

## DIPLOMARBEIT

# Einfluss von dynamischen Komponentenkennwerten auf die Zuverlässigkeitsanalyse von elektrischen Netzen

Ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines  
Diplom-Ingenieurs (Dipl.-Ing.)  
unter der Leitung von

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik  
und  
Dr.techn. Hans-Peter Vetö

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

eingereicht an der

Technischen Universität Wien  
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von

Michael Schrammel, BSc  
00825862  
Forst 2  
2833 Bromberg

Wien, im Juni 2017

---



# Danksagung

Ich möchte mich an dieser Stelle bei Prof. Gawlik und Dr. Vetö für die hilfreichen Hinweise und konstruktiven Diskussionen während der Betreuung meiner Arbeit bedanken. Mein Dank gilt auch Prof. Theil, der mich auf dieses Diplomarbeitsthema aufmerksam gemacht hat, und der stets wertvolle Ratschläge während der Umsetzung hatte. Ebenfalls möchte ich mich bei der Maschinenfabrik Reinhausen, und im Speziellen bei Dr. Karsten Viereck, für den Anstoß und den Hinweisen zur Gestaltung zu dieser Arbeit sowie für die zur Verfügung gestellten Daten bedanken.

Der größte Dank gebührt meiner Familie, insbesondere meinen Eltern, welche mir mein Studium ermöglicht haben und währenddessen eine große Stütze waren. Ohne sie wäre dies nicht möglich gewesen.



# Kurzfassung

Moderne Monitoringsysteme erlauben im elektrischen Energienetz durch steigende Rechenkapazitäten die Berechnung von detaillierten Echtzeit-Zustandsinformationen über die überwachten Betriebsmittel. Durch diese Informationen ist in der Betriebsführung eine bessere Ausnutzung der betroffenen Netzkomponente, ohne diese zu gefährden, möglich. Dies erlaubt einen wirtschaftlicheren Betrieb des Betriebsmittels. In Betriebssituationen, in denen Komponenten ausgefallen sind, ist dadurch eine zusätzliche Stützung des Netzbetriebs möglich. Für die Zuverlässigkeitsanalyse ist eine Berücksichtigung der Fähigkeiten von diesen Monitoringsystemen von Interesse, da dadurch eine positive Beeinflussung der Versorgungssicherheit von Netzkunden möglich ist.

In dieser Arbeit werden die Auswirkungen von Betriebsarten untersucht, welche durch den Einsatz von Monitoringsystemen ermöglicht werden. Es soll analysiert werden, welchen Effekt die Berücksichtigung von kontinuierlichen Kennlinien für Thermal Rating und den kurzzeitigen Notbetrieb auf die Zuverlässigkeitsanalyse besitzen.

Für die Untersuchungen wird ein thermisches Modell für Transformatoren verwendet. Die Zuverlässigkeitsanalyse wird nach dem Verfahren der Zustandsenumeration durchgeführt. Es werden Methoden zur generellen Einbindung thermischer Komponentenmodelle für Thermal Rating und Notbetrieb entwickelt. Die Entwicklung eines Verfahrens zur Berücksichtigung von Lastzuständen vor dem untersuchten Fehlerzustand wird angeführt. Sämtliche entwickelten Verfahren werden an einem einfachen Testnetz analysiert. Alle umgesetzten Methoden zur Implementierung thermischer Modelle in der Zuverlässigkeitsanalyse zeigen eine Reduzierung der Nichtverfügbarkeit gegenüber einer Referenzimplementierung ohne Berücksichtigung der Modelle. Der kurzzeitige Notbetrieb zeigt verglichen mit Thermal Rating für die berücksichtigten Notbetriebskennlinien eine stärkere Reduktion der Nichtverfügbarkeit. Beide Verfahren weisen eine geringe Empfindlichkeit auf die Anzahl der Häufigkeitsklassen der Umgebungstemperatur auf. Das Ergebnis der Nichtverfügbarkeit sinkt mit steigender Anzahl der Häufigkeitsklassen geringfügig. Für die Umgebungstemperatur sind Häufigkeitsverteilungen mit einer geringen Anzahl an Klassen ausreichend. Wenn Transformatoren im Testnetz Thermal Rating oder Notbetrieb verwenden, wird in der Zuverlässigkeitsanalyse die erwartete Nichtverfügbarkeit der Versorgung der Last reduziert.



# Abstract

Developments in computing capacity enable component monitoring systems for real-time calculation of conditions in electricity grids. This information provides an optimized utility use without an increase of failures. Consequently, an economical benefit is expected. If a component fails, a backup for operating the grid is available.

Considering the potential of monitoring systems in reliability analyses is of interest. It is expected that those appliances positively affect the security of supply for grid customers. This thesis analyzes the different modes of operation which are enabled by modern component monitoring systems. The effects of thermal rating and short time overloading are studied with continuous characteristic curves; a thermal transformer model is used. The reliability analyses uses the state enumeration method for calculations. For implementing thermal models in the state enumeration method, a general method that is not only applicable to transformers is preferred.

All developed approaches are analyzed by calculating a simple electricity grid. For all methods, it is shown that using monitoring-based operation optimization leads to a lower expected downtime for the system. Short time overloading enables a larger decrease in system downtime compared to thermal rating. Both strategies are less sensitive to the number of temperature frequency classes as to the number of load frequency classes.

Using thermal rating or short time overloading reduces the expected system downtime calculated by the reliability analyses.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Kurzfassung</b>	<b>iii</b>
<b>Abstract</b>	<b>v</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2 Zuverlässigkeitsanalyse</b>	<b>3</b>
2.1 Zustandsenumerationsmethode . . . . .	4
2.1.1 Generieren von Ausfallkombinationen . . . . .	4
2.1.2 Fehlereffektanalyse und Berechnung der Zuverlässigkeitskenngrößen	8
2.2 Berücksichtigung vom Nennbetrieb abweichende Betriebszustände in der Zuverlässigkeitsanalyse . . . . .	8
<b>3 Berücksichtigung von thermischen Modellen in der Zuverlässigkeitsanalyse</b>	<b>11</b>
3.1 Verwendetes thermisches Komponentenmodell . . . . .	12
3.2 Thermal Rating in der Enumerationsmethode . . . . .	14
3.3 Kurzzeitiger Notbetrieb in der Enumerationsmethode . . . . .	18
3.3.1 Berechnung von kurzzeitigem Notbetrieb in der Zustandsenumera- tionsmethode . . . . .	21
3.3.2 Berücksichtigung des Belastungszustandes der Komponente vor Ein- tritt des betrachteten Systemzustandes . . . . .	23
3.3.3 Erzeugung einer stufenförmigen Kennlinie für den kurzzeitigen Not- betrieb . . . . .	27
3.3.4 Berücksichtigung der Beschränkung des kurzzeitigen Notberiebs . .	28
<b>4 Ergebnisse</b>	<b>31</b>
4.1 Thermal Rating . . . . .	31
4.2 Kurzzeitiger Notbetrieb . . . . .	33
4.3 Kurzzeitiger und langanhaltender Notbetrieb . . . . .	36
4.4 Vergleich kurzzeitiger Notbetrieb vs. Dynamic Thermal Rating . . . . .	37
4.5 Analyse der Abweichung der Nichtverfügbarkeit vom erwarteten Verhalten .	38
<b>5 Schlussfolgerung</b>	<b>43</b>
<b>6 Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>45</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>51</b>
<b>A Realdaten für Simulationen</b>	<b>53</b>
A.1 Temperaturdaten - diskretisierte Temperaturdauerlinie . . . . .	53
A.2 Lastdaten - diskretisierte Lastdauerlinie . . . . .	57



# 1 Einleitung

Die Nachfrage nach Energie steigt stetig an. Unter dem Druck der Energiewende findet zusätzlich eine Transformation vieler fossil gestützter Energiedienstleistungen hin zu elektrisch gestützten statt. Die aus diesem Grund steigende Nachfrage nach elektrischer Energie verlangt einen Ausbau der Netze, um die Sicherheit der Versorgung der angeschlossenen Lasten sicherstellen zu können. Hierfür stehen für Planung und Betrieb diverse Bewertungskriterien zur Verfügung. Das bekannteste dieser Kriterien ist das  $(n-1)$ , bzw. allgemeiner formuliert  $(n-x)$ -Kriterium welches ein ausfallorientiertes deterministisches Bewertungskriterium darstellt. Abseits dieser sehr einfach anwendbaren Regel hat sich unter anderem die Zuverlässigkeitsanalyse etablieren können. Mit Hilfe dieser Analysemethode können Stromnetze quantitativ bewertet werden. Aufgrund dieser ist der Netzplaner in die Lage versetzt, geplante Netzauf- bzw. -umbauten nicht nur nach der Widerstandsfähigkeit gegen Komponentenausfälle zu untersuchen. Vielmehr bietet die Zuverlässigkeitsanalyse bereits in der Planung die Möglichkeit der quantitativen Beurteilung der Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Dadurch ist der Planer in der Lage, den Nutzen einer Maßnahme den Kosten für Systemausfälle und Betriebsmitteldefekte ökonomisch gegenüber zu stellen.

Neben den steigenden technischen Anforderungen in Bezug auf die Versorgungssicherheit stehen die modernen Energienetze der steigenden Digitalisierung ihrer Systeme gegenüber. So sind heute umfangreiche Informationen, teilweise in Echtzeit-Qualität, über die Umweltbedingungen und die Netze selbst vorhanden. Moderne Monitoringsysteme erlauben durch steigende Rechenleistungen und detaillierte Modelle auf Basis der erhobenen Daten die Generierung detaillierter Informationen über die inneren Zustände der überwachten Betriebsmittel und ermöglichen so auch eine bessere Ausnutzung dieser. Für die Zuverlässigkeitsanalyse ist diese Steigerung der Ausnutzung von Interesse, denn eine gezielte Ausreizung der Grenzen eines Betriebsmittels, ohne dieses zu gefährden, kann die Sicherheit der Versorgung positiv beeinflussen.

