

# Versorgungszuverlässigkeit von Mittelspannungsnetzen bei dezentraler Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen

**Gerhard Theil**

Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe  
1040 Wien, Gußhausstraße 25, Tel.: +43-1-58801-370117,  
**E-Mail.: [gerhard.theil@tuwien.ac.at](mailto:gerhard.theil@tuwien.ac.at)**

## **Kurzfassung:**

Um die Zuverlässigkeit der elektrischen Netze bei stetig zunehmendem Bedarf an elektrischer Energie auf dem gegenwärtig hohen Niveau zu halten, ist laufend in die Netzertüchtigung zu investieren. Angesichts der angespannten finanziellen Situation, in der sich viele Elektrizitätsunternehmen befinden, wird nach Möglichkeiten zur Einsparung von Investitionsmitteln gesucht. In der vorliegenden Arbeit werden zwei derartige für Mittelspannungsnetze relevante Maßnahmen untersucht, und zwar die dezentrale Einspeisung aus Wind- und Solarkraftwerken sowie der Übergang von offener zu geschlossener Betriebsweise des Netzes. Die Effekte, welche hierbei hinsichtlich Versorgungszuverlässigkeit zu erwarten sind, werden anhand eines Mittelspannungsnetzes mit 100 MS/NS-Stationen demonstriert.

**Keywords:** Reliability of Supply, System Security, Distribution Networks, Renewable Energy Sources

## **1 Zentrale Fragestellung**

Die klassische Methode zur Gewährleistung eines hohen Niveaus an Versorgungszuverlässigkeit beruht auf der Planung der elektrischen Netze nach dem n-1-Prinzip, was im Falle offen betriebener Mittelspannungsnetze impliziert, dass die Auslastung der direkt an die Einspeisepunkte grenzenden Zweige im Normalbetrieb 60% nicht wesentlich überschreiten darf. Als Folge des nach wie vor stetig wachsenden Bedarfs an elektrischer Energie ist das Netz zwecks Einhaltung dieser Grenzbedingung regelmäßig zu ertüchtigen. Die Aufbringung der dafür benötigten Investitionsmittel wird jedoch aus Gründen, auf welche hier nicht eingegangen wird, immer schwieriger. Daher wird nach Möglichkeiten gesucht, Netzverstärkungsmaßnahmen ohne wesentliche Beeinträchtigung der Versorgungszuverlässigkeit zu verzögern. Folgende Möglichkeiten werden in der vorliegenden Arbeit genauer betrachtet:

- Dezentrale Einspeisung aus Wind- und Solarkraftwerken unter Berücksichtigung der Volatilität.
- Geschlossene Betriebsweise des Mittelspannungsnetzes.

## 2 Methodik

Zur Beantwortung der oben definierten Fragestellungen ist es erforderlich, ein repräsentatives Mittelspannungsnetz bereitzustellen, mehrere Lastzustände sowie Szenarien von Einspeisung aus dezentralen Erzeugungssystemen zu definieren, damit Zuverlässigkeitsanalysen durchzuführen und die Resultate auf geeignete Art und Weise zu Gesamt-Zuverlässigkeitsindizes zu verknüpfen.

Diese Aufgabenstellung umfasst folgende Teilaufgaben:

1. Reduktion des durch die Last- und Einspeisungsganglinien definierten Zustandsraumes auf eine handhabbare Anzahl repräsentativer Zustände.
2. Bereitstellung von Zuverlässigkeitsindizes für die wichtigsten Betriebsmitteltypen des untersuchten Netzes, nämlich für Freileitungen, Kabel, Sammelschienen und Schaltelemente.
3. Durchführung der Zuverlässigkeitsanalysen für die repräsentativen Last- und Einspeisungszustände.
4. Akkumulation der Resultate der Zuverlässigkeitsanalysen zu Gesamt-Zuverlässigkeitsindizes unter Anwendung von stochastischen Modellen.

In den folgenden Unterkapiteln werden die Punkte 1 und 4 ausführlicher behandelt.

### 2.1 Ermittlung repräsentativer Last- und Einspeisungszustände

Lasten und Einspeisungen eines Systems werden durch Ganglinien repräsentiert. Um die daraus resultierenden Systemzustände in der Zuverlässigkeitsanalyse berücksichtigen zu können, ist der Leistungs-Zustandsraum auf eine handhabbare Menge von Last/Einspeisungszuständen zu reduzieren, welche durch die Wahrscheinlichkeit und Häufigkeit ihres Auftretens charakterisiert sind und damit ein stochastisches Modell bilden. Die hierfür durchzuführenden Prozeduren sowie die dabei benötigten Gleichungen werden in [1] beschrieben.

