

e | m | w

Energie. Markt. Wettbewerb.

Regulierung & Netze

Zurück zur lokalen Strom- versorgung

Von **Dr. Manfred Benthous**, TU München



Foto: © Istock/grayeb

Zurück zur lokalen Stromversorgung

Versorgungssicherheit als oberstes Ziel

Das umfassende Stromversorgungsnetz gilt gemeinhin als wesentlicher Bestandteil der heutigen Energieversorgung. Das Stromnetz ist aber keineswegs ein essenzieller Bestandteil einer künftigen Stromversorgung, sondern vielmehr ein Auslaufmodell, wie bereits in Heft 6/16 erläutert wurde. Im Folgenden wird beschrieben, wie die Transformation zu einem lokalen Energieversorgungssystem auch in der Praxis funktionieren kann.

✎ Von **Dr. Manfred Benthous**, TU München

Das die elektrische Energieversorgung der Zukunft nicht mehr die von heute sein wird, gehört zu den weniger umstrittenen Tatsachen. Die Geister scheiden sich in der Fragestellung: Wann passiert was? Um eine sachgerechte Antwort zu finden braucht es drei Elemente: einen **Auslöser**, einen **Transformationsprozess** und ein **Oberziel**.

Oberziel bedeutet, es gibt genau ein Ziel mit oberster Priorität. Hier ist es eine neue gesellschaftlich-technologische Versorgungszuverlässigkeit in der elektrischen Energieversorgung.

Versorgungszuverlässigkeit heute

Die Bundesnetzagentur ermittelt im Rahmen ihrer Stromnetzregulierungsaufgaben als ein Maß für die Versorgungszuverlässigkeit den Saidi (System Average Interruption Duration Index), der besagt, wie lange im Mittel ein Stromendkunde im Vorjahr nicht versorgt wurde. In Deutschland beträgt er in den letzten Jahren durchschnittlich ca. 15 Minuten. Bei einer Benutzungsstundenzahl von 8.760 h handelt es sich damit um eine mittlere relative Netzverfügbarkeit von 99,993 Prozent, ein fast unglaublicher Wert für ein technisches System. Trotzdem werden darin wesentlich enthaltende Zuverlässigkeitsprobleme nicht erkannt. Der Saidi ist von seinem Wesen her ein reaktiver, dokumentarischer Vergangenheitswert. Ihm fehlt eine schützende Wirkung vor aktuellen Versorgungsausfällen.

Ungeachtet der bislang guten Saidi-Werte stellt ein flächendeckender Stromausfall durchaus ein reales Risiko dar. Das bewies der Stromausfall im Münsterland 2005. Damals mussten zehntausende Menschen vier Tage lang ohne Strom auskommen. Strommasten und -leitungen hielten damals den ungewöhnlich hohen Schneefällen nicht stand, die Versorgung brach zusammen. Ein gezielter menschlicher Angriff auf die Höchstspannungsebene könnte im Gegensatz zu diesen meteorologischen Ursachen noch deutlich weitergehende Folgen haben, bis hin zum nationalen oder internationalen Blackout.

Energiewirtschaftliche Anforderung der Kunden

Im Kern geht es darum, dem Kunden an von ihm bestimmten Orten eine definierte Menge menschlich nutzbare elektrische Energie bereitzustellen, die Nutzenergie. Dieser variablen Nutzenergieanforderung ist durch eine technologisch hergestellte

Bereitstellungsenergie umfänglich zu entsprechen – ein invarianter Sachverhalt.

Es gibt weiter weder Vorgaben zur einzusetzenden Technologie noch wie eine mögliche Energiewirtschaft zur Bereitstellung organisiert sein soll, sondern einen bemerkenswerten Freiraum für die Gestaltung einer Energieversorgung der Zukunft.

Neue gesellschaftlich-technologische Zuverlässigkeit

Um der energiewirtschaftlichen Anforderung hinreichend gerecht zu werden, muss der Kunde auf zwei unterschiedlichen Ebenen betrachtet werden, einmal als gesamtwirtschaftliche Gruppe und einmal als Individuum. Die neue Zuverlässigkeit wird durch eine Energie-Zeit-Funktion definiert, die auf beiden Ebenen wirkt und deren Grundgedanke ist: Zu jedem Zeitpunkt darf die Bereitstellungsenergie maximal um einen festgelegten Anteil geringer sein als die volkswirtschaftlich angeforderte Nutzenergie. Die Abweichung wird durch einen Ausfallfaktor (λ_0), einer zeitlichen Gewichtungsfunktion und der Jahresnutzenergie eines Referenzjahres quantifiziert (Tab. 1).