Ziel dieser Arbeit ist es, zu analysieren, welche Auswirkungen ein Monitoringsystem auf die Kenngrößen der Zuverlässigkeitsanalyse des elektrischen Netzes hat, wenn dieses aktiv zur Steigerung der Ausnutzung eines Betriebsmittels verwendet wird. Aus statisch definierten werden dynamisch angepasste Betriebsgrenzen. Zu diesem Zweck werden mit Thermal Rating und dem kurzzeitigen Notbetrieb zwei unterschiedliche Strategien zur thermischen Ausnutzung von Transformatoren untersucht. Es erfolgt die Untersuchung von Lösungsansätzen zur Berücksichtigung der ermittelten dynamischen Belastungsgrenzen in der Zuverlässigkeitsanalyse. Als Methodik zur Bestimmung der Zuverlässigkeitskenngrößen wurde aufgrund der Eigenschaft, gezielt einzelne Systemzustände untersuchen zu können, die Zustandsenumerationsmethode gewählt. Zu diesem Zweck wird in MATLAB<sup>®</sup> die Zuverlässigkeitsanalyse als Skript umgesetzt und die verschiedenen Umsetzungen auf ihren Einfluss auf die Nichtverfügbarkeit eines Systems hin überprüft.

Im Folgenden wird zuerst die Zuverlässigkeitsanalyse mit der Zustandsenumeration behandelt. Diese Berechnungsmethode dient als Basis und wird im Weiteren durch Thermal

## *1 Einleitung*

Rating und den kurzzeitigen Notbetrieb erweitert. Beide Strategien zur Steigerung der Ausnutzung der Betriebsmittel und deren mögliche Berücksichtigung werden dabei getrennt behandelt und analysiert.

## 2 Zuverlässigkeitsanalyse

Die Auslegung und Bewertung von Energienetzen hinsichtlich ihrer Versorgungssicherheit ist eine zentrale Aufgabe moderner Netzplanung. Neben deterministischen Kriterien der Netzplanung, wie dem (n-1)-Kriterium, steht mit der Zuverlässigkeitsanalyse eine probabilistische Beurteilungsmethode zur Verfügung, welche quantitative Aussagen über die Versorgungssicherheit ermöglicht. Mittels dieser wird die Auswirkung von Versorgungsunterbrechungen an einem Lastknoten auf Zumutbarkeit untersucht. Daraus abgeleitet werden erforderliche Maßnahmen im Netz. [1]

Der Zuverlässigkeitsanalyse stehen mit dem Simulationsverfahren und den analytischen Verfahren zwei grundlegende Ansätze der Beurteilung von Unterbrechungen zur Verfügung. Erstere Verfahren simulieren über einen großen Zeitraum den Zeitablauf des Netzbetriebs mit den auftretenden Ausfällen. Es erfolgt eine Beobachtung des simulierten Systems. Aus dieser wird durch Analyse der auftretenden Ausfälle und deren Auswirkung eine Betriebsstatistik ermittelt. Die Erzeugung der Ausfälle erfolgt mittels Zufallsgenerator und berücksichtigt die Verteilungen der Zufallsvariablen. Dadurch stehen als Ergebnis dieser Analyseform neben den ermittelten Erwartungswerten der Kenngrößen auch deren Verteilung zur Verfügung.

Aus den Ergebnissen können dadurch weitere statistische Kenngrößen ermittelt werden. Das Verfahren bildet das Netz im Zeitbereich ab. Auf Grund der Vorgangsweise zur Ermittlung der Kenngrößen ist das Simulationsverfahren auch für weniger mit der Materie vertraute Personen verständlich. Nachteilig an diesem Verfahren ist die Schwierigkeit der Bestimmung, welcher Zeitraum analysiert werden muss, um eine hinreichend genaue Näherung der Ergebnisse zu erhalten.[1]

Simulationsmethoden können nur das System in seiner Gesamtheit untersuchen. Eine gezielte Analyse einzelner Systemzustände und die Ableitung von Ergebnissen daraus ist nicht möglich. Dies wiederum ist eine Fähigkeit der analytischen Verfahren. Die Basis dieser Methodiken ist die Theorie der stochastischen Prozesse[6], aus denen diese abgeleitet werden. Die analytischen Verfahren wiederum sind mit der Aufteilung in Netzwerk- und Zustandsraumverfahren in zwei Teilgebiete trennbar. Erstere betrachten die logische Verknüpfung von Komponenten des Netzes. Es wird auf diesem Weg auf struktureller Ebene untersucht. Verfahren, die zu den Netzwerk-Verfahren zählen, sind beispielsweise das Verfahren für logische Serien- und Parallelstrukturen bzw. das Minimalschnittverfahren. Die Zustandsraumverfahren wiederum entkoppeln das zu untersuchende System vollständig von seiner Struktur. Es erfolgt eine Untersuchung der Auswirkungen einzelner Systemzustände auf das Netz. Vorteil der analytischen Verfahren ist die gezielte Analyse von einzelnen Zuständen. Nachteilig ist, dass der Rechenaufwand exponentiell mit der Anzahl der Komponenten ansteigt. Bei der Ermittlung der Zuverlässigkeitskenngrößen durch analytischen Verfahren umfasst das Ergebnis nur die Erwartungswerte. Die Verteilungen der Kenngrößen sind nur unter Aufwand berechenbar.

## 2.1 Zustandsenumerationsmethode

Die Zustandsenumerationsmethode stellt eine Form der analytischen Berechnung dar. Das Verfahren wird dabei nach [6] den Zustandsraumverfahren zugeordnet. Dem Verfahren liegt zu Grunde, dass ein System eine endliche Anzahl an möglichen Systemzuständen besitzt. Bei der Berechnung der Zuverlässigkeitskenngrößen nach der Enumerationsmethode werden gezielt Ausfallzustände bzw. Ausfallkombinationen (und somit Systemzustände) vorgegeben und deren Auswirkung auf das zu analysierende System ermittelt. Jeder Systemzustand wird bei der Zustandsenumerationsmethode nur einmal untersucht.

Die Durchführung einer Zuverlässigkeitsberechnung mit der Enumerationsmethode kann in drei aufeinanderfolgende Arbeitsschritte aufgegliedert werden:

1. Generieren von Ausfallkombinationen
2. Fehlereffektanalyse
3. Berechnung der Zuverlässigkeitsindizes

Beim Generieren der Ausfallkombinationen wird eine Aufstellung aller möglichen Systemzustände erzeugt. Für jeden Zustand lässt sich eine Wahrscheinlichkeit des Auftretens desselbigen ermitteln. In der Berechnung der Zustandswahrscheinlichkeit erfolgt keine Ermittlung der Auswirkungen auf das System. Die detaillierte Analyse erfolgt in der darauffolgenden Fehlereffektanalyse. Aus den Erkenntnissen der Fehlereffektanalyse werden die Zuverlässigkeitsindizes des Systems berechnet.

### 2.1.1 Generieren von Ausfallkombinationen

Zur Ermittlung der Zustandswahrscheinlichkeit steht nach [6] mit dem Kombinationsverfahren ein grundlegendes Berechnungsverfahren zur Verfügung. Durch Verwendung von markovschen Prozessen wird das Kombinationsverfahren zum Zustandsenumerationsverfahren erweitert. Das Kombinationsverfahren in seiner Grundform fordert, dass die Komponenten im betrachteten System stochastisch-unabhängig sind. Jeder Systemzustand ist dann eine Kombination von Komponentenzuständen. Wird angenommen, dass die  $n$  im System vorhandenen Komponenten jeweils durch ein Zustandsmodell mit zwei Systemzuständen (Betrieb, Ausfall) dargestellt werden, so sind  $2^n$  Systemzustände möglich. Die Zustandswahrscheinlichkeit  $p_{zus,sys}$  für einen betrachteten Systemzustand als Kombination von Komponentenzuständen errechnet sich nach Gleichung 2.1.

$$p_{zus,sys} = p_{zus,1} \wedge p_{zus,2} \wedge \dots \wedge p_{zus,n} \quad (2.1)$$

Aus der Untersuchung aller  $2^n$  möglichen Systemzustände, wird die Nichtverfügbarkeit des Systems nach Gleichung 2.2 nach der Fehlereffektanalyse ermittelt.

$$NV = \sum_{i=1}^{2^n} F_i \cdot p_{i,sys} \quad (2.2)$$

Der Parameter  $F_i$  stellt in der Berechnung einen Fehlerindikator dar, welcher im Zuge der Fehlereffektanalyse ermittelt wird. Für einen Systemzustand, bei dem Abnehmer nicht versorgt werden, ist  $F_i = 1$ , für einen Systemzustand ohne Versorgungsdefizit ist  $F_i = 0$ .

