

Zusammenhang von Zuverlässigkeit und Kosten in Mittelspannungsnetzen

Correlations between Reliability of Supply and Costs of Medium-Voltage Networks

Dipl.-Ing. Frank Wirtz, Dipl.-Ing. Simon Krahl und Univ.-Prof. Dr.-Ing. H.-J. Haubrich
Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Deutschland

Kurzfassung/Abstract

Der Aufbau einer Regulierungsbehörde für Strom- und Gasnetze in Deutschland und die fortschreitende Einführung von Regulierungsstandards nach europäischem Vorbild führt bei vielen Netzbetreibern zu einer kritischen Prüfung der Effizienz ihrer Netze. Die unterschiedlichen Einflüsse auf die Versorgungszuverlässigkeit als wichtigstes Qualitätsmerkmal von Verteilungsnetzen und deren spezifische Kosten sind bisher jedoch nur unzureichend bekannt. Dabei werden die Versorgungszuverlässigkeit signifikant und die Netzkosten in hohem Maße durch die Mittelspannungsnetze beeinflusst. Aus diesem Grund werden in der hier exemplarisch dargestellten Forschungsarbeit zum einen die Auswirkungen der Versorgungsaufgabe und zum anderen effiziente Einflussmöglichkeiten der Netzbetreiber auf Versorgungszuverlässigkeit und Netzkosten von Mittelspannungsnetzen bewertet. Mit den Methoden und Ergebnissen dieser Arbeit ist es möglich, Zuverlässigkeit und Kosten von Mittelspannungsnetzen in Planungs- und Bewertungsprozessen besser aufeinander abzustimmen.

Due to the establishment of a regulation authority, German system operators have to face similar regulation methods and standards concerning costs and reliability, as they are already established in several European countries. Hence, the system operator has to ensure reasonable use-of-system charges while providing an appropriate level of supply reliability. However, correlations between reliability and costs of distribution networks are still insufficiently established. In this context, medium-voltage networks have a significant impact on supply reliability and a strong influence on network costs. For this reason, the impact of the area to be supplied and individual network planning constraints on correlations between supply reliability and network costs has been analyzed. With results of this exemplarily presented research project system operators as well as regulation authorities can achieve a more efficient adjustment of supply reliability and network costs concerning individual medium-voltage networks.

1. Einleitung

Mit Inkrafttreten des novellierten Energiewirtschaftsgesetzes und der Einführung einer Anreizregulierung [1] wurde auch in Deutschland der von der Europäischen Gemeinschaft geforderte Wechsel vom verhandelten zum regulierten Netzzugang vollzogen. Die Bewirtschaftung der elektrischen Verteilungsnetze, die nach wie vor ein natürliches Monopol darstellen, soll auf diese Weise zukünftig einen wettbewerbsähnlichen Kostendruck erfahren.

Eine ausschließliche Bewertung von Kosten und Erlösen ohne Berücksichtigung der Versorgungsqualität würde jedoch ein Effizienzstreben der Netzbetreiber stimulieren, das langfristig zu Lasten der Versorgungsqualität geht. Aus diesem Grund sieht die Anreizregulierungsverordnung die Einführung einer Qualitätsregulierung vor. Die Definition diskriminierungsfreier und effizienter Regulierungsmechanismen sowie die Konzeption von Verteilungsnetzen mit nachhaltig angemessenem Kosten- und Qualitätsniveau setzen eine detaillierte Kenntnis der bisher nur unzureichend quantifizierten Zusammenhänge zwischen der Versorgungszuverlässigkeit als wichtigstem Qualitätsaspekt von Verteilungsnetzen und den Netz-

kosten voraus. Im Fokus stehen dabei die Netze der Mittelspannungsebene, da diese die Versorgungszuverlässigkeit der Letztverbraucher sehr deutlich und die Netzkosten in hohem Maße bestimmen.

Aus diesem Grund werden in der vorliegenden Arbeit die Auswirkungen unterschiedlicher Einflussgrößen auf Zuverlässigkeit und Kosten von Mittelspannungsnetzen sowie deren Zusammenhänge untersucht. Zum einen wird dabei der Einfluss der Versorgungsaufgabe auf die Versorgungszuverlässigkeit bewertet. Zum anderen werden die Einflussmöglichkeiten netzplanerischer Freiheitsgrade untersucht, um Planungsvorgaben zur kostenminimalen Erfüllung von Zuverlässigkeitsvorgaben für individuelle Versorgungsaufgaben zu bestimmen.

