

Verteilungsnetze der Zukunft – Anforderungen, Lösungsansätze und Systemdienstleistungen

Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler

Institut für Hochspannungstechnik, RWTH Aachen University, Aachen und

Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V., Mannheim

Kurzfassung

Die umweltpolitischen und regulatorischen Rahmenbedingungen in Verbindung mit der alternden Netzinfrastruktur und Kostendegressionszielen definieren die Anforderungen an die Planung und den Betrieb der elektrischen Netze. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die gestiegenen technischen Anforderungen im Widerspruch zu deutlich höherer Systemflexibilität und geringeren Zielkosten stehen.

Es zeigt sich, dass eine integrierte Betrachtung von Strom- und Wärme-/Kältebedarf gerade für Verteilungsnetze besondere bedeutsam ist. Die vielfach diskutierten „intelligenten Netze“ (Smart Grids) allein stellen keine ausreichende Handlungsoption zur Erfüllung der Anforderungen dar. Der Beitrag zeigt auf, welche Interaktionen zwischen den Energieträgern konkret bestehen und welchen Einfluss diese auf den Einsatz innovativer Technologien bzw. Betriebskonzepte haben.

Abstract

Planning and operation of future energy systems are very much dependent on prerequisites given by environmental politics, regulations as well as ageing assets and cost cutting targets. These conditions especially cost cutting targets often do not fit to increased expectations on the technical performance and higher flexibility of power system infrastructure.

It can be shown that a system oriented approach towards integrated energy systems considering both electricity and heat/cold is getting more and more important especially for distribution systems. “Smart Grids” in general do not offer sufficient flexibility and cost saving aspects to cope with these challenges – this is specially valid since the definition of smart grids is getting more and more fuzzy with an overestimated impact on costs and sustainability. This contribution strives for an systematic analysis of the interaction between different energy carriers and their impact on the use of innovative technologies and operational / business concepts in distribution systems.

1 Rahmenbedingungen

Die kostengerechte Versorgung mit Energie und Wasser stellt weltweit eine der wesentlichen technisch-wirtschaftlichen Herausforderungen für die nächsten Jahrzehnte dar. In Europa und speziell in Deutschland wurden hohe Ziele zum Ausbau einer nachhaltigen Energieversorgung definiert, die zu einem großen Teil auf volatilen Energieträgern und dezentraler Energiebereitstellung basiert. Bis zum Jahr 2020 kann davon ausgegangen werden, dass die installierte Windenergieleistung über 35 GW (onshore) zuzüglich einer erwarteten off-shore Windenergieleistung über 15 GW beträgt. Im gleichen Zeitraum ist von einer installierten Leistung für Photovoltaik und Biomasse von über 15 GW auszugehen zuzüglich einer dezentralen Versorgung durch Kraft-Wärme-Kopplung in der gleichen Größenordnung [1 und eigene Untersuchungen].

Die Umsetzung dieser Pläne wird erhebliche Einflüsse auf die Planung, den (Aus-)Bau und den Betrieb

der Netzinfrastruktur nehmen. Während die zunehmende Leistungsdichte der Windenergieeinspeisung primär in die Spannungsebene ab und oberhalb von 110 kV erfolgt, müssen KWK, Biomasse und PV als dezentrale Einheiten überwiegend im Mittelspannungsnetz berücksichtigt werden. Gleichzeitig werden im Jahr 2020 bis zu 4 Mill. elektrisch betriebene Fahrzeuge als zusätzliche Verbraucher anzuschließen sein.

Dabei bestehen über den Betrachtungszeitraum wesentliche Unsicherheiten hinsichtlich der geographischen und quantitativen Umsetzung dezentraler Erzeugungseinheiten; dieses gilt insbesondere deshalb, da gerade KWK-, Biomasse- und PV-Anlagen (noch) stark von finanziellen Anreizsystemen abhängen. In Verbindung mit den angelaufenen Effizienzsteigerungsmaßnahmen besteht damit für Energieversorgungsunternehmen und besonders Netzbetreibern die Gefahr, dass die neue oder bestehende Infrastruktur durch fehlende oder sinkende Auslastung keine ausreichende Rendite abwirft. Diese Unsicherheiten wer-

den durch die aktuellen Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs unter Berücksichtigung einer zunehmenden privaten Mobilität durch Elektrofahrzeuge noch verstärkt (vgl. auch Bild 1 – ohne eMobilität).