Für ein System mit zwei Komponenten welche durch ein Zweizustandsmodell dargestellt wird, umfasst der Zustandsraum vier Systemzustände. Am Beispiel des Zeikomponentensystems errechnet sich für den Ausfall der Komponente A und den Betrieb der Komponente B die Zustandswahrscheinlichkeit des Systemzustandes als

$$p_{\bar{A}B} = p_{\bar{A}} \cdot p_B \quad (2.3)$$

Zur Ermittlung der Wahrscheinlichkeiten für den Betrieb bzw. dem Ausfall einer Komponente wird auf die Daten der Störungs- und Ausfallsstatistik eines Stromnetzes zurückgegriffen. Diese wird beispielsweise vom Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE herausgegeben. Diese umfasst einen Großteil der Stromnetze über 1 kV in Deutschland und stellt damit eine umfangreiche Datenbasis für die stochastischen Berechnungen.[?] In der eben erwähnten FNN-Störungsstatistik sind für jedes Ausfallsmodell die Anzahl der zuordenbaren Ereignisse  $N$ , die Ausfallhäufigkeit  $H$  (in Ereignissen pro Jahr), der Erwartungswert  $E_{t,A}$  der Ausfalldauer und die bedingte Wahrscheinlichkeit für einen Folgeausfall angeführt. Aus dem Wert  $H$  kann der Erwartungswert der Betriebsdauer für eine Zweizustandskomponente über Gleichung 2.4 errechnet werden.

$$E_{t,B} = \frac{8760}{H} - E_{t,A} \quad (2.4)$$

Mit Gleichung 2.5a bzw. 2.5b errechnet sich die Ausfalls- bzw. Reparaturrate einer Komponente (und damit die Übergangsraten zwischen Betriebs- und Ausfallszustand).

$$\lambda = \frac{1}{E_{t,B}} \quad (2.5a)$$

$$\mu = \frac{1}{E_{t,A}} \quad (2.5b)$$

Bei einem Zweizustandsmodell für eine Komponente ergibt sich aus diesen mit 2.5a und 2.5b die Betriebs- bzw. Ausfallwahrscheinlichkeit ( $p_B$  bzw.  $p_A$ ) der betrachteten Komponente.

$$p_B = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \quad (2.6a)$$

$$p_A = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (2.6b)$$

Aus den bisher aufgeführten Gleichungen und mit dem Bildungsverfahren nach 2.1 lässt sich die Zustandswahrscheinlichkeit jedes Systemzustandes für ein System mit stochastisch unabhängigen Komponenten ermitteln. Aufgrund der Berechnungsweise liegt mit dem Kombinationsverfahren eine Berechnung auf Komponentenmodellebene vor. Hierbei existiert beim Kombinationsverfahren das Problem, dass die Nichtverfügbarkeit des Systems aufgrund der allgemein nicht vorhandenen Information über die zum Systemzustand zugehörigen Systemzustandsänderungsraten, jedoch nicht die Ausfallhäufigkeit ermittelt werden kann.<sup>1</sup>[6] Zur Ermittlung dieser muss die Betrachtung auf Systemebene stattfinden.

<sup>1</sup>Eine verständliche Beschreibung des Problems mit einem Beispiel findet sich bei [6] auf Seite 77 und 78.

## 2 Zuverlässigkeitsanalyse

Um eine Betrachtung auf der Systemebene durchzuführen, müssen unter anderem bedingte Wahrscheinlichkeiten berücksichtigt werden können. Mit Hilfe der Modellierung des Systems als markovschen Prozess kann dies nach [6] erreicht werden. Für jede Komponente wird ein markovsches Modell benötigt, welches die Komponentenzustände und deren Zustandsübergänge beschreibt. Die Ausfall- und Reparaturraten werden als konstant angenommen. Ein markovsches Systemmodell wird wiederum aus den markovschen Komponentenmodellen zusammengesetzt. Für dieses Systemmodell wird durch Lösen der beschreibenden Gleichungen die Auftrittswahrscheinlichkeit der einzelnen Systemzustände bestimmt.

Wird, wie zuvor beim Kombinationsverfahren, ein aus zwei Komponenten bestehendes System betrachtet, welche wiederum zwei Komponentenzustände annehmen können, so ergibt sich das in Abbildung 2.1 aufgestellte Zustandsdiagramm.

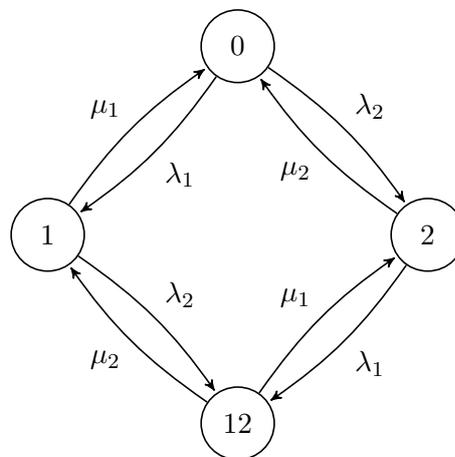


Abbildung 2.1: Zustandsdiagramm für ein Zweikomponentensystem mit jeweils zwei Komponentenzuständen

Der Zustand 0 bedeutet, dass keine Komponente ausgefallen ist; Zustand 1 bedeutet, dass Komponente 1 ausgefallen ist, usw. Ein Übergang von Systemzustand 0 auf Systemzustand 1 erfolgt mit der Ausfallsrate  $\lambda_1$  der Komponente 1; ein Übergang von 1 auf 0 erfolgt mit der Reparaturrate  $\mu_1$ . Analog gilt dies für die weiteren Zustandsübergänge im System. Auf dieser Basis und der Annahme, dass das betrachtete System Markov-Eigenschaft hat, wird die Zustandsübergangsmatrix ermittelt.

$$\begin{pmatrix} -(\lambda_1 + \lambda_2) & \mu_1 & \mu_2 & 0 \\ \lambda_1 & -(\mu_1 + \lambda_2) & 0 & \mu_2 \\ \lambda_2 & 0 & -(\lambda_1 + \mu_2) & \mu_1 \\ 0 & \lambda_2 & \lambda_1 & -(\mu_1 + \mu_2) \end{pmatrix} \quad (2.7)$$

Ein Lösen des Gleichungssystems aus 2.7 führt zu den Wahrscheinlichkeiten der Systemzustände in 2.8.

$$p_0 = \frac{\mu_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (2.8a)$$

$$p_1 = \frac{\lambda_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (2.8b)$$

$$p_2 = \frac{\mu_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (2.8c)$$

$$p_{12} = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (2.8d)$$

Für einen Systemzustand sind bei einem markovschen Prozess, neben der Zustandswahrscheinlichkeit, die zugehörigen Zustandsübergangsraten zu den übrigen Systemzuständen verfügbar. Aus diesen Informationen kann mit Formel 2.9<sup>2</sup> allgemein die Häufigkeit für einen Systemzustand ermittelt werden.[2]

$$H_i = p_i \sum_{i \neq j} \lambda_{ij} \quad (2.9)$$

Im gewählten Beispiel wird die Zustandshäufigkeit für den Systemzustand 12 als  $H_{12} = p_{12}(\mu_1 + \mu_2)$  errechnet. Soll die Ausfallhäufigkeit  $H_{sys}$  des Systems errechnet werden, so werden alle Zustände, welche eine Unterbrechung der Versorgung zur Folge haben, zusammengefasst. Selbiges wird mit allen Zuständen durchgeführt, welche zu keiner Systemunterbrechung führen. Dies darf bei Darstellung des Systems als markovschen Prozess erfolgen. Der Zustandsraum  $\Omega$  wird auf diesem Weg in einen Unterraum der fehlerbehafteten Zustände  $F \subseteq \Omega$  und in einen Unterraum der fehlerfreien Zustände  $W \subseteq \Omega$  geteilt. Entscheidend für die Häufigkeit einer Systemunterbrechung sind Übergänge zwischen den Unterräumen  $F$  und  $W$ . Zustandsübergänge zwischen zwei Zuständen innerhalb eines Unterraumes sind in der Berechnung nicht zu berücksichtigen. Bei einer globalen Betrachtung des Systems ist ein Übergang von einem fehlerbehafteten Zustand in einen anderen kein eigenständiges Ausfallereignis. Das System bleibt bei diesem Übergang der inneren Zustände im Ausfallzustand. Mit

$$H_{sys} = \sum_{i \in F} p_i \left( \sum_{j \in W} \lambda_{ij} \right) \quad (2.10)$$

wird die Systemunterbrechungshäufigkeit errechnet und dieser Umstand berücksichtigt. Die Fehlerwahrscheinlichkeit  $P_F$  des Systems wird nach

$$P_F = \sum_{i \in F} p_i \quad (2.11)$$

berechnet.

Der Ansatz der Iteration über alle möglichen Kombinationen von Komponentenzuständen, und damit die Iteration über alle möglichen Systemzustände im Kombinationsverfahren, bietet eine Zusammenführung mit dem als markovschen Prozess dargestellten Systemmodell an. Auf diesem Wege wird das Kombinationsverfahren von einem Berechnungsverfahren auf Komponentenebene zu einem Verfahren auf Systemebene umgewandelt. Zu diesem Zweck erfolgt ein Übergang von der Iteration über Kombinationen von Komponentenzuständen zu einer Iteration über Systemzustände. Die Berechnung der Nichtverfügbarkeit des Systems erfolgt analog zum Kombinationsverfahren nach Gleichung 2.2.

<sup>2</sup>Die Übergangsraten  $\lambda_{ij}$  ist in Gleichung 2.9 in allgemeiner Form angeschrieben. Es erfolgt in diesem Fall keine Unterscheidung zwischen Ausfall- und Reparaturrate.

Die Auftretswahrscheinlichkeiten der Systemzustände werden hierbei nun über den Umweg der Berechnung des markovschen Prozesses ermittelt. Gleichung 2.1 kommt nicht mehr zur Anwendung. Bei realen Netzen ist die Anzahl der durch diese Methode zu analysierenden Systemzustände sehr hoch. Vielfach sind Zustände vorhanden, welche eine vernachlässigbar geringe Auftretswahrscheinlichkeit aufweisen. Weiters ist es sinnvoll, in der Zuverlässigkeitsanalyse die Anzahl an gleichzeitig ausgefallenen Komponenten zu beschränken. Zum Zweck der optimierten Auswahl der zu untersuchenden Systemzustände wurden verschiedene Algorithmen entwickelt.[4]

### 2.1.2 Fehlereffektanalyse und Berechnung der Zuverlässigkeitskenngrößen

Die Basis der Fehlereffektanalyse stellt die Kontrolle der Versorgung aller Verbraucher bei gegebenem Systemzustand dar. Zu diesem Zweck stehen verschiedene Verfahren wie die Verbindungskontrolle, Maximalflussberechnung, DC-Lastfluss und AC-Lastfluss zur Verfügung.[4] Idealerweise erfolgt die Kontrolle des Netzzustandes durch eine AC-Lastflussberechnung. [7] Der Vorteil der AC-Lastflussberechnung liegt in der detailliertesten Abbildung des elektrischen Netzes unter allen zur Verfügung stehenden Kontrollmethoden. Im AC-Netz auftretende Effekte können auf diese Weise in der Zuverlässigkeitsanalyse berücksichtigt werden. Somit kann die Prüfung des Netzzustandes, neben der Verbindung von Abnehmern mit dem übrigen elektrischen Netz, auch weitere Fehlerkriterien wie Unter- bzw. Überspannung umfassen.