2. Mittelspannungsnetze

2.1. Bewertungskriterien

Die in dieser Arbeit betrachteten Bewertungskriterien umfassen die Versorgungszuverlässigkeit sowie die Kosten von Mittelspannungsnetzen.

2.1.1. Versorgungszuverlässigkeit

Die Versorgungszuverlässigkeit wird durch das Auftreten und das Ausmaß von Versorgungsunterbrechungen bestimmt und hängt vom Ausfallverhalten der Betriebsmittel sowie von den systemtechnischen Auswirkungen der Betriebsmittelausfälle im Netz ab. Eine Quantifizierung der Versorgungszuverlässigkeit kann nur mittels probabilistischer Kenngrößen zur Beschreibung des störungsbedingten Auftretens von Versorgungsunterbrechungen erfolgen, wobei sich die folgenden Kenngrößen auch international bewährt haben:

- Unterbrechungshäufigkeit H_U [1/a]
- Unterbrechungsdauer T_U [h]
- Nichtverfügbarkeit Q_U [min/a]

Da in dieser Arbeit eine große Anzahl unterschiedlicher Netzvarianten analysiert wird, erfolgt die Auswertung der Zuverlässigkeitskenngrößen systembezogen für ein gesamtes Mittelspannungsnetz. Da nur die systemtechnischen Auswirkungen betrachtet werden, wird das Betriebsmittelausfallverhalten der VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik [2] entnommen und bildet für die durchgeführten Untersuchungen eine feste Eingangsgröße.

2.1.2. Netzkosten

Für die Untersuchungen dieser Arbeit ist die Betrachtung der unmittelbar netzbedingten Kosten angemessen, die sich aus den Errichtungskosten der Anlagen sowie den Betriebs- und Verlustkosten zusammensetzen. Mittelbar netzbedingte Kosten, u.a. für Verwaltung, Steuern und Versicherungen, weisen keinen direkten Zusammenhang mit der Versorgungszuverlässigkeit auf und werden deshalb nicht betrachtet. Aufgrund des fernen Planungshorizonts der durchgeführten Grundsatzuntersuchungen und unter Voraussetzung zyklischer Reinvestitionen zu gleichen Bedingungen am Ende der Anlagennutzungsdauer kann die wirtschaftliche Bewertung unabhängig von Restwerten und Investitionszeitpunkten anhand der durchschnittlichen jährlichen Netzkosten erfolgen. Dazu werden einmalig anfallende Ausgaben mithilfe der Annuitätsmethode unter Berücksichtigung der Zinswirkung in äquivalente, jährliche Ausgaben umgerechnet [3]. Um die Netze unterschiedlicher Versorgungsaufgaben vergleichen zu können, werden die Netzkosten auf die Jahreshöchstlast des Versorgungsgebietes bezogen.

2.2. Einflussgrößen

Versorgungszuverlässigkeit und Kosten von Mittelspannungsnetzen werden durch unterschiedliche Planungsvorgaben beeinflusst (**Bild 1**). Diese Planungsvorgaben umfassen die Strukturmerkmale der Versorgungsaufgabe, die Parametrierung netzplanerischer

Freiheitsgrade und die technischen Randbedingungen für die Netzauslegung.

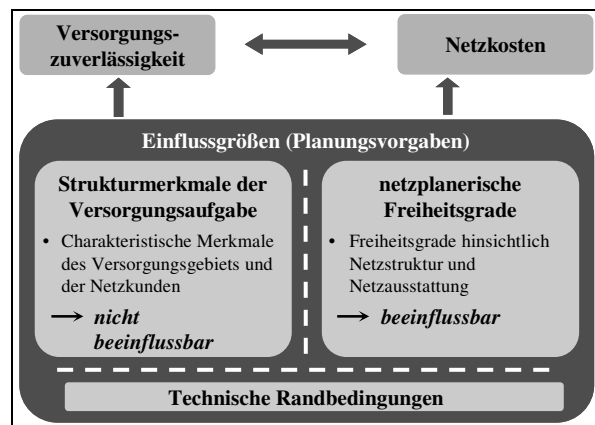


Bild 1: Planungsvorgaben

2.2.1. Strukturmerkmale der Versorgungsaufgabe

Die Strukturmerkmale der Versorgungsaufgabe beschreiben das Versorgungsgebiet sowie die dort ansässigen Netzkunden und umfassen somit die vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Planungsvorgaben.