Das in Abb. 1 dargestellte Markov-Zustandsdiagramm [4], [5] visualisiert das Resultat einer derartigen Zustandsraum-Kompression. Hierbei wurden die Lastniveaus auf die 3 Stufen  $L_n$ ,  $L_m$  und  $L_s$  (z.B. **n**iedrig, **m**ittel, **s**tark) und die Einspeisungen auf lediglich 2 Stufen, nämlich  $E_1$  (niedrig) und  $E_2$  (hoch) reduziert. Die Symbole  $\lambda$  beschreiben die Übergangsraten zwischen den Last- und Einspeisungszuständen.

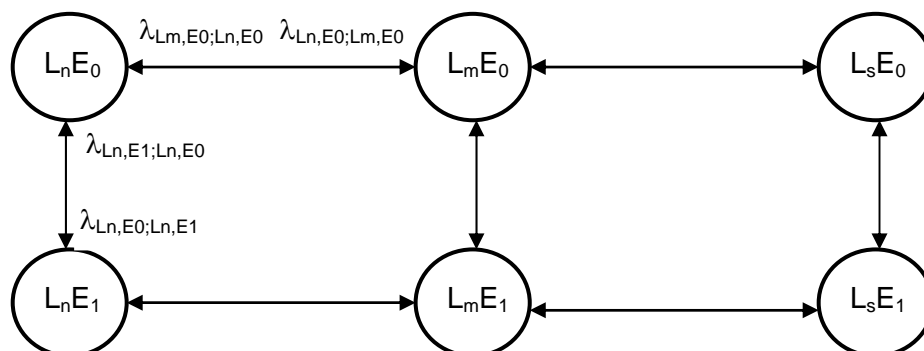


Abbildung 1: Stochastisches Modell zur Beschreibung der Leistungszustände eines Systems aus Lasten und Einspeisungen, 3 Last- und 2 Einspeisungsstufen

## 2.2 Zuverlässigkeitsindizes der Betriebsmittel

Die Zuverlässigkeitsgrößen der Betriebsmittel sind teils das Ergebnis eigener Untersuchungen (Leitungen), teils wurden sie aus der VDN-Störungsstatistik entnommen (Schaltelemente). Genauere Angaben dazu findet man in [1]. Die Dauern für Fehlersuche und Wiederversorgung wurden mit Hilfe von einer speziellen Simulationssoftware ermittelt [2]. Abhängig vom Netzteil ergaben sich Werte zwischen 1 und 2h.

## 2.3 Zuverlässigkeitsanalyse

Für die Zuverlässigkeitsanalyse wird ein selbst entwickeltes Berechnungsprogramm verwendet, welches, ursprünglich für Hochspannungsnetze konzipiert, zur Anwendung auf Mittelspannungsnetze erweitert wurde. Seine Beschreibung findet man in [3].

Die Zuverlässigkeitsanalyse umfasst die Simulation von Einfach- und unabhängigen Doppelausfällen der Betriebsmittel des Netzes, die Ermittlung der Ausfallfolgen, insbesondere der nicht gelieferten Energie, sowie eine auf der Markov-Theorie [5] beruhende Bewertung der Häufigkeiten und Wahrscheinlichkeiten der generierten Ausfallsituationen. Ausfälle dezentraler Erzeugungseinheiten werden nicht simuliert, da ihre Nichtverfügbarkeit primär durch die Volatilität ihrer Einspeisung bestimmt wird. Ausfallfolgen werden auf Basis von Wechselstromlastflussberechnungen abgeschätzt. Dieser Teil der Analyse enthält ferner die Simulation korrekativer Schaltungen.

Das Endresultat der Zuverlässigkeitsanalyse beinhaltet die Zuverlässigkeitsgrößen Zeitnichtverlässlichkeit NV (akkumulierte Ausfallstunden pro Jahr), Energienichtverlässlichkeit NVe (Quotient zwischen nicht gelieferter Energie und Jahresarbeit in h/a) und Ausfallhäufigkeit H in 1/a für MS/NS-Stationen, für Leitungen und für das Gesamtnetz.