Daraus ergeben sich folgende, energiewirtschaftliche Konsequenzen:

- Die bestimmende physikalische Größe für die Zuverlässigkeit ist die vom Kunden gewünschte Versorgungsgröße selbst.
- Die Zuverlässigkeit wirkt zeitaktuell, das heißt, es ist ein aktives Systemverhalten

- Der maximal mögliche volkswirtschaftliche Schaden und die Anzahl der Kunden, die in einem Zeitintervall über keine Nutzenergie verfügen können, haben eine Obergrenze, die keinen substantiellen Charakter hat.
- Die Zuverlässigkeit wirkt als Erzeugende im Sinne des Oberziels bestimmend auf das Versorgungssystem und somit auch auf den Gestaltungsfreiraum von Technologieauswahl und Energiewirtschaft.
- Die Verwendung einer Technologie, die Großkraftwerke mit Großflächennetzen nutzt, ist schon wegen des Potenzials von Großflächenstörungen (z. B. Blackouts), ausgeschlossen.
- Es kommt zu einer Veränderung des derzeitigen regulatorischen Oberziels, von den Netzkosten zur Zuverlässigkeit.

Damit ein **Auslöser** erfolgreich eine Systemänderung bewirken kann, muss er notwendige Gründe und hinreichende Realisierungschancen in sich vereinigen. Bereits in der e|m|w 6/16, S. 31-33 sind unterschiedliche exogene und endogene systemverändernde Einflussfaktoren auf das Stromnetz diskutiert worden, davon werden hier zwei aufgegriffen: Risiko und Technologie.

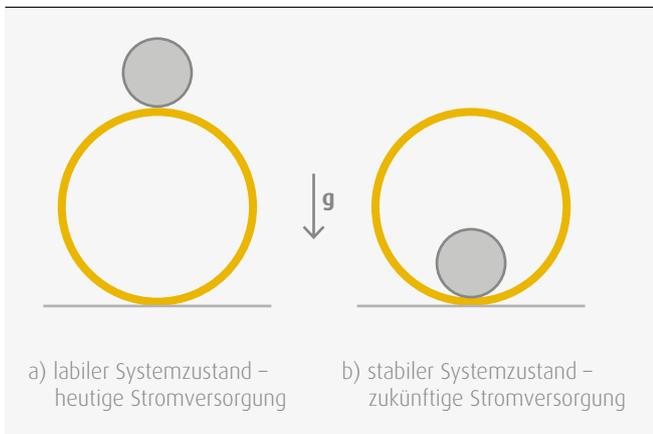
Bedingungen Notwendige Bedingung

Jedes technische System vereinigt Risikofaktoren in sich, die den operativen Betrieb in unterschiedlichen Graden beeinflussen können.

01 Beispiel

Annahmen Versorgungsgebiet	volkswirtschaftlicher Schaden	Kundenanzahl ohne Nutzenergie
Kundenanzahl: 1 Mio.	Ausfallfaktor $\lambda_0 = 0,01$	Gewichtungsfunktion: Zeitintervall = ¼ Stunde Gewichtung = konstant
Nutzenergie pro Kunde = 3.000 kWh/a	max. ausfallbare Jahresenergiemenge = 30 Mio. kWh	max. ausfallbare Energiemenge pro Zeiteinheit = $(4 \cdot 8760)^{-1} \cdot 30 \text{ Mio. kWh}$
Nutzenergie gesamt = 3.000 Mio. kWh/a = Nutzenergie Referenzjahr, das heißt, eingeschwungener Zustand	max. volkswirtschaftlicher Schaden auf monetären Wert der ausfallbaren Energiemenge begrenzt	max. 1 Prozent der Kunden steht jeweils in einem ¼-h-Zeitintervall keine Nutzenergie zur Verfügung

01 Gravitationsanalogie für grundlegend verschiedene Systemzustände



Sollte unter den vorhandenen Risikofaktoren einer mit dem Potenzial sein, das System jederzeit, kurzfristig und nachhaltig außer Betrieb zu setzen und es keine gleichwertigen redundanten Systeme gibt, dann enthält das System einen **substantziellen Risikofaktor**. Physikalisch gesehen handelt es sich um einen labilen Systemzustand, dessen Änderungen aus der Ruhelage sich im Allgemeinen chaotisch entwickeln. In einer solchen Situation ist es zwingend notwendig, das System durch ein anderes zu ersetzen (Abb. 1).