Das Versorgungsgebiet wird u.a. über Größe und Form, topographische Besonderheiten (z. B. Flüsse, Seen oder Naturschutzgebiete) und die Bodenbeschaffenheit charakterisiert. Die für Mittelspannungsnetze auslegungsrelevanten Netzkunden umfassen zum einen die über Ortsnetzstationen und die unterlagerten NS-Netze versorgten NS-Kundenanschlüsse und zum anderen die Mittelspannungskunden, die z. B. aufgrund hoher Leistungsanforderungen einen direkten MS-Netzanschluss erfordern. Für die Netzplanung werden die zu berücksichtigenden Netzkunden durch Anzahl, Dimensionierung und Verteilung von Ortsnetzstationen und MS-Kundenanschlüssen ausreichend beschrieben.

Ein großer Teil der Netzkunden ist üblicherweise in Siedlungsgebieten konzentriert. Innerhalb der Siedlungen hängt die Lastverteilung von der Flächennutzung ab und ist oftmals ungleichmäßig verteilt. Die Inhomogenität der Lastverteilung ist somit auch ein charakteristisches Merkmal der Versorgungsaufgabe.

2.2.2. Netzplanerische Freiheitsgrade

Netzplanerische Freiheitsgrade umfassen die vom Netzbetreiber beeinflussbaren Planungsvorgaben. Ihre individuelle Parametrierung ermöglicht eine gezielte Beeinflussung von Struktur und Ausstattung und somit von Kosten und Zuverlässigkeit der Netze.

Zu den Freiheitsgraden bezüglich der Netzstruktur zählen z. B. die Wahl der Netzform oder die Möglichkeiten bei der Trassenwahl. Freiheitsgrade hinsichtlich der Netzausstattung umfassen z. B. die Ausstattung mit Fernwirk- oder Automatisierungstechnik sowie den Einsatz von Kabel und Freileitung.

2.2.3. Technische Randbedingungen

Für einen sicheren Betrieb sowie eine angemessene Zuverlässigkeit müssen Mittelspannungsnetze technische Mindestanforderungen erfüllen. Dazu zählen im Wesentlichen Vorgaben hinsichtlich der im Folgenden aufgeführten Kriterien:

- (n-1)-Sicherheit nach Umschaltung oder durch Notmaßnahmen
- Betriebsmittelbelastungen
- Betriebsspannungen
- Kurzschlussströme

Normen und Betriebsmittelspezifikationen erlauben für diese Netzauslegungskriterien nur geringe Variationsmöglichkeiten, sodass in dieser Arbeit praxisübliche Grenzwerte (z. B. [4]) als feste Randbedingung bei der Netzplanung berücksichtigt werden.

3. Untersuchungsmethodik

3.1. Verfahrensauswahl

Der Einfluss von Planungsvorgaben auf Zuverlässigkeit und Kosten von Mittelspannungsnetzen kann zum einen mit analytischen Untersuchungsansätzen bewertet werden. Diese basieren auf der Auswertung einer großen Anzahl realer Netze. Dabei ist jedoch die Ursache für Veränderungen der Bewertungskenngrößen oftmals nicht eindeutig [5]. Darüber hinaus ist eine Separation von nicht zu betrachtenden Einflussfaktoren, wie beispielsweise der historischen Entwicklung, kaum möglich.

Aus diesem Grund basieren die Untersuchungen dieser Arbeit auf der Modellierung und Analyse synthetischer Versorgungsaufgaben. Diese erlauben eine untersuchungsspezifische Parametrierung der betrachteten Versorgungsaufgaben und Netzplanungsprozesse [6]. Im Vergleich zu einer statistischen Auswertung realer Versorgungsaufgaben liefert der synthetische Ansatz somit eindeutige funktionale Zusammenhänge zwischen den Einfluss- und Bewertungskenngrößen.

3.2. Vorgehensweise

Ein wesentlicher Verfahrensbaustein dieser Arbeit ist die Kosten-Zuverlässigkeits-Analyse, die innerhalb eines Untersuchungsszenarios für eine konkrete Versorgungsaufgabe mittels automatisierter Netzplanung und unter Berücksichtigung vordefinierter Randbedingungen und Freiheitsgrade die zur Einhaltung unterschiedlicher Zuverlässigkeitsgrenzwerte minimal notwendigen Netzkosten ermittelt (**Bild 2**).

Für jedes Untersuchungsszenario wird anhand einer praxisgerechten Parametrierung vorgegebener Strukturmerkmale mit einem eigens hierzu entwickelten Verfahren eine synthetische Versorgungsaufgabe ge-

neriert, die alle wesentlichen Zusammenhänge realer Versorgungsaufgaben berücksichtigt und die vorgegebenen Strukturmerkmale hinreichend genau widerspiegelt.