## 2.4 Ermittlung der Gesamt- Zuverlässigkeitsindizes aus den Resultaten der Zuverlässigkeitsanalysen

Die für die einzelnen Last/Einspeisungsszenarien mittels Zuverlässigkeitsanalyse berechneten System-Zuverlässigkeitsgrößen sind unter Berücksichtigung der Wahrscheinlichkeiten der Leistungsszenarien zu jahresbezogenen Gesamtindizes zu verknüpfen. Im Prinzip kann dies auf Basis von um Ausfallzustände erweiterten Markov-Modellen des Typs der Abb. 1 erfolgen, jedoch nimmt der Aufwand zur Modellbildung bei Vorliegen einer größeren Anzahl von Ganglinien und Ausfallzuständen exponentiell zu. Aus diesem Grund sind in der Praxis Näherungen vorzunehmen. In [1] wurde gezeigt, dass sich für das vorliegende Akkumulationsproblem unter folgenden Annahmen eine einfache Näherungslösung herleiten lässt:

1. Übergänge zwischen den Last/Einspeisungszuständen sind in den Ausfallzuständen zu vernachlässigen.
2. Ausfallraten sind klein gegenüber Schalt- und Reparaturraten.

Bedingung Nr. 1 bedeutet in der Betriebspraxis, dass der Entstördienst nach Freischaltung des fehlerbehafteten Netzteils die Entwicklung der Systemlast nicht mehr weiter beobachtet, sondern der Störungsbehebung absoluten Vorrang einräumt. Bedingung Nr. 2 impliziert,

dass die Reparaturdauern der Betriebsmittel klein gegenüber den Ausfallabständen sind. Dies trifft bei Betriebsmitteln elektrischer Energienetze zu.

Die Näherungslösung zur Akkumulation der Nichtverlässlichkeiten  $NV_i$  zufolge von  $n_z$  Last/Einspeisungszuständen mit den Wahrscheinlichkeiten  $pb_i$  lautet:

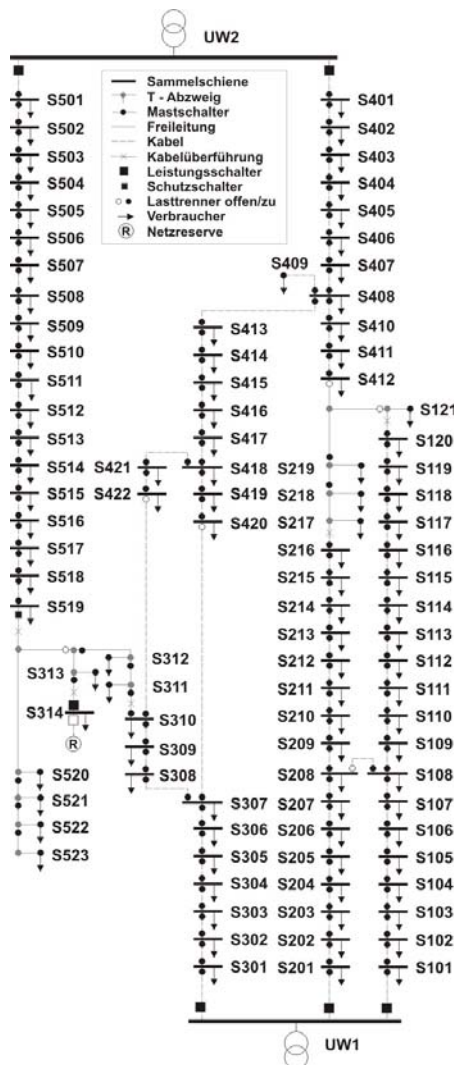
$$NV = \sum_{i=1}^{n_z} pb_i NV_i \quad (1)$$

Mit Hilfe einer identisch strukturierten Gleichung lässt sich auch die Ausfallhäufigkeit akkumulieren [1].

### 3 Ergebnisse

#### 3.1 Beschreibung des untersuchten Systems

Objekt der Betrachtung ist ein synthetisches, jedoch einem realen System ähnliches Mittelspannungsnetz mit 100 MS/NS-Stationen, welche aus 2 Einspeisepunkten (UW1, UW2) über 5 Leitungen mit einer Gesamtlänge von 40,75km versorgt werden. Der Kabelanteil beträgt ca. 70%. Das Netz ist vermascht strukturiert, wird jedoch offen betrieben. Die offenen Trennstellen werden in Abb. 2 durch Ringe markiert. Die weiteren in der Abbildung enthaltenen Symbole werden in der Legende beschrieben. Eine in der Abbildung nicht eingezeichnete Kabelverbindung zwischen UW1 und Station S314 bildet die Netzreserve R. Im Normalzustand ist der Leistungsschalter in S315 offen.