Es muss beachtet werden, dass die Last im Netz nicht konstant ist. Zu diesem Zweck wird die Leistungsdauerlinie der Last erzeugt. Durch Diskretisieren der Dauerlinie in Form einer relativen Häufigkeitsverteilung werden  $n_L$ -Klassen der Leistung mit einer Auftretswahrscheinlichkeit erzeugt. Im Rahmen der Zuverlässigkeitsanalyse werden  $n_L$ -Lastflussberechnungen getrennt durchgeführt und die Versorgung der Abnehmer überprüft. Die errechneten Ergebnisse für jede Laststufe werden mit der Wahrscheinlichkeit der Laststufe gewichtet.

## 2.2 Berücksichtigung vom Nennbetrieb abweichende Betriebszustände in der Zuverlässigkeitsanalyse

Die Betriebsmittel des elektrischen Netzes sind üblicherweise für definierte Umgebungsbedingungen ausgelegt. Unter den Auslegungsbedingungen darf das Betriebsmittel bis zu der daraus festgelegten Nennleistung im Dauerbetrieb belastet werden. Als Beispiel für diese Umweltaforderungen ist die Norm DIN IEC 60076-1 für Leistungstransformatoren genannt. So ist darin für den Betrieb der entsprechend ausgelegten Transformatoren ein Bereich der Umgebungstemperatur von  $-25\text{ °C}$  bis  $+40\text{ °C}$  angegeben. Durch Festlegungen dieser Art ist sichergestellt, dass die so entwickelte Komponente für den Einsatzbereich geeignet ist und die an sie gestellten Anforderungen erfüllt. Abweichungen von den Umgebungsbedingungen der Auslegung müssen mit entsprechender Reduzierung der maximalen Belastung im Dauerbetrieb (Derating) berücksichtigt werden.

Abseits des Dauerbetriebes können weitere Betriebsarten für eine Komponente festgelegt werden. Diese sind für einen eingeschränkteren Betriebsbereich und/oder eine beschränkte

Betriebsdauer in diesem Zustand definiert. Für Leistungstransformatoren kann hier wieder exemplarisch aus der DIN IEC 60076-Normenreihe DIN IEC 60076-7 genannt werden. In dieser werden, neben der normalen zyklischen Belastung, der langanhaltende und der kurzzeitige Notbetrieb angeführt. Für diese beiden vom Normalbetrieb abweichenden Betriebsarten sind gesonderte Grenzen für den Betriebsstrom und die Heißpunkttemperatur im Transformator genannt.

Unter den definierten Umgebungsbedingungen stellt die maximal zulässige Belastung einer Komponente die Grenze der Dauerbelastung dar. Eine Überschreitung dieser würde bei den gegebenen Auslegungsbedingungen zu einer unzulässigen Erwärmung und, als Folge dessen, zu einer schnelleren Alterung oder Zerstörung der Komponente führen. Bei einer niedrigeren als die höchste erlaubte Umgebungstemperatur wird das Betriebsmittel weniger stark erwärmt, da der Wärmeübergang zwischen diesem und der Umgebung größer, und damit die Kühlung der Komponente besser ist. Jene Umgebungsbedingungen, die der Definition der Belastungsgrenzen des normalen Betriebszustandes eines Betriebsmittels dienen, sind in der Regel im operativen Betrieb eines Netzes selten anzutreffen. Im Betrieb sind somit häufig Belastungsreserven verfügbar, welche nicht ausgenutzt werden. Im Falle einer Freileitung bedeutet dies, dass deren Belastbarkeit im Dauerbetrieb bei winterlichen Temperaturen höher liegen kann als dies im Hochsommer der Fall wäre. Das Verfügbarmachen dieser thermischen Kapazitätsreserven wird Thermal Rating genannt.

Die Betriebsart kurzzeitiger Notbetrieb steht exemplarisch bei Transformatoren für eine zweite Strategie der thermischen Ausnutzung von Betriebsmitteln. Ihre Wärmekapazität wird genutzt, um für einen beschränkten Zeitraum höhere Belastungen des Betriebsmittels zulassen zu können. Die zugrunde liegende Annahme ist in diesem Fall, dass bei einer sprunghaften Erhöhung der Belastung die betroffene Komponente nicht sprunghaft auf eine, den Verlusten entsprechende, höhere Temperatur erwärmt wird. Die Zeitspanne zwischen dem Eintritt der Belastungserhöhung und dem Überschreiten der erlaubten inneren Temperatur des Betriebsmittels kann dem Netzbetrieb zur Verfügung gestellt werden.

Für die Zuverlässigkeitsanalyse können die genannten Betriebsarten von Interesse sein. Beide Varianten haben Auswirkungen auf die verfügbaren Kapazitäten zum Transport von elektrischer Energie und haben damit auch Einfluss auf mögliche Engpässe im elektrischen Netz. Eine Bewertung durch die Zuverlässigkeitsanalyse erlaubt die strategische Planung des Einsatzes dieser Betriebsarten.

Zur Analyse komplexer Energienetze ist der Einsatz von spezialisierter Berechnungssoftware unumgänglich. Als Beispiele sind NEPLAN, PSS-Sincal und Power Factory zu nennen. Alle drei Softwarepakete verfügen neben der AC-Lastflussberechnung, Kurzschlussberechnung, usw. auch über die Möglichkeit zur Durchführung einer Zuverlässigkeitsanalyse. Abhängig vom Softwarepaket sind Simulations- und/oder analytische Verfahren implementiert. Sowohl NEPLAN als auch PSS-Sincal unterstützen in der Zuverlässigkeitsanalyse auch die Berücksichtigung von betriebsmäßiger Überlastung (kurzzeitiger Notbetrieb). Ersteres ist aktuell (Stand 2017) in der Lage, eine kurze, eine mittlere und eine lange Dauer der Belastung für Kabel, Freileitungen, Transformatoren und Kupplungen für die Zuverlässigkeitsanalyse zu definieren. Die lange Belastungsdauer ist hierbei als Dauerbelastung des Betriebsmittels zu verstehen. PSS-Sincal kann im Gegensatz drei statt zwei

## 2 Zuverlässigkeitsanalyse

Stufen für die Überlast in der Zuverlässigkeitsanalyse berücksichtigen. Das Softwarepaket Power Factory ist in der Lage Überlaststufen zu definieren, wendet diese jedoch nicht in der Zuverlässigkeitsanalyse an.

Eine Berücksichtigung von Thermal Rating in der Zuverlässigkeitsanalyse ist in den erwähnten Netzberechnungspaketen nicht implementiert. Umsetzungen dieser Methode sind in der Forschung erfolgt und in wissenschaftlichen Veröffentlichungen erwähnt. Als Beispiel kann [5] genannt werden, welche den Einfluss von Thermal Rating auf die Zuverlässigkeit von elektrischen Energienetzen untersucht haben.

Die thermische Ausnutzung von Betriebsmitteln ist in der Zuverlässigkeitsanalyse in den angeführten Softwarepaketen derzeit nur für die kurzzeitige Überlastung verfügbar. Thermal Rating als die zweite mögliche Strategie findet noch keine Anwendung. Die kurzzeitige Überlastung kann in der Zuverlässigkeitsberechnung derzeit nur in Form einer statisch festgelegten stufenförmigen Kennlinie berücksichtigt werden.

Ziel dieser Arbeit ist die Überprüfung des Einflusses der thermischen Ausnutzung von Betriebsmitteln auf die Zuverlässigkeitsanalyse. Es soll die Veränderung an den Ergebnissen der Analyse bei einem Übergang von einer gestuften zu einer kontinuierlichen Überlastkennlinie untersucht werden. Ein weiterer Punkt ist die Untersuchung des Einflusses der Umgebungstemperatur bei Verwendung einer kontinuierlichen Kennlinie auf Zuverlässigkeitskenngrößen. Neben der Überlastung des Betriebsmittels soll der Einfluss von Thermal Rating auf die Zuverlässigkeitsanalyse ermittelt werden.

### 3 Berücksichtigung von thermischen Modellen in der Zuverlässigkeitsanalyse

Für die Berücksichtigung der thermischen Modelle in der Zuverlässigkeitsanalyse können neben Simulationsmethoden auch analytische Berechnungsverfahren gewählt werden. Analytische Berechnungsverfahren, im speziellen Zustandsraumverfahren wie das Zustandsenumerationsverfahren, bieten die Möglichkeit, gezielt Systemzustände, die für eine Auswertung von Interesse sind, zu untersuchen. Dies kann für eine Verwendung der Methoden der Zuverlässigkeitsanalyse abseits der probabilistischen Netzplanung von Belang sein. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit die Implementierung von thermischen Modellen in der Zustandsenumerationsmethodik untersucht. Es wird dabei exemplarisch ein thermisches Modell aus DIN IEC 60076-7 verwendet und damit in den Analysen eine Einschränkung auf Leistungstransformatoren getroffen. Bei der Implementierung von thermischen Modellen wird die Entwicklung eines allgemein für Komponenten des elektrischen Energienetzes anwendbaren Berechnungsansatzes angestrebt. Die Untersuchung umfasst die getrennte Umsetzung von Thermal Rating und kurzzeitigem Notbetrieb.