In Abhängigkeit der zu untersuchenden Einflussgrößen erhält ein Teil der netzplanerischen Freiheitsgrade eine unveränderliche Parametrierung, sodass für diese Planungsvorgaben ein identischer Einfluss auf die Ergebnisse des Untersuchungsszenarios vorausgesetzt werden kann. Für die verbleibenden Freiheitsgrade werden allenfalls Variationsbandbreiten vorgegeben. Sie stellen bei der folgenden automatisierten Netzplanung die zu optimierenden Parameter dar.

Zu den unveränderlichen Planungsvorgaben zählen weiterhin die technischen Randbedingungen, die Errichtungs- und Betriebskosten sowie die Zuverlässigkeitskenngrößen der Betriebsmittel.

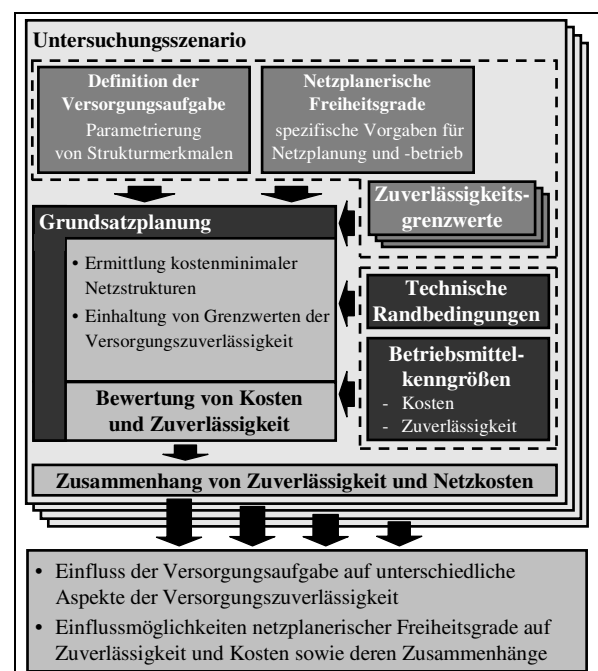


Bild 2: Methodisches Vorgehen

Für die vorgegebene Versorgungsaufgabe werden anschließend unter Berücksichtigung sämtlicher Planungsvorgaben und für unterschiedliche Zuverlässigkeitsgrenzwerte kostenminimale Zielnetze ermittelt. Dazu wird ein praxiserprobtes, rechnerbasiertes Netzplanungsverfahren eingesetzt, das auch für umfangreiche Versorgungsaufgaben die Bestimmung kostenminimaler, technisch zulässiger und grundsätzlich realisierbarer Mittelspannungsnetze in akzeptabler Rechenzeit ermöglicht. Das Ergebnis eines Untersuchungsszenarios umfasst somit für eine konkrete Versorgungsaufgabe die zur Einhaltung unterschiedlicher Zuverlässigkeitsniveaus minimal notwendigen Netzkosten.

Die Analyse des Einflusses einer individuellen Planungsvorgabe auf Zuverlässigkeit und Kosten erfolgt in einer Untersuchungsreihe durch die Generierung und Auswertung mehrerer Untersuchungsszenarios, die sich bei sonst identischen Planungsvorgaben nur hin-

sichtlich der zu untersuchenden Einflussgröße unterscheiden.

Um auf diese Weise den Einfluss der Versorgungsaufgabe zu analysieren, werden somit Untersuchungsszenarien betrachtet, deren Versorgungsaufgaben sich hinsichtlich eines Strukturmerkmals unterscheiden. Dieses wird innerhalb praxisüblicher Bandbreiten variiert. Um hingegen den Einfluss eines netzplanerischen Freiheitsgrades zu bewerten, wird innerhalb einer Untersuchungsreihe eine einheitliche Versorgungsaufgabe betrachtet und die zu untersuchende Planungsvorgabe innerhalb praxisüblicher Bandbreiten variiert.

Die vergleichende Auswertung aller Untersuchungsszenarien einer Untersuchungsreihe ermöglicht schließlich eine quantitative Bewertung des Einflusses der untersuchten Planungsvorgabe.