Es zeigt sich zunehmend, dass Planung und Betrieb von Energienetzen bzw. die Entwicklung von Geschäftsmodellen nicht mehr ohne eine Betrachtung verschiedener, mehr oder weniger realistischer Entwicklungen erfolgen kann. Vielmehr sind Szenarioanalysen erforderlich, um eine Vielzahl von Systemparametern und Annahmen im Hinblick auf deren Einfluss auf die Auslegung und den späteren Betrieb von Energienetzen abzubilden. Bei deren Auswertung und Anwendung der Resultate ist dabei sicherzustellen, dass Parameterunsicherheiten und technische Optionen zur Erzielung einer erforderlichen Anpassungsmöglichkeit (Flexibilität) entsprechend berücksichtigt wurden.

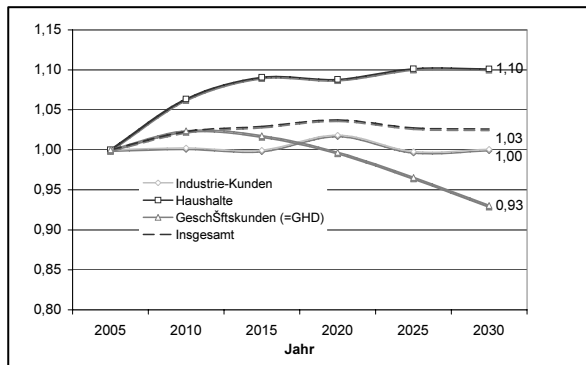


Bild 1 Entwicklung des Stromverbrauchs-Index (sektoral und gesamt) bis zum Jahr 2030

Die Ergebnisse der Szenarien definieren letztendlich die Anforderungen an Technologien, Planungsgrundsätze und benötigte Innovationen. Hierbei ist zudem noch zwischen den Anforderungen an die Primär- und Sekundärtechnik („Hardware“) sowie an ggfs. noch zu entwickelnde Geschäftsmodelle („Produkte“) zu differenzieren.

2 Erzeugungs- und Verbrauchsszenarien für Verteilungnetze

Resultate der Szenarioanalyse sind relevante Eingangsdaten für die Netzanalyse und -entwicklung sowie zur Definition von Anforderungen zukünftiger Technologien. Wesentlich für die Entwicklung geeigneter Szenarien ist eine Analyse der zu betrachteten Untersuchungsgebiete (z. B. Verteilungnetze) und Festlegung der Betrachtungsgrenzen bzw. Bilanzgrenzen. Am Beispiel eines gemischt vorstädtischen Verteilungnetzes wird die Vorgehensweise dargelegt.

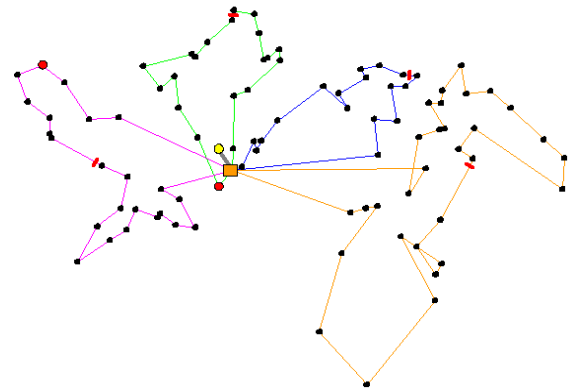


Bild 2 Struktur des Verteilungnetzes

Grundlage bildet ein Versorgungsgebiet mit folgenden Charakteristiken:

- Spannungsebene 10 kV; offen betriebenes Ringnetz
- Netzlänge ca. 50 km; Netzlast max. 20 MW_{el}

In dem Netzbereich liegt eine gemischte Laststruktur zwischen Haushalten, Gewerbe und Industrie vor. Die Szenarien sehen in dem Verteilungnetz eine Strom-/Wärmeproduktion durch verschiedene Typen dezentraler Einheiten unterschiedlicher Leistungsklasse zwischen 5 kW und 20 MW (entsprechend einer vollständigen Eigenversorgung) vor. Als Referenz dient das ursprüngliche Netz mit vernachlässigbarer Eigenenerzeugung.