In der heute operativ genutzten Stromversorgungstechnologie sind substantielle Risikofaktoren enthalten, die jederzeit die oben genannten labilen Systemzustandsänderungen erzeugen können. Exemplarisch sei die signifikante strategisch-mechanische Zerstörungsmöglichkeit des Verbundnetzes durch einen terroristischen Anschlag auf das Höchstspannungsfreileitungsnetz genannt.

Hinreichende Bedingung

Um die Bedingungen aus dem Oberziel für den Auslöser hinreichend zu machen, muss eine Technologie aufgezeigt werden, welche in der Lage ist, die notwendige Energie ohne substantielle Risikofaktoren bereitzustellen. Wegweisende Konsequenz daraus ist, einen Vernetzungsgrad in der Erzeugung zu haben, der in Relation zur heute genutzten Technologie gegen Null geht. Damit muss die neue Erzeugungsanlagenstruktur in der Lage sein, die Bereitstellungenergie echt lokal-dezentral zu erzeugen.

Interessant ist, dass wesentliche Technologien hierfür bereits heute zur Verfügung

stehen. Explizit seien hier die Photovoltaik-, Brennstoffzellen-, Blockheizkraftwerks- aber auch Kernfusionstechnologien genannt, alle auf unterschiedlichen Niveaus bei Forschung und Entwicklung.

In dem neuen elektrischen Energieversorgungssystem wird jedoch eindeutig die physikalische Eigenschaft der Speicherbarkeit von elektrischer

Energie die Schlüsselfunktion einnehmen, ganz im Gegenteil zum heutigen System. Die lokale Speicherkapazität führt auch wieder wesentlich zu einer verbesserten Kurzschlussleistung, eine klassisch wichtige Systemstabilitätsgröße. Die Speicher selbst sind aufgrund ihrer physikalischen Eigenschaften Stromquellen und gleichzeitig Mastertechnologie gegenüber allen andern Stromerzeugern im Zielsystem. Damit ist auch die hinreichende Bedingung für den Auslöser eines Systemwechsels gegeben.

Der Transformationsprozess von der heutigen Situation zum formulierten Oberziel muss grundsätzlich nicht neu erfunden werden, es gibt ihn historisch bereits:

[eine Gliederung der Geschichte der Elektrizitätsversorgung] „unternahm 1936 der historisch interessierte Elektroingenieur Rudolf von Miller, der meinte, hierbei drei Hauptepochen unterscheiden zu können, nämlich die Epoche der

1. Blockstationen und Stadtzentralen,
2. Überlandwerke,
3. Großkraftwerke und der Verbundwirtschaft“ (Kierdorf, A, (Hrsg.) 1997).

Es gibt nur eine signifikante Änderung, der jetzige Transformationsprozess hat ein umgekehrtes Vorzeichen, verläuft also von den Großkraftwerken und der Verbundwirtschaft wieder zurück zur lokalen Erzeugung.

Die Führung dieses volkswirtschaftlichen Gesamtprozesses sollte durch eine Organisation erfolgen, die über einschlägige

Informationen verfügt, politische Verantwortung trägt und wirtschaftlich unabhängig ist, hier steht klar der nationale Stromnetzregulator im Fokus.

Der Transformationsprozess kann in drei parallel verlaufende Teilprozesse aufgespalten werden. **Der erste Teilprozess** (1. TP) transformiert das vorhandene Versorgungssystem in das Zielsystem und beinhaltet als inhaltliche Führungsgröße die Versorgungsrisikoreduktion. **Der zweite Teilprozess** (2. TP) steht für die notwendigen technologischen F + E-Aktivitäten und der **dritte Teilprozess** (3. TP) setzt in ausgewählten Pilotprojekt-Versorgungsregionen die neuen Zukunftslösungen um. Ziel ist es, verbindliche Masterlösungen für den ersten Teilprozess zu erzeugen.

Da es sich um erhebliche volkswirtschaftliche Veränderungen handelt, werden diese auch erhebliche Zeitrressourcen benötigen. Sie sollen hier mit einer mittleren regulatorischen Abschreibungsdauer, das heißt, ca. 40 Jahre, angenommen werden. Eine Randbedingung wäre dann, die Netzbetreiber würden mit dem Wissen keine Strand Investments mehr tätigen.