Die Summenlast beträgt in der mittleren Stufe 34MW. Zusätzlich dazu werden zwei weitere Fälle mit um 25% reduzierter und um 25% erhöhter Last untersucht. Neben dem Grundfall ohne dezentrale Einspeisung werden Szenarien mit Einspeisungen durch Solarkraftwerke in den Knoten S217, S410, S417, S512 und S519 sowie durch Windkraftwerke in S121 und S520 betrachtet. Pro Kraftwerkstyp werden zwei Einspeiseleistungsstufen simuliert, wobei die höhere Stufe den doppelten Wert der niedrigeren besitzt. In der niedrigeren Stufe beträgt die Einspeisung 5 mal 1MW solar und 2 mal 5MW Wind. In der höheren Stufe ergeben sich somit in Summe 30MW an dezentraler Einspeisung. Insgesamt resultieren daraus 27 Last/Einspeisungszustände.

Abbildung 2: Mittelspannungsnetz

Die dezentral einspeisenden Kraftwerke werden als nicht inselnetzfähig angenommen. Sie müssen dementsprechend nach Ausfall der Haupteinspeisung aus den HS/MS-Umspannwerken abgeschaltet werden.

### 3.2 Ermittlung der Wahrscheinlichkeiten der Last/Einspeisungssituationen

Da hier ein synthetisches Netz vorliegt, werden die Wahrscheinlichkeiten der Last/Einspeisungssituationen nicht so wie in Kap. 2.1 beschrieben aus den entsprechenden Ganglinien ermittelt, sondern vereinfacht auf Basis folgender Annahmen festgelegt:

Aufteilung der Laststufen: 40% niedrig (N), 30% mittel (M, in Summe 34 MW), 30% hoch (S).

Aufteilung der solaren Einspeisung: Bei Laststufe N: Zu 100% Null (Stufe 0), bei Laststufe M: 30% Null, 60% Stufe 1, 10% Stufe 2 (doppelt so hoch wie Stufe 1), bei Laststufe S: 30% Null, 40% Stufe 1, 30% Stufe 2.

Aufteilung der Einspeisung aus Windkraft: Bei sämtlichen Laststufen: 30% Stufe 0, 40% Stufe 1, 30% Stufe 2.

Lasten, solare Einspeisungen und Einspeisungen aus Windkraft werden jeweils korreliert angenommen. Eine Erhöhung des Lastniveaus um 25% bedeutet demnach eine Erhöhung der Lasten der individuellen Lastknoten des Systems um denselben Betrag. Sinngemäß dasselbe gilt für jede der beiden Einspeisungsarten. Zwischen Lasten und Einspeisungen aus Windkraft wird keine Korrelation modelliert, was man daran erkennt, dass bei sämtlichen Laststufen dieselbe Aufteilung an Windkraft besteht. Dagegen wird Korrelation zwischen Last und Solareinspeisung (niedrige Last korreliert relativ stark mit niedriger Einspeisung) berücksichtigt. Demgemäß liegen bei den unterschiedlichen Laststufen unterschiedliche solare Einspeiseleistungsniveaus vor. Die Wahrscheinlichkeiten der insgesamt 27 Last/Einspeisungssituationen ergeben sich unter Anwendung der Produktregel aus den oben angenommenen Prozentwerten.

### 3.3 Auswirkung dezentraler Einspeisung auf die Systemzuverlässigkeit

In Abb. 3 werden die Zeitnichtverlässlichkeiten der Leitungen und des Gesamtnetzes für die drei wichtigsten Szenarien, nämlich niedrige und mittlere Last mit und ohne dezentrale Einspeisung (kombiniert) NM, Starklast ohne dezentrale Einspeisung S00 und Starklast mit maximaler dezentraler Einspeisung aus Wind- und Solarkraftwerken S22 dargestellt. GL repräsentiert den nach Gl. (1) ermittelten Gesamtmittelwert. Man erkennt, dass die Nichtverlässlichkeiten im Starklastfall ohne Einspeisung gegenüber den anderen Szenarien stark erhöht sind. Dies ist die Folge von nahe bei den Einspeisepunkten (HS/MS-Umspannwerke) auftretenden Betriebsmittelausfällen nach welchen es auf Grund von Kapazitätsgrenzen nicht möglich ist, die umfangreichen dahinter liegenden Netzteile von anderer Seite zu versorgen. Mittels dezentraler Einspeisung ist ein Großteil dieser Ausfallsituationen ohne Auftreten längerer Defizitdauern beherrschbar, siehe Fall S22. Allerdings finden die bei Starklast auftretenden Effekte im Gesamtindex GL nicht allzu stark ihren Niederschlag, da gemäß hier getroffener Annahme 70% der untersuchten Szenarien niedriges und mittleres Lastniveau betreffen. Die Zuverlässigkeitsgrößen der Niedriglastfälle sind vergleichbar mit jenen der Fälle mit mittlerer Last.