Unter Berücksichtigung verschiedener Ausprägungen und Kombinationen für die Szenarienparameter

- dezentrale Erzeugungseinheit
- Brennstoffmix
- Strommix
- Wärmemix und
- Wärme-Strom-Verbrauchsverhältnis HPR (Heat to Power Ratio)

ergeben sich für jeden Netzbereich jeweils über 400 Varianten (vgl. Tabelle 1 und [2]).

Neben „klassischen“ technischen Bewertungskriterien, z. B. Einhaltung der in den Normen vorgegebenen Qualitätskenngrößen, erfolgt eine Bewertung der Szenarien auch unter Berücksichtigung der absoluten CO₂-Emissionen des Netzes und der Kosten.

Auslegung	Brennstoffmix	Strommix	Wärmemix	HPR
keine DEAs	2400g CO ₂ /m ²	~600g CO ₂ /kWh	~330g CO ₂ /kWh	4:1
BHKW dezentral Nahwärme Fernwärme	2300g CO ₂ /m ²	~520g CO ₂ /kWh	~300g CO ₂ /kWh	3:1
SOFC Brennstoffzelle	2200g CO ₂ /m ²	~380g CO ₂ /kWh	~200g CO ₂ /kWh	2:1

Tabelle 1: Ausprägungen verschiedener Systemparameter [2]

Exemplarisch zeigt Bild 3 die absoluten Emissionen (GWP – Global Warming Potential) des vorstädtischen Netzes für das Jahr 2030 bei einem konservativ angenommenen Heat-Power-Ratio HPR = 3. Es zeigen sich deutliche Emissionseinsparpotentiale durch KWK-Anlagen in Verbindung mit Nahwärmenetzen. Durch Kombination verschiedener dezentraler Erzeugungsanlagen kann ein „best case“ erzielt werden, dessen Emissionen unterhalb von 50 % (heutigen) des Referenzszenarios liegen. Durch Überdimensionierungen dezentraler Erzeugungsanlagen, z. B. in Verbindung mit erheblicher Rückspeisung in die überlagerten Ebenen, können sich jedoch auch Szenarien entwickeln, deren Gesamtemissionen um über 35 % oberhalb der heutigen Werte liegen.

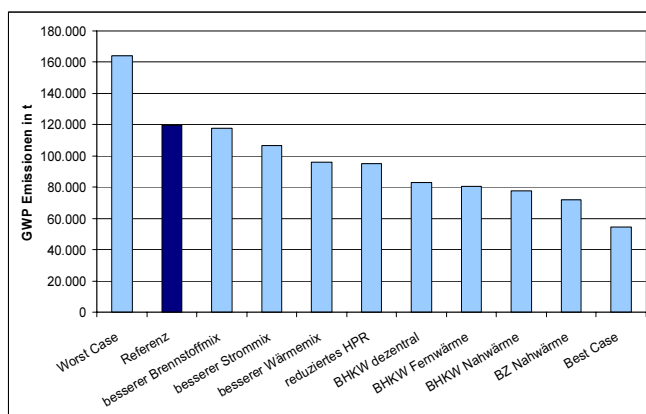


Bild 3 Emissionen des Verteilungsnetzes (HPR=3) nach [2]

Es ist somit sicherzustellen, dass finanzielle Anreize nicht nur der Förderung einzelner Technologien dienen, sondern zunehmend im Zusammenspiel mit anderen Energieträgern und Effizienzzielen betrachtet werden. Eine genauere Betrachtung der einzelnen Szenarien zeigt auf, dass die Art der Auslegung der Blockheizkraftwerke (Leistungsklasse) unter Berücksichtigung der Parameterunsicherheiten keinen signifikanten Einfluss auf die absoluten Emissionen nimmt. Dieses gilt explizit jedoch nicht für Anlagen der kleinsten Leistungsklasse, deren Einsatz bzw. Entwicklung aus Sicht sinkender Emissionen nicht empfohlen werden kann.