4. Exemplarische Ergebnisse

Mit der vorgestellten Methodik wurde der Einfluss unterschiedlicher Planungsvorgaben auf den Zusammenhang von Zuverlässigkeit und Kosten von Mittelspannungsnetzen untersucht. Im Folgenden sind exemplarisch einige dieser Untersuchungsergebnisse dargestellt.

4.1. Allgemeine Zusammenhänge

Zunächst wird ein einzelnes Untersuchungsszenario betrachtet, um allgemeine Zusammenhänge zwischen Zuverlässigkeit und Kosten von Mittelspannungsnetzen aufzuzeigen, die als Grundlage für alle weiteren Untersuchungen dienen. Dazu wird eine ländliche Versorgungsaufgabe mit einer Gesamtfläche von ca. 100 km² und 216 Netzstationen mit einer Gesamtjahreshöchstlast von ca. 32 MW betrachtet. Das Netzgebiet wird über eine eigensichere 110/20-kV-Umspannstation versorgt.

In diesem Untersuchungsszenario werden zunächst nur Freiheitsgrade hinsichtlich der Netzstruktur berücksichtigt. Andere netzplanerische Freiheitsgrade erhalten eine unveränderliche Parametrierung. So werden offen betriebene 20-kV-Ringnetze vorausgesetzt, die mit einem Standardleitungstyp (VPE-Kabel, Al 150 mm²) geplant werden. Die 20-kV-Schaltanlagen der speisenden Umspannstation sind als Einfachsammlerschienenanlage mit zwei getrennten Abschnitten ausgeführt und nur die Abgangsschaltfelder dieser Schaltanlage weisen Leistungsschalter mit entsprechender Schutztechnik auf. Für dieses Untersuchungsszenario sind in **Bild 3** die zur Einhaltung von maximal zulässigen Unterbrechungshäufigkeiten minimal erforderlichen Netzkosten dargestellt.

Das ohne die Vorgabe von Zuverlässigkeitsgrenzwerten resultierende Referenznetz erfüllt mit 4 Netzingen die Versorgungsaufgabe zu minimalen Netzkosten und weist dabei auch das niedrigste Zuverlässigkeitsniveau auf. Eine weitere Reduktion der Ringanzahl

würde zu Netzvarianten mit höheren Unterbrechungshäufigkeiten führen, die jedoch entweder auch höhere Kosten aufweisen und somit wirtschaftlich ineffizient sind oder bei niedrigeren Kosten technische Randbedingungen verletzen und somit unzulässig sind.

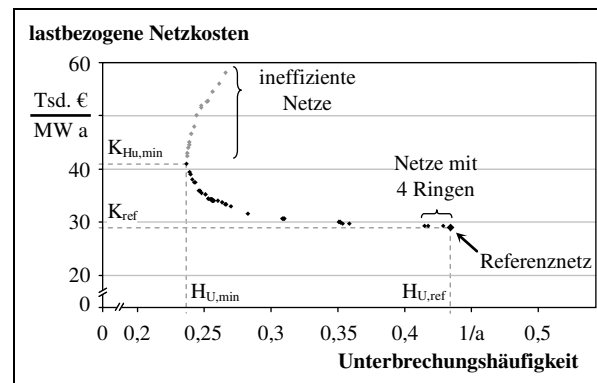


Bild 3: Zusammenhang von Unterbrechungshäufigkeit und Netzkosten

Werden restriktivere Grenzwerte für die Unterbrechungshäufigkeit vorgegeben, so resultieren aufwendigere Netzstrukturen mit niedrigeren Unterbrechungshäufigkeiten und erwartungsgemäß auch höheren Netzkosten. Eine deutliche Reduktion der Unterbrechungshäufigkeiten ist mit netzstrukturellen Freiheitsgraden nur durch eine Erhöhung der Ringanzahl zu erreichen, da auf diese Weise die Anzahl von Netzbetriebsmitteln innerhalb der Auslösbereiche merklich sinkt. Gleichzeitig steigt jedoch auch die Anzahl der Abgangsschaltfelder der speisenden 20-kV-Schaltanlage, was eine Erhöhung der Unterbrechungshäufigkeit in den versorgten Abgängen zur Folge hat. Beide Effekte kompensieren sich schließlich, sodass eine Netzvariante mit minimal erreichbarer Unterbrechungshäufigkeit H_{U,min} existiert. Eine weitere Erhöhung der Ringanzahl führt zu aufwendigeren Netzstrukturen mit höheren Kosten, die jedoch aufgrund des dann dominanten Einflusses der speisenden 20-kV-Schaltanlage auch höhere Unterbrechungshäufigkeiten aufweisen und somit nicht effizient sind.