Spannungsprobleme wurden in keinem der untersuchten Fälle beobachtet, weder bei niedriger Last und hoher dezentraler Einspeisung, noch bei hoher Last ohne dezentrale Einspeisung. Dies ist eine Folge der durchwegs großen Leitungsquerschnitte.

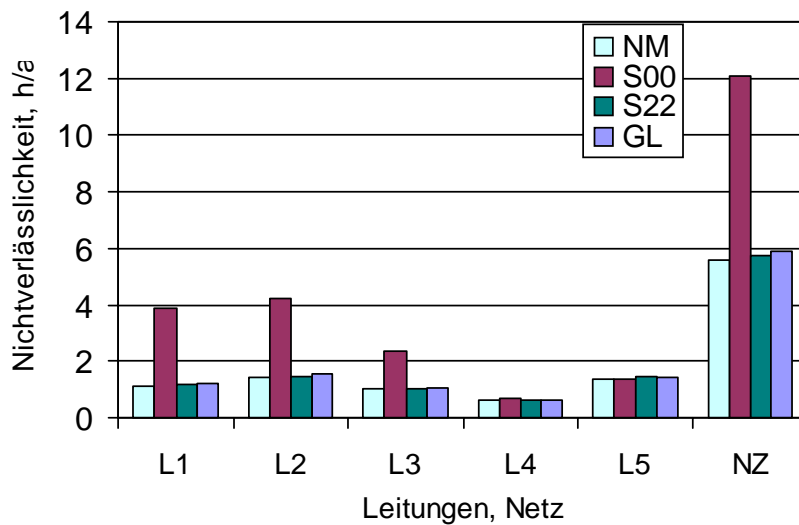


Abbildung 3: Zeitnichtverlässlichkeiten, Leitungen L1 bis L5 und Gesamtnetz NZ

Die in Abb. 4 dargestellten Energienichtverlässlichkeiten entwickeln sich tendenziell ähnlich wie die Zeitnichtverlässlichkeiten. An beiden Nichtverlässlichkeitsindizes ist zu erkennen, dass die Leitungen L1, L2 und L3 Schwachstellen des Systems bilden, und zwar insbesondere aufgrund der Sensitivität ihrer Nichtverlässlichkeit bezüglich Lastzunahme (Zustand S00). Die Entwicklung der Energienichtverlässlichkeiten der Leitungen macht jedoch auch eine strukturelle Schwäche dieser Netzteile deutlich, man vergleiche hierzu die Indizes der Zustände NM, S22 und GL in Abb. 4.

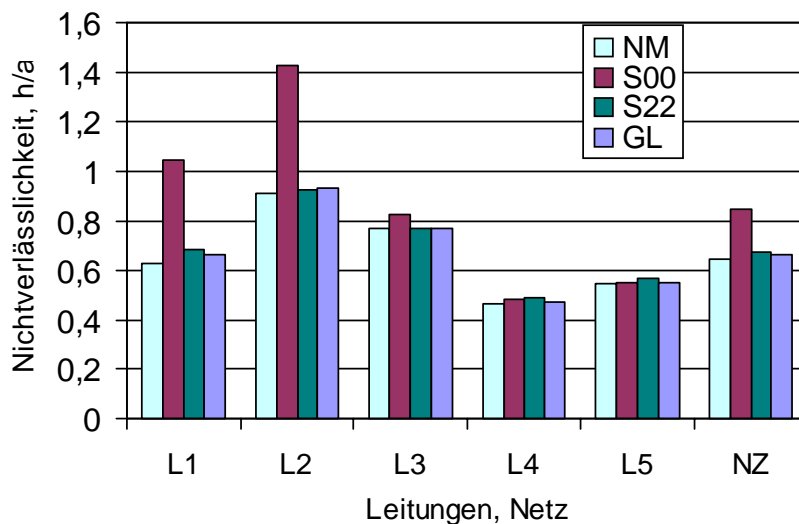


Abbildung 4: Energienichtverlässlichkeiten, Leitungen L1 bis L5 und Gesamtnetz NZ

Der Gesamtindex NZ der Energienichtverlässlichkeit entspricht dem mit den jeweiligen Lasten gewichteten Mittelwert der Leitungsindizes. Bei der Zeitnichtverlässlichkeit und Ausfallhäufigkeit stellt dieser Index dagegen einen aus den Leitungsgrößen gebildeten Summenindex dar. Dies ist besonders deutlich in Abb. 5 zu erkennen. Ferner treten bei den

Ausfallhäufigkeiten geringere Unterschiede zwischen den Leistungsszenarien als bei den Nichtverlässlichkeiten auf, und zwar deshalb, weil in die Ausfallhäufigkeit weder die Ausfalldauer noch die ausgefallene Leistung eingeht. Es fehlt also in dieser Größe die Wichtung mit der Schwere der Ausfallfolgen.