Ähnliche Überlegungen lassen sich aus dem erwarteten reduzierten Wärmebedarf zukünftiger Wohn- und Geschäftseinheiten ableiten. Ein sinkender Wärmebedarf erfordert zunehmend KWK-Einheiten mit hohem elektrischen Wärmebedarf bzw. einer Kombination von Einheiten verschiedener Leistungsklassen. Generell gilt zudem, dass Rückspeisungen in die überlagerten Netze höhere Systemverluste bewirken. Gerade zu Zeiten eines hohen Wärmebedarfs sind somit zusätzliche Stromverbraucher ökologisch und ökonomisch interessant, die ggfs. direkt zur Reduktion der installierten Wärmeleistung herangezogen werden können (z. B. KWK leicht unterdimensioniert und Bereitstel-

lung der benötigten Wärme über Wärmepumpe oder elektrische Heizsysteme (siehe auch [3]).

Allen Szenarien und Netztopologien ist gemeinsam, dass „globale“ Eingangsparameter, z.B. Zusammensetzung des Strommix', des Wärmemix', sowie Energieeinsparung generell dominant sind. Unter der Annahme, dass die Gewinnung von Effizienzpotentialen mit hoher Priorität umgesetzt wird, kommt der Entwicklung von Einheiten mit hoher elektrischer Effizienz bzw. der Kombination verschiedener Einheiten eine wachsende Bedeutung zu. Brennstoffzellen als dezentrale Hausanlagen können nur dann eine interessante Alternative darstellen, wenn die Wasserstoffbereitstellung mit minimalen Emissionen verbunden ist.

3 Anforderungen an Technologien und Handlungsempfehlungen für den Betrieb zukünftiger Verteilungsnetze

Die umweltpolitischen Ziele fokussieren auf die strategische Ausrichtung der Erzeugungslandschaft sowie des Verbraucherverhaltens. Hieraus ergeben sich Anforderungen an die Netzinfrastruktur, die Versorgungsaufgaben unter stärkerem Kostenzwang bei erwarteter hoher technischer Qualität zu erfüllen hat.

Hierbei gilt es, der erweiterten Interaktion zwischen den Verteilungs- und Übertragungsnetzen sowie den Energieträgern (Strom, Gas, Wärme/Kälte) verstärkt Rechnung zu tragen. Für Verteilungsnetze stellen dabei besonders die langfristig nur schwer prognostizierbaren Anschlussleistungen dezentraler Energieträger eine Herausforderung dar. Auch besteht damit die Gefahr, bei Ersatzmaßnahmen in Umspannwerken aufgrund fehlender Lasten die Leitungs- und Umspannkapazität zu reduzieren, die ggfs. zu geringeren Netzkurzschlussleistungen führt. Eine hohe Netzkurzschlussleistung in Verteilungsnetzen wiederum ist essentiell für eine hohe Spannungsqualität, insbesondere bei stark schwankenden Lastflüssen mit z. T. häufig wechselnden Lastflussrichtungen selbst in den Niederspannungsnetzen.

Der Betrieb der Verteilungsnetze erfüllt auch zukünftig die Mindestanforderungen an Versorgungsqualität und Sicherheit, z. B.

- zulässige Dauerstrombelastbarkeit von Leitungen und Transformatoren
- zulässige Spannungsbänder
- minimale und maximale Kurzschlussströme
- Versorgungsqualität
- Selektiver Netzschutz insbesondere bei hohem Anteil dezentraler Erzeugungseinheiten

Diese Anforderungen sind auch zu erfüllen, wenn zukünftig dezentrale Einheiten in Interaktion mit dem Energieversorgungsnetz stehen, die sich durch einen

teilweise extrem hohen Gleichzeitigkeitsfaktor und extrem geringer Kurzschlussleistung auszeichnen. Jedoch sind aufgrund der nicht unerheblichen Unsicherheiten zur zukünftigen Entwicklung dezentraler Erzeugungseinheiten und angeschlossenen Elektrofahrzeuge die Maßnahmen zur Erfüllung der Anforderungen möglichst flexibel und kostengünstig zu gestalten. Aufgrund der derzeit bekannten Entwicklungspotenziale von Elektrofahrzeugen, den Maßnahmen zur Gewinnung von Effizienzpotenzialen sowie der Bedeutung der Netzverluste für die spezifischen CO₂-Emissionen lassen sich u. a. folgende Anforderungen an die Infrastruktur und Handlungsempfehlungen ableiten:

1. Bereitstellung der erforderlichen Übertragungs- und Verteilungskapazität
 - a. Horizontal durch ausreichende Leitungsquerschnitte und ggfs. dynamische Leiter(seil)auslastung
 - b. Vertikal durch Anpassung der Umspannkapazität (insbesondere bei Zunahme der Elektrofahrzeuge mit Anschlussleistungen oberhalb von 4 kW)
 - c. Kontinuierliche Anpassung der Netzanschlussregeln an Systemerfordernisse
2. stärkere Automatisierung und Ausrüstung der zweiten Verteilnetzebene mit Informations- und Kommunikationstechnik, z. B. zur
 - a. schnelleren Fehlerklärung
 - b. Bereitstellung relevanter Informationen für das Asset Management
 - c. Einbindung dezentraler Erzeugungseinheiten und elektrischen Fahrzeugen mit dem Ziel der Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Regelleistung, Regelenergie, Entwicklung neuer Geschäftsmodelle und Produkte)

Es zeigt sich, dass der alleinige Einsatz proprietärer Technologien, z. B. semi-intelligenter Zähler, keinen ausreichenden Beitrag zur Senkung der Systemkosten oder -emissionen leistet. Vielmehr sind aus den, z. T. regional differierenden, Szenarien Anforderungen an die Verteilungsnetze abzuleiten, die anschließend in technische Regelwerke (NARs) und modifizierten Geschäftsmodellen überführt werden können.

4 Zusammenfassung/Ausblick

Die Integration dezentraler Erzeuger und erneuerbarer Energieträger definiert gestiegene Anforderungen an die Verteilungsnetze der Zukunft. Aktuelle Untersuchungen zeigen auf, dass Kosten- und Emissionsziele nur erreicht werden, wenn ein systembezogener Optimierungs- und Planungsansatz gewählt wird, der alle relevanten Energieträger Gas, Strom und Wärme/Kälte integrativ berücksichtigt.

Es zeigt sich zudem, dass neben „innovativen,, Ansätzen (stärkerer Einsatz von IuK-Technologien) die Be-

reitstellung einer angemessenen Übertragungs- und Verteilungskapazität wesentlich für eine zukunftsorientierte Energieversorgung ist. Die Nutzung dieser Infrastruktur mit „nichtkonventionellen“ Geschäftsmodellen, z. B. der Bereitstellung von Regelreserve über eine Vielzahl angeschlossener (rückspeisefähiger) Kunden, wird zukünftig ein wesentliches Alleinstellungsmerkmal moderner Verteilungsnetze sein.

Unter Berücksichtigung standardisierter Kommunikationstechniken, relevanten Prozessinformationen und einer deutlich verbesserten Kenntnis der Kundenbedürfnisse sind technisch pareto-optimale Netzbetriebszustände realisierbar, die (Teil-)Netze unter verschiedenen, z. T. widersprüchlichen Zielgrößen optimiert betrieben werden können, z. B. Optimierung hinsichtlich Kosten, Emissionen, Effizienz.

5 Literatur

- [1] EWI/Prognos: Energiereport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030, Energiewirtschaftliche Referenzprognose – Schlussbericht, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Köln/Basel, April 2005
- [2] Smolka, T.: Ein Verfahren zur ganzheitlichen Bewertung des Einsatzpotentials von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen in Verteilungsnetzen, zur Annahme eingereichte Dissertation, RWTH Aachen University, 2008
- [3] Dederichs, T. et al: Zukünftige Strom- und Wärmeverversorgung in Haushalten und Gewerbe, ETG-Fachtagung „Effiziente Energieversorgung: Chancen für Verteilungsnetze“, VDE Kongress 2008