In **Bild 4** sind für unterschiedliche Ringanzahlen die minimalen Unterbrechungshäufigkeiten nach den verursachenden Betriebsmittelgruppen unterteilt dargestellt, sodass der gegensätzliche Einfluss von Netzstation- und Leitungsfehlern sowie der speisenden 20-kV-Schaltanlage deutlich wird.

Eine Veränderung der Netzstruktur infolge einer veränderten Trassenführung bei konstanter Ringanzahl zeigt nur sehr geringe Auswirkungen auf die Unterbrechungshäufigkeit. Im Vergleich zur Referenznetzstruktur mit 4 Ringen ermöglicht die bloße Veränderung der Netzstruktur bei konstanter Ringanzahl eine Reduktion der Unterbrechungshäufigkeit um bis zu 3,5 % bei einem gleichzeitigen Kostenanstieg von ca. 1 %. Durch eine Veränderung der Netzstruktur von 4 auf 12 Ringe ist hingegen eine Reduktion der Unterbrechungshäufigkeit um 45 % bei einem gleichzeitigen Kostenanstieg von 37 % möglich.

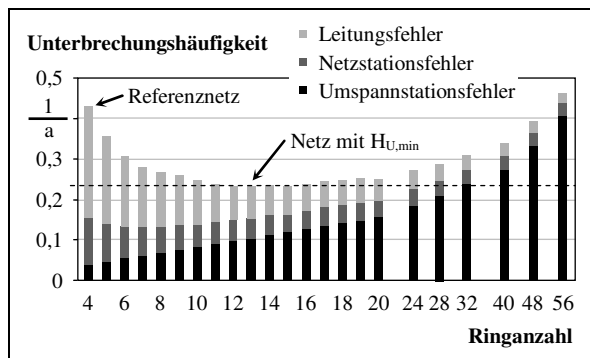


Bild 4: Unterbrechungshäufigkeiten von Netzvarianten mit unterschiedlicher Ringanzahl

4.2. Bewertung von Einflussgrößen

In dieser Arbeit wurde der Einfluss unterschiedlicher Planungsvorgaben auf Unterbrechungshäufigkeit und Unterbrechungsdauer sowie die spezifischen Netzkosten analysiert. Im Folgenden sind exemplarisch die Untersuchungsergebnisse zum Einfluss der Strukturmerkmale mittlere Netzstationslast und mittlerer Netzstationsabstand dargestellt.

4.2.1. Mittlere Netzstationslast

In **Bild 5** sind die Zusammenhänge von Unterbrechungshäufigkeit und Netzkosten für eine Untersuchungsreihe dargestellt, die Untersuchungsszenarien mit unterschiedlichen mittleren Netzstationslasten betrachtet. Die mittleren Netzstationsabstände betragen einheitlich 600 m, sodass die Szenarien unterschiedliche mittlere Lastdichte aufweisen.

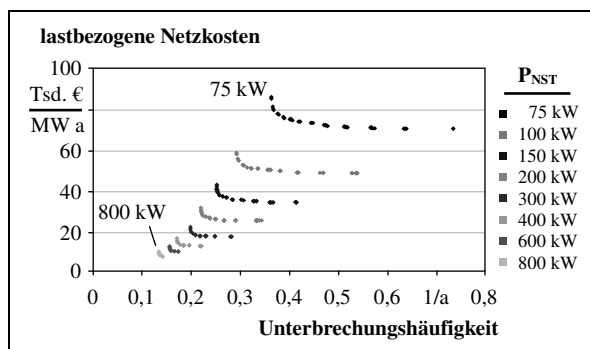


Bild 5: Einfluss der mittl. Netzstationslast auf Unterbrechungshäufigkeit und Netzkosten

Für jedes Untersuchungsszenario wird bei der synthetischen Generierung der Versorgungsaufgabe in Abhängigkeit der Lastdichte die kostenminimal zu versorgende Gesamtlast bestimmt [7]. Mit der mittleren Netzstationslast kann daraus die zu berücksichtigende Netzstationsanzahl ermittelt werden.

