeitigen Spannungseinbrüchen und atmosphärische Einwirkungen auf Netzanlagen zu transienten Überspannungen führen. Grundsätzlich gilt, dass in „starken“ Netzen, d. h. in solchen mit einer niedrigen Impedanz am Anschlusspunkt des Verbrauchers bei gleicher Störaussendung niedrigere Störpegel entstehen als in „schwachen“ Netzen, d. h. solchen mit hoher Impedanz am Anschlusspunkt. Erstere besitzen eine größere Immunität gegenüber Spannungseinbrüchen. Bezüglich atmosphärischer Einflüsse sind Kabelnetze naturgemäß unempfindlicher als Freileitungsnetze. „Starke“ Netze mit kurzen Leitungslängen (niedrige Impedanz) und hohem Verkabelungsgrad findet man vor allem in städtischen Bereichen, während Verteilungsnetze in ländlichen Gegenden eher eine gegenteilige Struktur aufweisen. Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten sind diese Strukturen von den Netzbetreibern jedoch nur sehr begrenzt beeinflussbar.

Die Spannungsqualität in Mittel- und Niederspannungsnetzen wird durch die Norm DIN EN 50160 beschrieben. Eine angemessene Spannungsqualität zu wirtschaftlichen Bedingungen lässt sich auf Basis der Einhaltung der Werte der DIN EN 50160 verwirklichen. Damit wird den Ansprüchen der überwiegenden Kundenmehrheit (Tarifkunden) nach einer preiswerten und bezüglich Funktion und Sicherheit angemessenen Spannungsqualität entsprochen.

Aus der Industrie sind bereits heute Beispiele bekannt, bei denen trotz Einhaltung der Grenzwerte nach DIN EN 50160 keine ausreichende Prozesssicherheit und Planungsgrundlage gegeben ist. Deshalb wird die Spannungsqualität zukünftig an Bedeutung gewinnen. Industriekunden mit sensiblen Fertigungsprozessen vereinbaren zunehmend Verträge, die gegenüber DIN EN 50160 strengere Anforderungen an die Spannungsqualität stellen. Zwar definiert und regelt der Energieliefervertrag zwischen Versorger und Kunde das technische und wirtschaftliche Vertragsverhältnis zwischen beiden Partnern; bestimmt wird die Versorgungsqualität jedoch von den konkreten Netzanschlussbedingungen am Netzübergabepunkt. Hier ist nicht der Energieliefervertrag maßgebend, sondern der Netzanschlussvertrag, abgeschlossen mit dem unmittelbaren Netzbetreiber.

Da oft der Energielieferant nicht identisch ist mit dem Netzbetreiber, ist die Interessensbindung zwischen Kunde und Netzbetreiber – im Vergleich zum Verhältnis Energielieferant/Kunde – eher gering. Aus diesem Grund müssen zukünftig verstärkt Anstrengungen unternommen werden, die zwischen Versorger und Kunde vereinbarten Regelungen auch auf das Vertragsverhältnis zwischen Kunde und Netzbetreiber zu übertragen. Neben den traditionellen Vereinbarungen zu Anschlussleistung, Leistungspreis, Verrechnung von Spitzenlast, $\cos \phi$ etc. finden immer mehr konkrete und speziell auf den Verbraucherprozess abgestimmte Festlegungen wie beispielsweise eine noch akzeptable Anzahl und Dauer von Versorgungsunterbrechungen, Spannungseinbrüche, Spannungstransienten etc., Eingang in die vertraglichen Vereinbarungen. In welchem Umfang abweichende Regelungen zur DIN EN 50160 vereinbart werden, hängt vom Kunden und dessen Prozessen ab.

Mehr und mehr Industriekunden sind bereit, individuell abgestimmte Preise für eine, dem Produktionsprozess angepasste Energiequalität zu zahlen. In Ländern wie z. B. den USA oder Japan wird für bestimmte Industriekunden bereits über die Etablierung verschiedener Spannungsqualitätslevel („Low Quality“, „Medium Quality“, „Premium Quality“) nachgedacht. Dieser Prozess wird kundengetrieben gestaltet und richtet sich nach den Erfordernissen der Kundenprozesse. International setzen bereits einzelne Industrieunternehmen Monitoringsysteme zum messtechnische Nachweis der Spannungsqualität am Anschlusspunkt ein. Die erfassten Daten bilden eine wichtige Grundlage bei der Beantwortung von Fragen wie Gewährleistung, Haftung, Verursacherprinzip oder Planungs- und Prozesssicherheit.