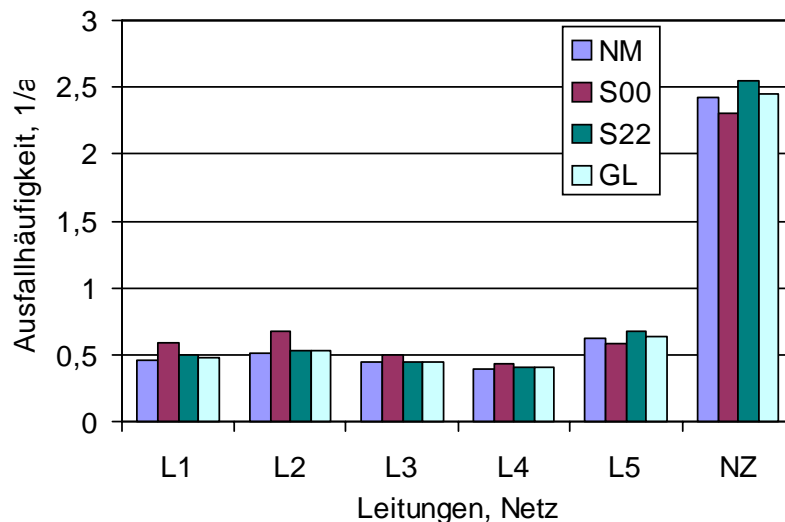


Abbildung 5: Ausfallhäufigkeiten, Leitungen L1 bis L5 und Gesamtnetz NZ

Dezentrale Erzeugungsanlagen werden über Zweige mit Längen von 0,3 bis 1,0km in das Netz eingebunden. Ausfälle dieser zusätzlichen Leitungen bewirken bei allen Varianten mit dezentraler Einspeisung (z.B. S22) eine gegenüber den anderen Varianten (z.B. S00) erhöhte Systemausfallhäufigkeit (Index NZ in Abb. 5), obwohl die Kraftwerke selbst 100% zuverlässig angenommen wurden. Die Szenarien NM und GL enthalten Varianten sowohl mit als auch ohne dezentrale Einspeisung und weisen daher System-Ausfallhäufigkeitswerte auf, welche zwischen jenen von S00 und S22 liegen.

In Abb. 6 werden die Gesamtnetzindizes NZ für sämtliche Lastfälle dargestellt. Eine Aufgliederung nach Einspeisungssituationen erfolgt ausschließlich bei den Starklastfällen, da sich dezentrale Einspeisung nur dort signifikant auswirkt. In den Bezeichnungen der Leistungsszenarien bedeutet die erste Ziffer das Niveau der Windkraft und die zweite Ziffer jenes der solaren Einspeisung, z.B. S21: Wind hoch, Solar mittel. Ferner wird in dieser Abbildung auch das Szenario GL0 des gänzlichen Fehlens dezentraler Einspeisung veranschaulicht, worin die Nichtverlässlichkeit bei Starklast innerhalb des gesamten Beobachtungszeitraums das Niveau von S00 annimmt. Der Vergleich zwischen GL und GL0 macht den mittels dezentraler Einspeisung bei dem vorliegenden System erreichbaren Zuverlässigkeitsgewinn deutlich.

Auf die Simulation von Ausfällen der HS/MS-Transformatoren wurde bei den bisher präsentierten Versuchen verzichtet, da diese Betriebsmittel nicht direkt Teil der Struktur des Netzes sind. Berücksichtigt man dennoch die Transformatornichtverlässlichkeit, so hat dies eine Erhöhung der Energienichtverlässlichkeit um ca. 55% zur Folge, vgl. GL mit GLT in Abb. 6. Bei der Zeitnichtverlässlichkeit und Ausfallhäufigkeit sind die Unterschiede deutlich geringer [1].