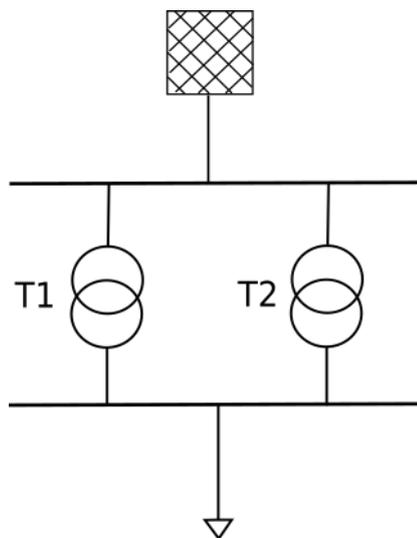


Abbildung 3.1: Gewähltes Testnetz zur Analyse der Zuverlässigkeit im Zustandsenumerationsverfahren mit verschiedenen Verfahren der thermischen Ausnutzung von Betriebsmitteln

Als Untersuchungsobjekt dient ein in Abbildung 3.1 dargestelltes fiktives Testnetz. Die Betriebsmittel des Energienetzes werden in der Zuverlässigkeitsanalyse über ein Zweizustandsmodell dargestellt.

In Tabelle 3.1 sind die nicht-veränderlichen Komponentenparameter für die Zuverlässig-

keitsberechnung dargestellt. Die Nennleistungen der Transformatoren sind passend angenommene Werte, bei denen das Netz im Betriebszustand 0 die Leistungsnachfrage decken kann. Aufgrund der gewählten Nennleistungen der Netzumspanner und des Lastganges am Knotenpunkt ist keine (n-1)-Sicherheit vorhanden. Dies ist bewusst gewählt, da dieses strikte deterministische Planungskriterium nicht Ziel der Untersuchung sein soll. Die stochastischen Kenngrößen für die Transformatoren stammen aus der FFN-Statistik [?] für die Jahre 2004 bis 2011.

Berücksichtigtes Ausfallmodell	unabhängiger Einfachausfall
Sternpunktbehandlung Netz	kompensiert
Spannungsebene	110 kV
Kurzschlussleistung übergeordnetes Netz	ideales Netz
Nennleistung Transformator 1	110 MW
Nennleistung Transformator 2	110 MW
Leistung Last	0,66 - 212 MW
Erwartungswert für Ausfallhäufigkeit übergeordnetes Netz	0 1/a
Erwartungswert für Ausfalldauer übergeordnetes Netz	0 h
Erwartungswert für Ausfallhäufigkeit Transformator 1 & 2	0,00881 1/a
Erwartungswert für Ausfalldauer Transformator 1 & 2	16,19 h
Erwartungswert für Ausfallhäufigkeit Last	0 1/a
Erwartungswert für Ausfalldauer Last	0 h

Tabelle 3.1: Eingangsdaten zur Simulation

Es wird angenommen, dass alle in einem Umspannwerk installierten Transformatoren die gleichen Umgebungsbedingungen vorfinden.

Für diese Arbeit wurde eine Umsetzung als MATLAB<sup>®</sup>-Skript einer Adaptierung vorhandener Software vorgezogen. Grund für diese Entscheidung ist die Möglichkeit tiefergehenden Kontrolle über die verwendeten Berechnungs- und Analyseverfahren. Speziell bei der Umsetzung des kurzzeitigen Notbetriebes in der Zustandsenumeration (siehe Abschnitt 3.3) ist dies notwendig.

Für die Fehlereffektanalyse wird weiters ein pessimistisches Lastabwurfmodell gewählt. Dies bedeutet, dass bei Überlastung des eines Betriebsmittels kein teilweises Abwerfen der Last erlaubt wird. Es kann nur die gesamte Last von der Versorgung getrennt werden.

## 3.1 Verwendetes thermisches Komponentenmodell

Zur Ermittlung und Ableitung von thermischen Parametern stehen für die Betriebsmittel des elektrischen Netzes verschiedene Modelle zur Verfügung. Diese Modelle werden für bestimmte Einsatzgebiete entwickelt und optimiert. Aus diesem Grund existieren Modelle, welche für den betrieblichen Einsatz in Monitoringsystemen entwickelt werden. Auf Basis

des gegenwärtigen Lastzustandes, sind diese Systeme beispielsweise in der Lage, die Zeit zu errechnen, die ein Betriebsmittel in einem Betriebszustand, wie den kurzzeitigen Notbetrieb, betrieben werden dürfen. Damit wird eine Nutzung der thermischen Trägheit des Betriebsmittels zur Stützung des Netzbetriebes möglich. Durch diese Maßnahme können bei einem Fehler im Netz weitreichende Auswirkungen zumindest teilweise verhindert werden, da Zeit zum Ergreifen von Gegenmaßnahmen gewonnen wird.

Für die Zuverlässigkeitsanalyse kann die Berücksichtigung der Fähigkeiten von modernen Monitoringsystemen zusätzliche Informationen zur Bewertung des vorliegenden Netzes einbringen. Auf Basis der getätigten Analysen ergeben sich weitere Möglichkeiten zur Optimierung von Wiederversorgungs- und Umschaltstrategien im Netzbetrieb.

In der Umsetzung der beiden Methoden zur Ausnutzung des thermischen Verhaltens von Betriebsmitteln werden in dieser Arbeit die in [3] angeführten Exponentialgleichungen verwendet. Dieses ist gemäß der Beschreibung in dieser Norm zur Darstellung vereinfachter Vorgänge geeignet. Da die Gleichungen keine kontinuierlichen Änderungen von Umgebungstemperatur  $\theta_{amb}$  und Auslastungsfaktor  $K$  berücksichtigen können, schränken sich die analysierbaren Vorgänge auf sprunghafte Änderungen der Belastung, ausgehend von einem stationären Zustand, ein. Bei Analyse von Ausfallvorgängen im elektrischen Netz kann davon ausgegangen werden, dass diese einen raschen Übergang zwischen den Systemzuständen verursachen. Dadurch kann angenommen werden, dass die Belastungen der Betriebsmittel sprunghafte Änderungen erfahren. Für die Untersuchung der Auswirkungen dieses thermischen Modells auf die Zuverlässigkeitsanalyse ist keine Beeinflussung der Ergebnisse durch die genannte Einschränkung der Exponentialgleichungen zu erwarten.

Die Änderung der Heißpunkttemperatur des Transformators durch sprunghaften Anstieg des Belastungsfaktors wird durch

$$\theta_h = \theta_{amb} + \Delta\theta_{oi} + \left\{ \Delta\theta_{or} \cdot \left[ \frac{1 + R \cdot K^2}{1 + R} \right]^x - \Delta\theta_{oi} \right\} \cdot f_1(t) + \Delta\theta_{hi} + \{H g_r K^y - \Delta\theta_{hi}\} \cdot f_2(t) \quad (3.1)$$

mit

$$f_1(t) = 1 - e^{(-t)/(k_{11} \cdot \tau_o)} \quad (3.2)$$

und

$$f_2(t) = k_{21} \cdot \left( 1 - e^{(-t)/(k_{22} \cdot \tau_w)} \right) - (k_{21} - 1) \cdot \left( 1 - e^{(-t)/(\tau_o/k_{22})} \right) \quad (3.3)$$

beschrieben. Für sprunghaftes Abfallen des Belastungsfaktors ist ebenfalls eine ähnliche Funktion beschrieben. Diese wird in den weiterführenden Analysen der Auswirkung des thermischen Modells auf die Zuverlässigkeitsanalyse in dieser Arbeit nicht benötigt. Da keine Umschaltungen in den Berechnungen berücksichtigt werden, wird angenommen, dass mit steigender Ausfallordnung der Belastungsfaktor  $K$ , an den in Betrieb befindlichen Komponenten, ebenfalls ansteigt. Somit sind alle untersuchten Zustandsübergänge sprunghafte Erhöhungen der Belastung der Transformatoren.

Die Parameter des in dieser Arbeit verwendeten Exponentialgleichungsmodells wurden für einen ONAN-Transformator gewählt. Hierbei wurden die empfohlenen Kennwerte für Transformatoren mittlerer und hoher Leistung, mit Beschreibung durch Exponentialgleichungen, aus der Tabelle 5 in DIN IEC 60076-7 entnommen. Werte, welche nicht in dieser

Tabelle aufgeführt sind, wurden aus einem passenden Berechnungsbeispiel aus dem Anhang B der Norm entnommen.

Parameter	Wert	Einheit
Ölexponent $x$	0,8	1
Wicklungsexponent $y$	1,3	1
Wärmemodellkonstante $k_{11}$	0,5	1
Wärmemodellkonstante $k_{21}$	2	1
Wärmemodellkonstante $k_{22}$	2	1
Mittlere Ölzeitkonstante $\tau_o$	210	min
Mittlere Wicklungszeitkonstante $\tau_w$	10	min
Bemessungsübertemperatur der obersten Ölschicht $\Delta\theta_{or}$	45	K
Bemessungsübertemperatur des Heißpunktes $\Delta\theta_{hr}$	35	K
Verhältnis Lastverluste bei Bemessungsstrom zu Leerlaufverluste $R$	1000	1

Tabelle 3.2: Modellparameter des thermischen Modells des im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Transformators

Für das Produkt  $Hg_r$  in Gleichung 3.1 wird gemäß Abschnitt 8.1.2 in [3]  $\Delta\theta_{hr} = Hg_r$  als Vereinfachung angenommen. In der Umsetzung der Programmierung dieser Arbeit wurde ein von Werner Hofbauer im Rahmen seiner Diplomarbeit verwendeter und in MATLAB<sup>®</sup> zum Suchen der Lösung der Exponentialgleichungen umgesetzter Programmcode verwendet.