Aus der unterschiedlichen Betrachtungsweise der Spannungsqualität nach DIN EN 50160 einerseits und Produktnormen andererseits sind Lücken in den Schnittstellenbedingungen entstanden. Es muss das Ziel sein, das derzeit hohe Niveau der Spannungsqualität im Verteilungsnetz auch in Zukunft nicht zu senken. Andernfalls wäre mit steigenden Schadensfällen zu rechnen. Die

derzeit begonnene Überarbeitung der DIN EN 50160 zur Erreichung einer besseren Kohärenz im Normenwerk und den Schnittstellenbeschreibungen muss weiter geführt werden. Auf Basis der DIN EN 50160 gibt es nationale Ansätze unterschiedlicher Ausprägung für die Berücksichtigung der Spannungsqualität, wie die folgenden Beispiele zeigen:

Die Regulierungsbehörde Norwegens plant die Einführung einer neuen Verordnung zur Versorgungsqualität, die u. a. auch eindeutige Regelungen zur Spannungsqualität vorsieht. Die Vorgaben für die berücksichtigten Kenngrößen (u. a. Flicker, Unsymmetrie, Harmonische) basieren auf den Grenzwerten nach DIN EN 50160, sollen jedoch im Gegensatz zur Norm nicht nur in 95% sondern in 100% der Messzeit eingehalten werden.

Einen adäquaten Ansatz verfolgt auch die Regulierungsbehörde der Niederlande, die für eine Reihe von Kenngrößen die Einhaltung der vorgegebenen Grenzwerte für 99,5% der Messzeit anstelle von 95% gemäß DIN EN 50160 fordert. Auf diese Weise kann ein Abbau der Inkohärenzen zwischen Produktnormen, Verträglichkeitsnormen und DIN EN 50160 erreicht werden – auch in der europäischen Normung.

Wenn ein Vergleich der Spannungsqualität zwischen verschiedenen Verteilungsnetzen oder Netzbetreibern angestrebt wird, müssten dafür zusätzliche Messungen durchgeführt werden. Vor Beginn solcher Messungen sind zunächst Richtlinien, z. B. bzgl. Messpunkten, Auswertelgorithmen und auszuweisender Kenngrößen zu definieren. Eine einheitliche Strategie ist zu entwickeln, welche eine höchstmögliche Repräsentativität und Vergleichbarkeit der Ergebnisse ermöglicht.

Die VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik sieht bisher keine Erfassung der Spannungsqualität vor.

Probleme hinsichtlich einer unzureichenden Spannungsqualität treten fast immer lokal auf. Aus diesem Grunde können Abhilfemaßnahmen durch Filter, Spannungsstabilisatoren, Energiespeicher u. ä. üblicherweise lokal vorgenommen werden. Eine Erhöhung der Kurzschlussleistung kann sich im Rahmen von Netzausbauten (z. B. Ersatz von Freileitungen durch Kabel, höhere Trafoleistungen) ergeben, wodurch einem größeren Kundenkreis eine verbesserte Spannungsqualität angeboten werden kann.

Allgemeiner Konsens herrscht darüber, dass die langfristige Sicherung kontinuierlicher Investitionen in den Verteilungsnetzen eine Einbeziehung der Versorgungsqualität in die angewendeten Regulierungsmodelle und -mechanismen erfordert. Bei Festlegungen zur Spannungsqualität sind die unterschiedlichen Interessen von Stromkunden (Tarifkunden und Industriekunden),

Netzbetreibern und Geräteherstellern zu berücksichtigen, so dass alle Beteiligten gleichermaßen und unter Berücksichtigung der Kostenoptimierung zur Wahrung einer angemessenen Spannungsqualität beitragen.