In dieser Untersuchungsreihe führt ein Anstieg der Netzstationslasten bei konstanten mittleren Abständen zu einem Anstieg der mittleren Lastdichte, sodass die Versorgungsgebiete nach [7] größere Gesamtlasten aufweisen. Da der Anstieg der Gesamtlast schwächer

als der Anstieg der Netzstationslast ist, sinken die Netzstationsanzahlen bei steigender Netzstationslast. Die Ergebnisse in **Bild 5** zeigen, dass sowohl die lastbezogenen Netzkosten als auch die Unterbrechungshäufigkeiten bei sinkenden Netzstationslasten nicht linear ansteigen. Der Netzkostenanstieg ist im Wesentlichen auf eine steigende Stromkreislänge zurückzuführen, die zur Anbindung einer ebenfalls steigenden Netzstationsanzahl erforderlich ist.

Der Anstieg der Stromkreislänge führt auch zu höheren Unterbrechungshäufigkeiten. Um diese Effekte näher zu bewerten, sind in **Bild 6** die Unterbrechungshäufigkeiten der Referenznetze, der Netze mit minimaler Unterbrechungshäufigkeit sowie von Netzen mit gleicher Ringanzahl gegenübergestellt.

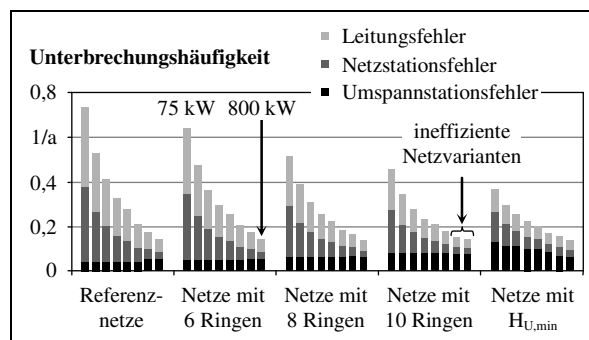


Bild 6: Einfluss der mittl. Netzstationslast auf die Unterbrechungshäufigkeit

Im Gegensatz zu den Netzkosten wird die Unterbrechungshäufigkeit auch unmittelbar durch eine mit sinkenden Netzstationslasten steigenden Anzahl von Netzstationen und Netzstationsfehlern beeinflusst. Dieser Effekt wird bei größeren Ringanzahlen schwächer, da die steigende Netzstationsanzahl dann auf eine größere Anzahl von Abgängen und somit Schutzbereichen verteilt wird. Dabei ist zu beachten, dass Netzvarianten mit höheren Ringanzahlen in Szenarien mit hoher Netzstationslast und geringer Netzstationsanzahl bereits ineffiziente Netzvarianten darstellen können, wenn eine äquivalente Unterbrechungshäufigkeit durch Netzvarianten mit niedrigerer Ringanzahl zu niedrigeren Netzkosten erreicht werden kann.

4.2.2. Mittlere Netzstationsabstände

In **Bild 7** sind die Zusammenhänge von Unterbrechungshäufigkeit und Netzkosten einer Untersuchungsreihe dargestellt, deren Untersuchungsszenarien auf Versorgungsaufgaben mit unterschiedlichen mittleren Netzstationsabständen und einer mittleren Netzstationslast von 225 kW basieren.

Ein Anstieg der mittleren Netzstationsabstände führt bei konstanten Netzstationslasten zu einer Reduktion der lokalen Lastdichte, sodass die Versorgungsgebiete nach für eine kostenminimale Gesamtversorgung geringere Gesamtlasten aufweisen [7]. Bei konstanter Netzstationslast bedeutet dies eine Reduktion der Netzstationsanzahl.

Nach **Bild 7** weist der mittlere Netzstationsabstand einen merklichen Einfluss auf die lastbezogenen Netz-
kosten, jedoch keinen eindeutigen Zusammenhang mit der Unterbrechungshäufigkeit auf.

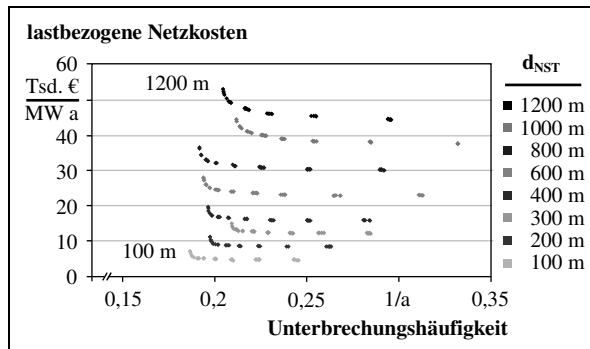


Bild 7: Einfluss der mittl. Netzstationsabstände auf Unterbrechungshäufigkeit und Netzkosten