### 3.2 Thermal Rating in der Enumerationsmethode

Thermal Rating beschreibt die Abhängigkeit der Dauerbelastbarkeit eines Betriebsmittels von der Umgebungstemperatur. Für Komponenten der elektrischen Energienetze wird üblicherweise die Nennleistung als Maß der maximalen Übertragungskapazität im Dauerbetriebszustand angegeben. Bestimmt wird dieser Wert in Abhängigkeit von Konstruktionsparametern und Umgebungsbedingungen. Die Berechnung ist in einschlägigen Normen definiert. Für Leistungstransformatoren ist der Vorgang der Ermittlung beispielsweise in der DIN IEC 60076 Normenreihe beschrieben.

Auf Basis der DIN IEC 60076 Normen wurde die Abhängigkeit der Belastbarkeit eines Beispieltransformators von der Umgebungstemperatur ermittelt. Diese wird mittels des in [3] angeführten thermischen Modells in Exponentialgleichungsform iterativ erhoben. Thermal Rating ist in DIN IEC 60076 nicht definiert. Daher wird für diese Arbeit festgelegt, dass eine zulässige Belastung bei konstanter Umgebungstemperatur zu keiner Überschreitung des Grenzwertes der Heißpunkttemperatur des Betriebsmittels innerhalb eines Betrachtungszeitraums von 24 Stunden führt. Da Thermal Rating Auswirkungen auf die Dauerbelastbarkeit eines Transformators hat, wird weiters angenommen, dass der Grenzwert der

Heißpunkttemperatur in diesem Betrachtungsfall, nach Tabelle Tabelle 4 in [3], mit 120 °C festgelegt ist. Die weiteren Modellparameter des thermischen Modells des in weiterer Folge verwendeten Transformator-Typs sind in 3.1 angeführt.

Die Berechnung der maximal zulässigen Dauerbelastung erfolgte in 5 °C-Schritten in einem Bereich von -20 °C bis +30 °C Umgebungstemperatur. In Abbildung 3.2 ist der ermittelte Zusammenhang zwischen dem K-Faktor des Transformators und der Umgebungstemperatur dargestellt. Die Detailergebnisse der Berechnung sind in Tabelle A.1 im Anhang ersichtlich und stammen aus einer nach den gegebenen Vorgaben von Werner Hofbauer im Rahmen seiner Diplomarbeit erstellten Analyse zur Ermittlung des Zusammenhangs zwischen Umgebungstemperatur und maximal erlaubter Dauerbelastung nach oben angeführter Definition.

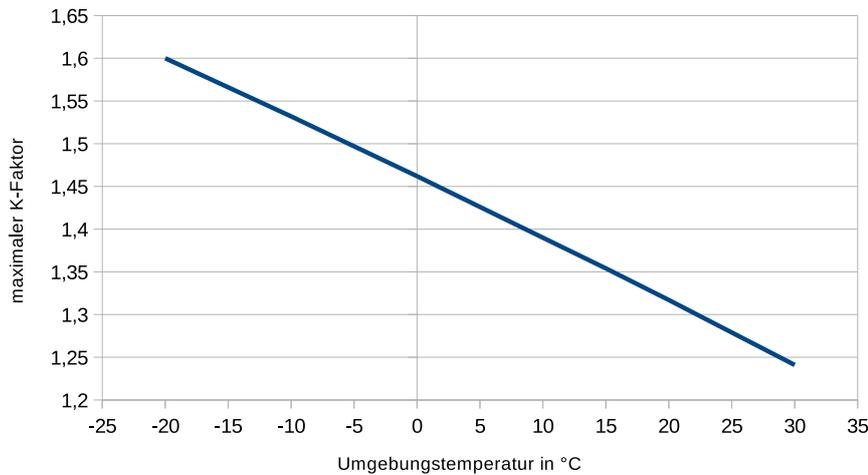


Abbildung 3.2: K-Faktor der Belastbarkeit in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur für verwendeten Transformator

Es ist erkennbar, dass im betrachteten Temperaturbereich ein nahezu linearer Zusammenhang zwischen den beiden Größen besteht. Zur einfacheren Umsetzung in einem Berechnungsskript wird eine quadratische Funktion  $K(\theta_{amb})$  angenähert. Hierfür wurden die Datenpunkte bei -20 °C und 0 °C als Stützstellen ausgewählt. Für den gewählten ONAN-Transformator ergibt sich die Funktion

$$K(\theta_a) = -9,4 \cdot 10^{-6} \text{ °C}^{-2} \theta_a^2 - 7,088 \cdot 10^{-3} \text{ °C}^{-1} \theta_a + 1,462 \quad (3.4)$$

aus den ermittelten Ratings. Für die Umsetzung des Thermal Ratings in der Zuverlässigkeitsanalyse wurde eine Berücksichtigung der Ratings in der Fehlereffektanalyse als Ansatz gewählt. Diese Form der Integration des thermischen Modells erlaubt es, die der Zuverlässigkeitsanalyse zugrunde gelegten Berechnungsmodelle unangetastet zu belassen. Es werden im Zuge der Implementierung Zustände der Umgebungstemperatur in der Analyse eingeführt. Allgemein kann das Zustandsenumerationsverfahren immer durch zusätzliche Zustände erweitert werden, um ein Systemverhalten bzw. weitere Eigenschaften abbilden zu können. Die Zustände der Umgebungstemperatur können mit der Formel 3.2 in

### 3 Berücksichtigung von thermischen Modellen in der Zuverlässigkeitsanalyse

Zustände des Ratings der Komponente umgerechnet werden. Es wird in weiterer Folge angenommen, dass die Last am Netzknoten und die Umgebungstemperatur stochastisch unabhängige Zufallsvariablen sind. Zur einfacheren Bestimmung der Temperaturzustände werden diese als diskrete Zustände aus der Zeitreihe  $\theta_{amb}(t)$  der Umgebungstemperatur generiert. Jeder dieser Zustände weist dabei einen Wert für die Temperatur und eine Auftrittswahrscheinlichkeit auf und entspricht damit einer Häufigkeitsverteilung. Die Erzeugung der Verteilung für eine zuvor definierte Klassenanzahl  $k$  erfolgt nach folgendem Ablauf:

1. Eliminieren von Messfehlern
2. Bestimmen von Minimum- und Maximumwert (Wertebereich) der gesamten Zeitreihe
3. Festlegen der Klassenbreite  $D = \frac{\max(\theta_{amb}(t)) - \min(\theta_{amb}(t))}{k}$
4. Festlegen der Klassen (z.B. Werte der 2. Klasse in der Häufigkeitsverteilung liegen zwischen  $\min(\theta_{amb}(t)) + D$  und  $\min(\theta_{amb}(t)) + 2D$ )
5. Für jede festgelegte Klasse im Wertebereich wird die Anzahl  $n_k$  an zugehörigen Messwerten der Zeitreihe bestimmt.

Durch Beziehen von  $n_k$  auf die Gesamtanzahl  $n_{ges}$  an Messwerten wird die relative Häufigkeitsverteilung einer Messwertreihe bestimmt. Diese wird mit dem Wert und der relativen Auftrittswahrscheinlichkeit der Klasse in der Zuverlässigkeitsanalyse berücksichtigt. Für die Berechnungen in der Arbeit wurden die von der Maschinenfabrik Reinhausen zur Verfügung gestellten Messwertreihen aus dem, in einem Umspannwerk in Betrieb befindlichen, Monitoringsystem für Transformatoren verwendet<sup>1</sup>. Diese umfassen Messwerte mit einer zeitlichen Auflösung von 30 Sekunden. Aus den Messdaten wurden nach dem zuvor genannten Schema Häufigkeitsverteilungen der Temperatur ermittelt. Mit Hilfe von Microsoft Excel<sup>®</sup> wurden die Verteilungen mit 5, 10, 25, 50, 75 und 100 Klassen bestimmt. Ebenfalls wurde zur Darstellung der Sensibilität der Zuverlässigkeitsberechnung auf das thermische Modell eine Berechnung mit dem Jahresmittelwert, der gemessenen Temperatur und eine mit 40 °C (der maximal zulässigen Umgebungstemperatur nach DIN EN 60076-2) durchgeführt. In Abbildung 3.3 ist die kumulierte relative Häufigkeitsverteilung der Umgebungstemperatur abgebildet. Die tabellarische Auflistung der ermittelten relativen Häufigkeiten sind im Anhang ersichtlich.

Zur Berücksichtigung der Last ist aus den Messdaten von einem der Transformatoren des Umspannwerkes eine Häufigkeitsverteilung der übertragenen Leistung ermittelt worden. Da die zur Verfügung gestellten Monitoringdaten teilweise über größere Zeiträume Lücken bzw. Ausfälle aufwiesen, wurde die Messreihe des Umspanners mit der größten Anzahl an verfügbaren Messwerten herangezogen. Diese wurde als Lastgang für das umgesetzte Netzbeispiel verwendet. Möglich ist das nur, weil das zur Analyse verwendete Netz rein fiktiv und lediglich das Verhalten der Last von Interesse ist. Die Erzeugung der Häufigkeitsverteilung der Last erfolgt analog zur Erzeugung der Häufigkeitsverteilung der Umgebungstemperatur. Für die Analyse der Auswirkungen des kurzzeitigen Notbetriebes wurden, um beide Verfahren vergleichen zu können, die selben Häufigkeitsverteilungen für Last und Temperatur verwendet.

---

<sup>1</sup>Die in Form von Häufigkeitsverteilungen aufgearbeiteten Daten stehen im Anhang zur Verfügung.