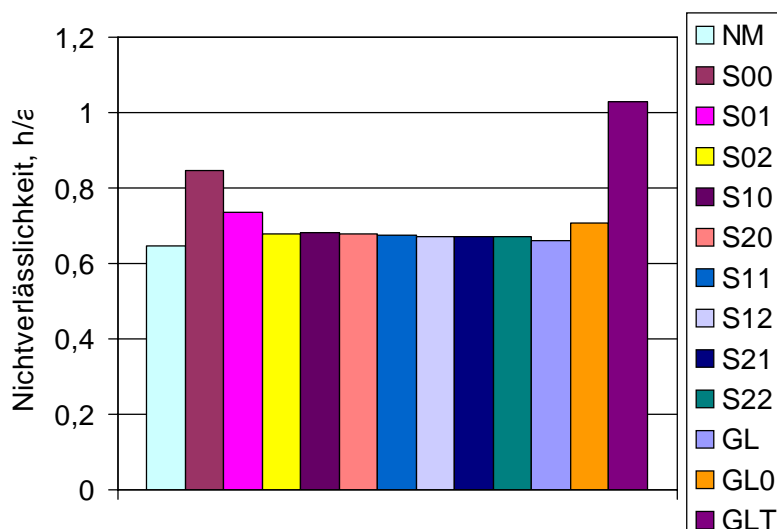


Abbildung 6: Energienichtverlässlichkeit des Gesamtnetzes bei unterschiedlichen Leistungsszenarios

### 3.3 Auswirkung des Übergangs von offener auf geschlossene Betriebsweise auf die Systemzuverlässigkeit

In Abb. 7 wird der Effekt geschlossener Betriebsweise des Netzes veranschaulicht. Es bedeuten: OF offenes Netz, TRA Schließen der Trennstellen mit Beibehaltung der original vorhandenen Lasttrenner, LSA Ersatz der an den Trennstellen befindlichen Trenner durch über Schutz gesteuerte Leistungsschalter und Schließen derselben. Die Varianten TRB und LSB sind, abgesehen von im Bereich der Umspannwerke vorgenommenen Leitungsverstärkungen, identisch mit TRA und LSA.

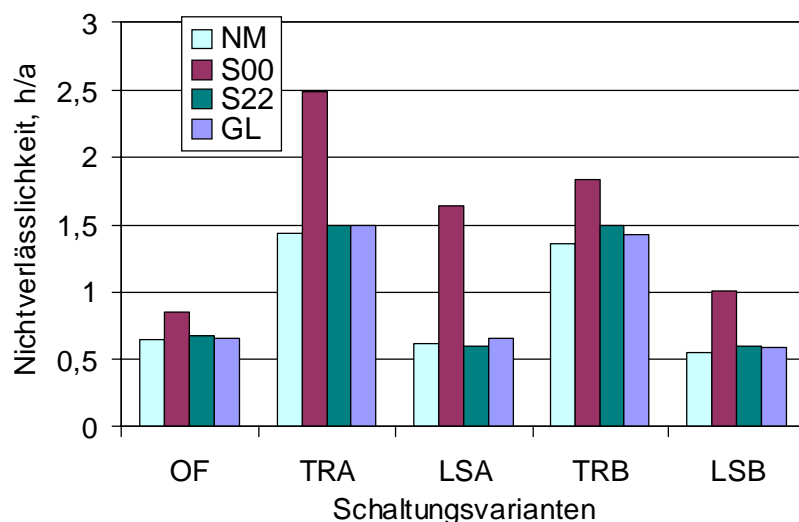


Abbildung 7: Energienichtverlässlichkeiten, Jahresmittelwerte, Gesamtnetz, Vergleich offener und geschlossener Betriebsweise

Man erkennt, dass die geschlossene Betriebsweise bei den Trennervarianten TRA und TRB zu höheren Energienichtverlässlichkeiten und Ausfallhäufigkeiten als die offene führt, da nun unmittelbar nach Störungseintritt der gesamte betroffene geschlossene Leitungsring von den in den Umspannwerken befindlichen Leistungsschaltern abgeschaltet werden muss,



während in der offenen Betriebsweise nur der störungsbehaftete "Halbring" zu deaktivieren ist. Da sich diese netztechnischen Unterschiede primär in der Anzahl der ausgefallenen Verbraucher und weniger in den Ausfalldauern manifestieren, machen sie sich in den Zeitnichtverlässlichkeiten kaum bemerkbar [1].

Bemerkenswert ist, dass im Szenario S00 der Leistungsschaltervariante LSA, obwohl hier derselbe Grad an Selektivität wie bei dem offenen Netz vorliegt, dennoch eine deutlich erhöhte Nichtverlässlichkeit zu beobachten ist (vgl. LSA mit OF in Abb. 7). Zurückzuführen ist dieser Effekt darauf, dass sich die Leistungsflüsse im geschlossenen Betrieb derart umverteilen, dass eine der Leitungen an ihrem Anfang fast zu 90% ausgelastet wird und daher kaum noch Reservekapazität für die Wiederversorgung anderer ausgefallener Netzteile besitzt. Die Wiederversorgung ist daher erst nach zeitraubenden Umschaltungen oder nach Reparatur des die Störung verursachenden Betriebsmittels möglich. In beiden Fällen ist mit Ausfalldauern von mehreren Stunden zu rechnen. Um die Versorgungszuverlässigkeit zu verbessern, muss das Netz verstärkt werden, siehe Variante LSB, Abb. 7.