Die Netzkosten werden bei einem Anstieg der mittleren Netzstationsabstände nahezu ausschließlich durch den Anstieg der zur Anbindung aller Netzstationen notwendigen Stromkreislänge beeinflusst. Bei gleicher Ringanzahl führt dieser Anstieg der Stromkreislänge auch zu einem Anstieg der Leitungsfehler und somit der Unterbrechungshäufigkeit. Jedoch hat die Reduktion der Netzstationsanzahl bei steigenden Netzstationsabständen auch eine Reduktion der Netzstationsfehler in den Abgängen zur Folge. Diese beiden gegenläufigen Effekte verursachen somit den uneinheitlichen Einfluss auf die Unterbrechungshäufigkeit. Um dies zu verdeutlichen sind in **Bild 8** die Unterbrechungshäufigkeiten der Referenznetze, der Netze mit minimaler Unterbrechungshäufigkeit sowie von Netzen mit gleicher Ringanzahl gegenübergestellt.

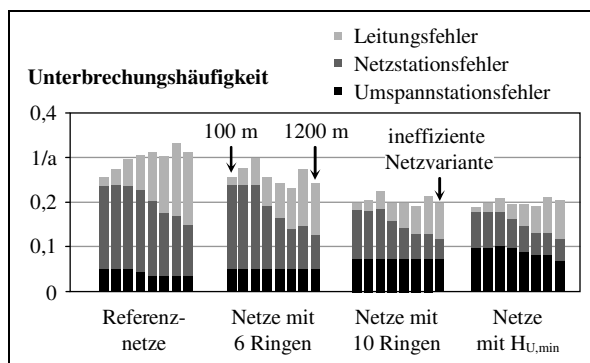


Bild 8: Einfluss der mittl. Netzstationsabstände auf die Unterbrechungshäufigkeit

Auch in diesem Fall können Netze mit höheren Ringanzahlen in Szenarien mit hohen Netzstationsabständen und geringen Netzstationsanzahlen bereits ineffiziente Netzvarianten darstellen.

5. Fazit

Im Allgemeinen zeigen die Untersuchungen dieser Arbeit, dass Unterbrechungshäufigkeit und Unterbrechungsdauer stark von der Versorgungsaufgabe abhängen und durch netzplanerische Freiheitsgrade gezielt beeinflusst werden können. Signifikante Einflüsse der Versorgungsaufgabe können für die mittlere Jahreshöchstlast und die Anzahl der Netzstationen, die Versorgungsgebietsgröße sowie die Inhomogenität der Netzstationslage nachgewiesen werden.

Die Einhaltung von Grenzwerten für Unterbrechungshäufigkeit und Unterbrechungsdauer zu minimalen Netzkosten muss durch eine individuelle Anpassung von Planungsvorgaben erfolgen, was mit den Methoden dieser Arbeit grundsätzlich möglich ist. Die Untersuchungen zeigen, dass eine effiziente Beeinflussung der Unterbrechungsdauer nahezu unabhängig von der Versorgungsaufgabe durch einen angepassten Fernwirktecknikeneinsatz erfolgen kann, während Grenzwerte für die Unterbrechungshäufigkeit in Abhängigkeit von der Versorgungsaufgabe durch eine kostenoptimale Anpassung von Netzstruktur, Einsatz von Automatisierungstechnik und Ausstattung mit Kabel oder Freileitung eingehalten werden.

6. Quellenverzeichnis

- [1] Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (ARegV): <http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/aregv/gesamt.pdf>
- [2] Obergünner, M.; Schwan, M.; Krane, C.; et al.: Ermittlung von Eingangsdaten für Zuverlässigkeitsberechnungen aus der VDN-Störungsstatistik. Elektrizitätswirtschaft, Band 103, Heft 15, 2004
- [3] Haubrich, H.-J.: Elektrische Energieversorgungssysteme – Technische und wirtschaftliche Zusammenhänge. 4. Auflage, Klinkenbergverlag, Aachen, 1998
- [4] DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. Deutsches Institut für Normung e.V., 1998
- [5] Mahn, U.: Zusammenhänge zwischen Netzkosten und Strukturmerkmalen bei Verteilungsnetzbetreibern. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 100, Heft 12, 2001
- [6] Fritz, W.; Linke, C.; Quadflieg, D. et al.: Abhängigkeit der Netzzuverlässigkeit von Versorgungsaufgabe und Netzkonzept. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 105, Heft 8, 2006
- [7] Lakervi, E.; Holmes, T.: Electricity Distribution Network Design. 2. Auflage, Verlag Peter Peregrinus Ltd., London, 1998