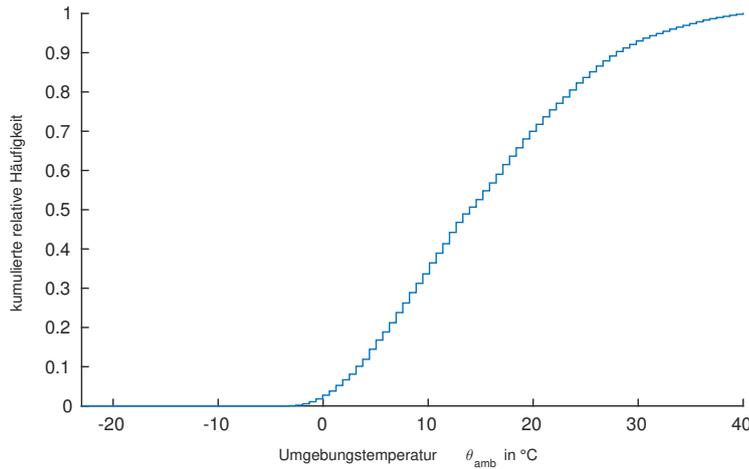


Abbildung 3.3: Kumulierte relative Häufigkeitsverteilung der Umgebungstemperatur  $\theta_{amb}$  mit 100 Klassen

Bei der Implementierung von Thermal Rating wird für jede Klasse der Umgebungstemperatur das entsprechende Rating für das Betriebsmittel bestimmt. Mit der damit ermittelten Übertragungskapazität wird für jede Klasse des diskreten Temperaturmodells die Zuverlässigkeitsanalyse wie in Abschnitt 2.1 beschrieben durchgeführt. Die ermittelten Zuverlässigkeitskenngrößen werden mit der Auftrittswahrscheinlichkeit der Temperaturklasse gewichtet und der Erwartungswert der Zuverlässigkeitskenngrößen gebildet. Die Berechnung der Nichtverfügbarkeit der Versorgung über alle Temperaturklassen erfolgt nach:

$$E(NV) = \sum_{i=1}^k p_i \cdot NV_i \quad (3.5)$$

Dieser Zusammenhang ist für alle Zuverlässigkeitskenngrößen und -indizes gültig. Der im Rahmen dieser Arbeit umgesetzte Softwarealgorithmus stützt sich auf die zuvor getätigten Betrachtungen und ist in Abbildung 3.4 dargestellt. Der gewählte Aufbau des Algorithmus erlaubt es, beliebige thermische Modelle zu verwenden. Die eigentliche Berechnung des thermischen Modells, welche das Rating eines Betriebsmittels abhängig von der Umgebungstemperatur bestimmt, findet nicht in der Zuverlässigkeitsanalyse statt. Die Bestimmung der Funktion  $K(\theta_a)$  erfolgt bei dem gewählten Algorithmus vor der eigentlichen Analyse. Es besteht die Möglichkeit, für jedes Betriebsmittel eine eigene Kennlinie in der Berechnung zu berücksichtigen. Bei Betrachtung des in Abbildung 3.4 dargestellten Algorithmus ist ersichtlich, dass dieser aus wiederholt ausgeführten Zuverlässigkeitsanalysen, mit jeweils der betrachteten Temperaturstufe entsprechenden Ratings der Komponenten, besteht. Die Umsetzung des Algorithmus ist daher in Software-Produkten mit implementierter Zuverlässigkeitsberechnung, welche eine externe Steuerung der Berechnung erlauben, auf einfachem Wege möglich. Bei einer geringen Anzahl an Klassen für die Umgebungstemperatur, z.B. bei Bestimmung mittlerer Temperaturen für Jahreszeiten, kann die Berechnung auch manuell durchgeführt werden, indem für jede Jahreszeit mit einer entsprechenden Übertragungskapazität der Komponente gerechnet und danach aus den Ergebnissen in Tabellenkalkulation der Mittelwert der Zuverlässigkeitsindizes gebildet

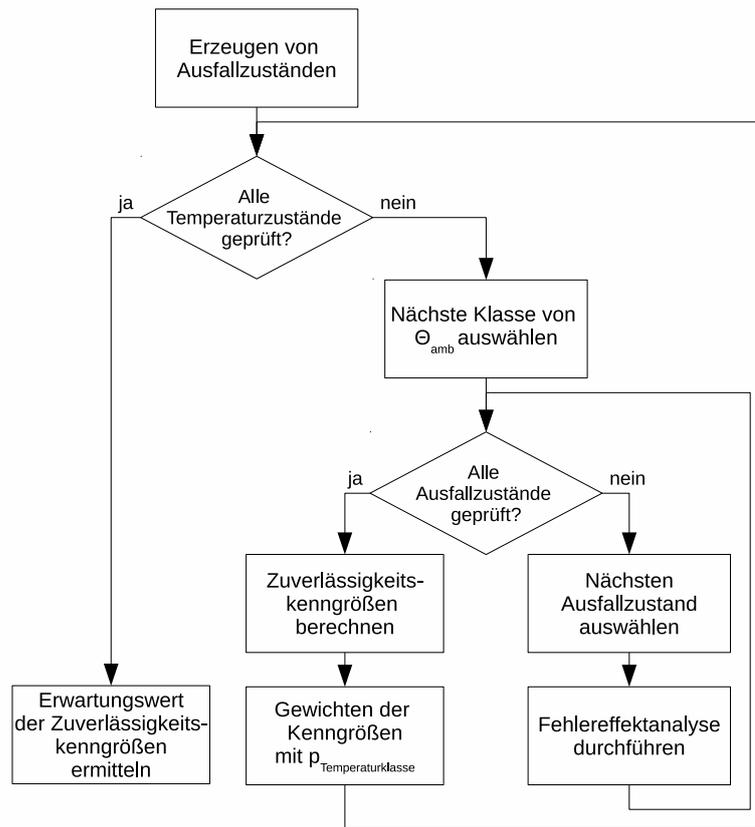


Abbildung 3.4: Ablaufdiagramm zur Berechnung der Zuverlässigkeit im Zustandsenumerationsverfahren unter Berücksichtigung von Thermal Rating

wird. Zur Untersuchung der Integration von Thermal Rating in der Zuverlässigkeitsanalyse dient die in Abbildung 3.1 dargestellte Netztopologie.

Üblicherweise werden Transformatoren per Schutztechnik überwacht. Thermal Rating kann im praktischen Netzbetrieb durch Maßnahmen wie den Überstrom-Zeit-Schutz eingeschränkt werden. Abhilfe kann durch Adaptierung des Geräteschutzes erfolgen. Eine Einschränkung des Thermal Ratings durch vorhandene Schutztechnik muss auch in der Zuverlässigkeitsanalyse berücksichtigt werden. Liegt die durch den Schutz maximal mögliche Belastung des Betriebsmittels zum Beispiel beim 1,5-fachen der Nennbelastung, so sind Ratings, die über diesem Wert liegen, ohne Adaptierung des Schutzkonzeptes nicht erreichbar. Eine Berücksichtigung der Beeinflussung des Thermal Ratings in der Zuverlässigkeitsanalyse durch die Schutztechnik findet, zur Beschränkung der Einflussgrößen auf das Ergebnis, im Rahmen dieser Arbeit nicht statt.

### 3.3 Kurzzeitiger Notbetrieb in der Enumerationsmethode

Im Abschnitt 2.2 wurde angeführt, dass kurzzeitiger Notbetrieb von NEPLAN<sup>®</sup> und PSS-Sincal<sup>®</sup> in der Zuverlässigkeitsberechnung berücksichtigt werden kann. Kennzeichnend für

die Implementierungen in den beiden erwähnten Softwarepaketen ist die Implementierung einer diskreten Überlastkennlinie. Kennzeichnend für eine solche Kennlinie wiederum ist die Angabe einer maximal zulässigen Belastung für einen maximal zulässigen Zeitraum (siehe Abbildung 3.5).

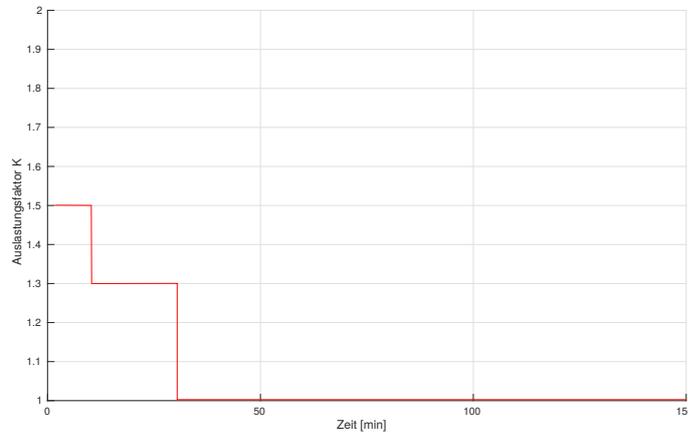


Abbildung 3.5: Beispiel einer Überlastkennlinie eines Betriebsmittels mit stufenförmigem Verlauf