Im Folgenden wird der Gesamtprozess zeitlich in Dekaden eingeteilt:

Erste Dekade

Für den ersten Teilprozess gibt es zwei grundlegende Rahmenbedingungen: sowohl die europapolitische Zielsetzung einer europäischen Kupferplatte als auch das nationale Verbundnetz müssen aufgegeben werden.

Inhaltliche Führungsgröße zur Bildung von Netzsinseln der ersten Ebene ist die regulatorische Vorgabe zur Risikoabsenkung. Hier sei der Wert von 50 Prozent auf einen Referenzjahreswert angenommen. Maßnahmen der Energiewirtschaft sind die operative Auftrennung der internationalen Netzkupplungen und die Bildung von Netzsinseln der ersten Ebene. Somit zerfällt das nationale Netz in zwei oder mehrere autarke Höchstspannungsteilnetze, in die eindeutig die vorhandenen Großkraftwerke zugeordnet werden. Kraftwerke, die hier keine Zuordnung erhalten, das können auch regenerative Anlagen sein, müssen außer Betrieb genommen werden. Gegebenenfalls, müssen neue Überbrückungskraftwerke (z. B. Gasturbinenkraftwerke) realisiert werden. Im Vordergrund steht die zuverlässige Aufnahme der Versorgung der Kunden in diesen neuen Netzsinseln.

Im zweiten und dritten Teilprojekt steht die intensive Förderung von Forschung und Entwicklung, die Auswahl geeigneter Pilotprojekte und deren Zusammenspiel im Zentrum. Innerhalb der Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten ergibt sich aufgrund der Anforderungen folgendes Ranking: 1) elektrische Speicher (e to e) aller Größenordnungen, 2) neuartige lokale Photovoltaikanlagen zur Gewinnung elektrischer Energie im Endkundenbereich, 3) Brennstoffzellen und BHKW als Mikro- und Mega-Anlagen und 4) weiterführende neue Technologien zur Deckung hoher Energiedichten, wie die Kernfusion. Erstes Teilziel hier ist der Betrieb von Netzeinseln der zweiten Ebene in den Pilotprojekten.

Zweite Dekade

Im ersten Teilprozess erfolgt der operative Betrieb in den Netzeinseln der ersten Ebene und die Vorbereitung zur Bildung von autarken Netzeinseln der zweiten Ebene. Die regulatorische Zielmarke für die weitere Reduktion des Ausgangsbetriebsrisikos sei 30 Prozent.

Die heutigen Stromnetze werden in Netzeinseln zergliedert.

Damit erfolgt eine weitere Aufteilung der Netzeinseln der ersten Stufe. Man kann sich diese grundsätzlich als Regionalnetzstruktur jedoch ohne eine darüber liegende Verbundnetzstruktur vorstellen. Konsequenz muss die Erzeugungsstruktur weiter angepasst werden. Das heißt, hier werden die transparenten Ergebnisse des zweiten und dritten Teilprozesses aus der ersten Dekade verbindlich Einzug halten. Der signifikante Beginn des operativen Betriebes der Versorgung in den neuen Netzeinseln der zweiten Ebene steht am Ende des Zeitraumes im Focus.

Es werden Generationen von Anlagenkomponenten zur Verfügung gestellt (2. TP), die in Pilotprojekten (3. TP) eingesetzt werden. In den beiden ersten Zeitintervallen werden erhebliche monetäre Mittel zur Anschubförderung durch den Hauptprozessführer vergeben, die bei den Teilnehmern als Anreiz verbleiben. In den Pilotprojekten werden die Netzeinseln der dritten Ebene technologisch realisiert.

Dritte Dekade

Der erste Teilprozess ist durch den operativen Betrieb der Netzeinseln der zweiten Ebene und die Vorbereitung der autarken

Netzeinselngruppe der dritten Ebene geprägt. Regulatorisch sei als erneute Zielvorgabe die weitere Absenkung des Ausgangsbetriebsrisikos um 20 Prozent vorgegeben. Das heißt, im Sinne der regulatorischen Vorgaben ist damit kein signifikantes volkswirtschaftliches Risiko mehr vorhanden.

Zu Ausgestaltung der Netzeinseln der dritten Ebene kann grundsätzlich die Kommunalnetzstruktur jedoch ohne darüber liegende Regionalnetze als Leitlinie herangezogen werden. Am Ende des Zeitintervalls steht wieder der möglichst umfassende Beginn der Versorgung der Kunden schon aus den Netzeinseln der dritten Ebene.