### 3.5 Kosten nicht gelieferter Energie

Das Defizit an Energielieferung beträgt bei dem vorliegenden System unter Berücksichtigung der Volatilität von Last und dezentraler Einspeisung 23,4MWh/a. Würde man die wegen ihrer Nähe zu den Umspannwerken UW1 und UW2 am stärksten belasteten Leitungsstränge verstärken, so ergäbe sich eine Defizitenergie von 22,2MWh/a und somit eine Reduktion um 1,2MWh/a. Bei Ausfallkosten von 10€/kWh könnten demnach durch Netzverstärkung pro Jahr Kosten nicht gelieferter Energie von rund 12.000€ vermieden werden. Auf Basis dieses Wertes kann man aus volkswirtschaftlicher Sicht - auch ohne detaillierte Investitionskostenrechnungen durchzuführen - folgende Aussagen treffen:

- Kurz- und mittelfristig kann der Netzbetreiber das mit der Volatilität von Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen verbundene Risiko tolerieren und den Kompensationseffekt, welchen dezentrale Einspeisung gegenüber steigender Netzlast bewirkt, im Sinne einer Verzögerung von Netzinvestitionen ausnutzen.
- Längerfristig stellt dagegen die Netzverstärkung eine gewinnbringende und für die Gewährleistung einer hohen Versorgungszuverlässigkeit notwendige Maßnahme dar.

## 4 Schlussfolgerungen

Zusammenfassend kann aus den präsentierten Resultaten abgeleitet werden:

- In stark belasteten Netzen kann dezentrale Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen durch Entlastung der nahe bei den Haupteinspeisepunkten (HS/MS-Umspannwerke) befindlichen Leitungsabschnitte eine Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit bewirken. Diese ist allerdings infolge der Volatilität der dezentralen Einspeisung geringer als jene, welche mit Erhöhung der Leitungskapazitäten zu erzielen ist.
- Man kann nicht zwingend erwarten, dass sich in einem historisch gewachsenen Mittelspannungsnetz bei geschlossener Betriebsweise eine gleichmäßigere Auslastung der Leitungen einstellt. Die vorliegende Untersuchung hat vielmehr

gezeigt, dass der geschlossene Betrieb eine höhere Nichtverlässlichkeit als der offene zur Folge haben kann. Da ferner der Übergang zum geschlossenen Betrieb den Ersatz der zuvor offenen Trenner durch über Schutz gesteuerte Leistungsschalter erforderlich macht, fallen Zusatzkosten für die Aufrüstung der Netztechnik an. Aus diesen Gründen sollte die Umstellung der Betriebsweise eines bestehenden Netzes von "offen" auf "geschlossen" erst nach sorgfältigen Systemanalysen erfolgen.

- Kurz- und mittelfristig kann der Netzbetreiber das mit der Volatilität von Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen verbundene Risiko tolerieren und den Kompensationseffekt, welchen dezentrale Einspeisung gegenüber steigender Netzlast bewirkt, im Sinne einer Verzögerung von Netzinvestitionen ausnutzen. Längerfristig stellt dagegen die Netzverstärkung eine gewinnbringende und für die Gewährleistung einer hohen Versorgungszuverlässigkeit notwendige Maßnahme dar.

## Literatur

[1] G. Theil: Versorgungszuverlässigkeit von Mittelspannungsnetzen bei dezentraler Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen. Forschungsbericht FB2/2013 Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Technische Universität Wien 2013.

[2] G. Theil, M. Theil: Einfluss der niederohmigen Sternpunktserdung auf die Zuverlässigkeit von Mittelspannungsnetzen. Forschungsbericht FB 1/2012. Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Wien 2011.

[3] G. Theil: Programm zur Zuverlässigkeitsabschätzung von Hochspannungsnetzen, Eingabedokumentation. Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Technische Universität Wien, Oktober 2010.

[4] J. Endrenyi: Reliability Modeling in Electroc Power Systems. John Wiley & Sons, 1978.

[5] G. Theil: Zuverlässigkeit und Statistik in der elektrischen Energietechnik. Vorlesung an der Technischen Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Wien 2011.