Im Rahmen der Liberalisierung können die erforderlichen Kostenoptimierungen in den Unternehmen einerseits zur Verschlechterung des Kundenservice, andererseits zur Bevorzugung weniger großer Kunden (Sondervertragskunden) gegenüber anderen Kunden (Tarifkunden) führen. Unter dem Gesichtspunkt der Diskriminierungsfreiheit kann die **Servicequalität** somit eine Aufgabe der Regulierungsbehörde werden.

Die Einführung von allgemein verbindlichen Servicequalitäts-Kenngrößen sollte dann erfolgen, wenn eine Vielzahl von Tarifkunden mit einer bestimmten Serviceleistung unzufrieden ist oder von der Regulierungsbehörde eine allgemeine Anhebung bzw. Angleichung regional unterschiedlicher Qualitätsstufen einer bestimmten Serviceleistung angestrebt wird.

Die Auswahl der erforderlichen Kenngrößen sowie der entsprechenden Grenzwerte hängt in starkem Maße von strukturbedingten Gegebenheiten ab und muss daher individuell unterschiedlich ausfallen. Ein Vergleich der Kenngrößen zwischen den europäischen Ländern zeigt eine Vielzahl verschiedener Kenngrößen und einen großen Variationsbereich der definierten Grenzwerte. Alle Vorgaben erfolgen entweder in Form kundenbezogener Vorschriften oder systembezogener Richtlinien.

Vorschriften definieren die Mindestanforderungen an die Qualität einer bestimmten Serviceleistung (Kenngröße) für jeden einzelnen Kunden und verpflichten das Unternehmen bei Nichteinhaltung zu einer Entschädigungszahlung. Richtlinien dienen dagegen der unternehmensweiten Sicherstellung einer definierten Mindestqualität für eine bestimmte Serviceleistung. In verschiedenen europäischen Ländern erfolgt eine aktive Kundenbeteiligung zur Sicherstellung der Servicequalität.

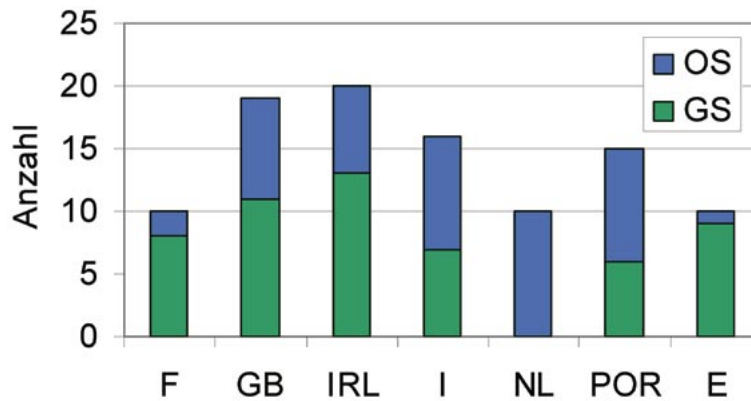


Bild D:
Anzahl der kundenbezogenen (GS) und systembezogenen (OS) Standards in sieben europäischen Ländern (TU Dresden).

Allgemein gültige Normen zur Servicequalität existieren bisher nicht. Wird die Einführung bestimmter Servicequalitäts-Kenngrößen aus Sicht der Regulierungsbehörde erforderlich, so müssen eine Reihe von Bedingungen beachtet werden:

- Trennung zwischen Lieferanten-spezifischen und Netzbetreiber-spezifischen Kennzahlen,
- exakte Definition der Kenngrößen, ihrer Ermittlung, Bewertung und Beeinflussbarkeit, angemessene, individuelle Festlegung von Grenzwerten,
- Festlegung, ob und ggf. welche Konsequenzen bei Nichteinhaltung der Grenzwerte drohen.

Vor einer evtl. Fixierung sind in jedem Fall Überschneidungen mit bereits bestehenden Regelungen, wie z. B. TAB und AVBEitV, zu überprüfen.

VDE

**VERBAND DER ELEKTROTECHNIK
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.**

Stresemannallee 15
60596 Frankfurt am Main

Telefon 069 6308-0
Telefax 069 6312925
<http://www.vde.com>
E-Mail service@vde.com