Aus technologischer Sicht (2 TP) sind die inzwischen marktreif gewordenen Speicher und Erzeugungsanlagen nutzbar und können von wirtschaftlich tätigen Herstellern im Markt bereitgestellt werden. Die Forschung und Entwicklung wird eventuell nur noch für spezielle neue Technologien fortgesetzt. Die monetäre Unterstützung als Anreiz im Rahmen des Transformationsprozesses läuft im Zeitintervall aus.

Im dritten Teilprozess wandeln sich die Pilotprojekte zu wirtschaftlich unabhängigen Organisationen, die technologisch bereits in der Zielorganisation arbeiten. Das heißt: vollständiger Betrieb von Mikro-Netzen und speziellen dauerhaften Insellösungen für hohe Energiedichten. Die Netzeinseln der dritten Ebene sind in den Pilotprojekten voll umgesetzt.

Vierte Dekade

Im letzten Zeitintervall werden die Mastervorgaben aus den Pilotprojekten der vorangegangenen Dekade vollständig umgesetzt. Damit gibt es final eine neue Wertschöpfungskette, die sich ausschließlich an den Anforderungen der Stromkunden orientiert. Art und Umfang der heutigen klassischen energiewirtschaftlichen Unternehmen wird es in dieser neuen Situation nicht mehr geben.

Die energiewirtschaftliche Aufgabe der Bereitstellung elektrischer Energie bleibt, das Versorgungsrisiko ist volkswirtschaftlich zu Null geworden und der Endkunde kann seine individuelle Zuverlässigkeit durch die eingesetzte Technik selbst bestimmen. Der Umfang von Regulierungsaufgaben reduziert sich erheblich, sodass Regulierungsbehörden in der heutigen Form nicht mehr notwendig sind. Der stark abfallende nicht-lineare zeitliche Verlauf der Risikoreduktionsvorgaben ergibt sich zwingend aus der derzeitigen Risikoeinschätzung und gilt für den nicht eingeschwungenen Zustand.

Fazit

Man könnte geneigt sein, den hier gemachten Vorschlag für eine elektrische Energieversorgung der Zukunft mit der „Kostenkeule“ niederzuschmettern. Den kontrollierbaren Kosten für einen Systemwechsel stehen jedoch unkontrollierbare Kosten durch das Risiko möglicher Stromausfälle gegenüber. Bevor man dies macht, sei noch ein Zahlenbeispiel genannt: Bei einem Jahresverbrauch von etwa 500 Mrd. kWh in Deutschland und einem angenommenen Strompreis von nur 20 ct/kWh reden wir hier über eine volkswirtschaftliche Summe von 100 Mrd. Euro. An einem einzigen Tag würde sich der primäre Schaden durch nicht gelieferte elektrische Energie bereits auf ca. 300 Mio. Euro summieren. Hinzu kommen die sekundären Schäden durch die fehlende elektrische Energie, deren volkswirtschaftliche Höhe sämtliche Energiekosten und Investitionen weit in den Schatten stellen dürfte. Es käme zu nicht mehr kontrollierbaren Gesamtkosten, das heißt, kontrollierbare Kosten für einen Systemwechsel können kein Argument sein.

Ein flächendeckender Stromausfall stellt eine reale Gefahr dar, wie beispielsweise der Stromausfall im Münsterland klar signalisiert hat. Es gibt daher keine Alternative für einen Wechsel in der elektrischen Energieversorgung, der die hier definierte Zuverlässigkeit als Oberziel hat und als Prozess sofort beginnen muss. ☞



DR. MANFRED BENTHAU

Jahrgang 1956

- 1979–1992 Studium und Promotion der Physik
- 1992–2014 leitende Funktionen in einem großen deutschen Energiekonzern, seit 2005 in der Energienetzregulierung
- 2001–2005 Vorstand der Energiestiftung Schleswig-Holstein und der Innovationsstiftung Schleswig-Holstein
- seit 2014 Lehrbeauftragter der Technischen Universität München

e | m | w

Energie. Markt. Wettbewerb.

energate gmbh

Norbertstraße 5

D-45131 Essen

Tel.: +49 (0) 201.1022.500

Fax: +49 (0) 201.1022.555

www.energate.de

www.emw-online.com

Bestellen Sie jetzt Ihre persönliche Ausgabe!

www.emw-online.com/bestellen