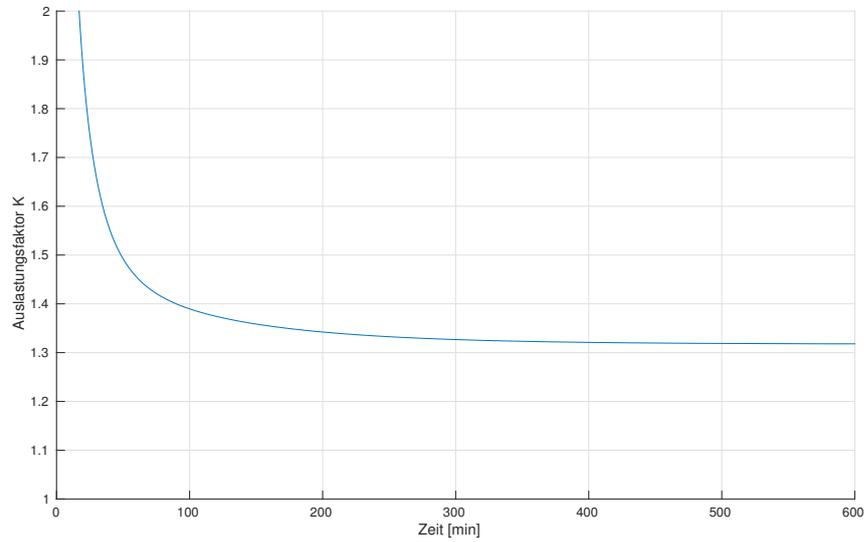
Daraus ergibt sich, dass ein Transformator z.B. 130 % für 30 Minuten und 150 % für 10 Minuten im Rahmen eines Notbetriebes belastet werden darf. Für eine Komponente ohne entsprechende Grenzwerte muss bei einer Belastung über 100% eine sofortige Abschaltung aus Sicherheitsgründen erfolgen. Ein Notbetrieb bietet somit im Netzbetrieb eine Möglichkeit, Handumschaltungen und Fehlerbehebungsmaßnahmen durchzuführen, ohne Verbraucher (oder zumindest eine geringere Anzahl an Verbrauchern) abwerfen zu müssen. Das gegebene Beispiel mit der stufenförmigen Notbetriebskennlinie zeigt ein Problem dieser Kennlinie auf: Bei einer Belastung von 131 %, würde bei gegebenen Notbetriebsparametern, nur mehr eine Verweildauer von 10 Minuten, und bei Belastungen >150 % eine Verweildauer von 0 Minuten im aktuellen Betriebszustand, zulässig sein. Es erscheint jedoch nicht sinnvoll, eine Verkürzung der erlaubten Betriebsdauer um 20 Minuten für einen Unterschied in der Belastung von einem Prozent durchzuführen. Ein Übergang von einer stufenförmigen zu einer kontinuierlichen Notbetriebskennlinie wird daraus resultierend in weiterer Folge untersucht.

Die vom Transformator tolerierbare Zeitdauer für kurzzeitigen Notbetrieb ist, neben den fixen Parametern aus der Konstruktion, abhängig von der Last und der Umgebungstemperatur.

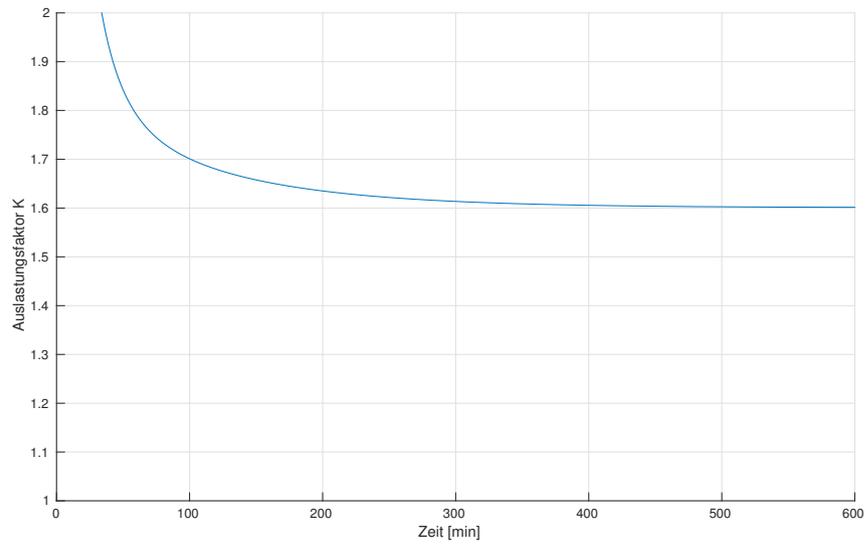
In Abbildung 3.6 ist erkennbar, dass die Umgebungstemperatur einen entscheidenden Einfluss auf die zulässige Dauer einer Belastung eines Transformators<sup>2</sup> besitzt. Als zulässige Heißpunkttemperatur ist in diesem Fall ein Wert von 160 °C gesetzt. Dies bedeutet, dass der Grenzwert der Belastung, welche die Kurven in Abbildung 3.6(a) und 3.6(b) bei einem gedachten Verlängern der Zeitachse ins Unendliche annehmen, nicht als Dauerbetriebswert aufgefasst werden dürfen.

<sup>2</sup>Für die Erstellung der Abbildung wurde der gleiche ONAN-Transformator wie in Abschnitt 3.2 verwendet. Die Daten des thermischen Modells sind in Tabelle 3.1 angeführt.

### 3 Berücksichtigung von thermischen Modellen in der Zuverlässigkeitsanalyse



(a) 40 °C Umgebungstemperatur



(b) 0 °C Umgebungstemperatur

Abbildung 3.6: Notbetriebskennlinien für ONAN-Transformator bei verschiedenen Umgebungstemperaturen

### 3.3.1 Berechnung von kurzzeitigem Notbetrieb in der Zustandsenumerationsmethode

Die Berücksichtigung von kurzzeitigem Notbetrieb mit kontinuierlichen Notbetriebskennlinien kann in der Zustandsenumerationsmethode in der Fehlereffektanalyse erfolgen. Vorteilhaft an dieser Strategie ist, dass weiterhin Markov-Ketten und damit die zugrunde liegende Beschreibung durch markovsche Prozesse möglich sind. Würde die Berücksichtigung im Modell stattfinden, so wären die Zustandsübergangsraten im Modell nicht mehr als konstant anzusehen. Eine Betrachtung als Markov-Prozess wäre dadurch nicht mehr möglich. Eine Implementierung in der Fehlereffektanalyse bietet weiters den Vorteil, dass die zugrundeliegenden Modelle in einer eventuell bereits vorhandenen Software nicht verändert werden müssen. Es erfolgt lediglich eine Änderung in der Berechnung der Zuverlässigkeitskenngrößen.

Wird in einem Netz wie aus Abbildung 3.1 kurzzeitiger Notbetrieb ermöglicht, so verändert sich die Ausfalldauer der Versorgung der Last. Liegt ein Lastbedarf vor, welcher größer als die Nennleistung eines Transformators im gegebenen Verbund ist, so führt der Ausfall eines Transformators sofort zur Überlastung des zweiten. Eine Versorgung der Last kann erst wieder stattfinden, wenn die Leistungsnachfrage durch Lastabwurf gesenkt bzw. der ausgefallene Transformator wieder repariert ist. Somit gleicht die erwartete Dauer der Nichtversorgung der Last der Reparaturdauer der ausgefallenen Komponente. Wird kurzzeitiger Notbetrieb ermöglicht, führt eine Belastung über 100 % der Nennleistung nicht zu einer sofortigen Abschaltung des betroffenen Betriebsmittels. Unter der Annahme, dass die Reparaturdauer der ausgefallenen Komponente nicht verändert wird, wird die Dauer der Nichtversorgung der Last um die zulässige Dauer des kurzzeitigen Notbetriebes reduziert. Wird im beschriebenen Testnetz beispielsweise der Ausfall von Transformator 2 durch die Zuverlässigkeitsanalyse behandelt, so befindet sich dieses Netz im Zustand 2 (siehe Abbildung 2.1), welcher mit der aus den Markov-Ketten berechneten Wahrscheinlichkeit  $p_2$  auftritt. Angenommen der Leistungsbedarf der Last überschreitet die Nennleistung von Transformator 1, dann würde im Zuge der Fehlereffektanalyse auch Transformator 1 vom Netz genommen werden. Die Last ist somit nicht mehr versorgt. Das vorläufige Ergebnis der Fehlereffektanalyse lautet in diesem Fall, dass der Zustand 2 für das zu untersuchende Netz einen Fehlerzustand bedeutet. Sind die Transformatoren im Netz mit der Fähigkeit zum kontrollierten kurzzeitigen Notbetrieb ausgestattet, so kann der Belastungsfaktor  $K$  aus dem Verhältnis Leistungsbedarf der Last zur Nennleistung des Betriebsmittels bestimmt werden. Mit  $K$  und der Umgebungstemperatur  $\theta_{amb}$  wird durch Lösen des Exponentialgleichungsmodells die zulässige Überlastdauer  $t_{ül}(K)$  bei gegebenem Belastungsfaktor bestimmt. Aus der Wahrscheinlichkeit  $p_2$ , des Auftretens des Zustandes, wird die Nichtverfügbarkeit  $NV_{sys,2}$  des Systems ermittelt.

$$NV_{sys,2} = p_2 \cdot 8760 \frac{h}{a} \quad [h/a] \quad (3.6)$$

Somit wird der Erwartungswert der Gesamtdauer der Systemunterbrechung durch Systemzustand 2 pro Jahr angegeben. Durch den Zusammenhang

$$T_u = \frac{NV_{sys,2}}{H_{sys,2}} \quad (3.7)$$

### 3 Berücksichtigung von thermischen Modellen in der Zuverlässigkeitsanalyse

wird die mittlere Unterbrechungsdauer des Systems je Auftreten des Zustandes 2 ermittelt. Da der kurzzeitige Notbetrieb die erwartete Systemunterbrechungsdauer reduziert, wird mit

$$T_u^* = T_u - t_{ül}(K) \quad (3.8)$$

die um den Notbetrieb verkürzte Systemunterbrechungsdauer errechnet. Mittels Anwendung von

$$NV_{sys,2}^* = T_u^* \cdot H_{sys,2} \quad (3.9)$$

wird die um den kurzzeitigen Notbetrieb korrigierte System-Nichtverfügbarkeit für den Systemzustand 2 in Stunden pro Jahr bestimmt. Das Ergebnis der Fehlereffektanalyse ist weiterhin ein Fehlerzustand, jedoch mit reduziertem Erwartungswert der Nichtverfügbarkeit. Zu beachten gilt es, dass  $T_u^*$  nicht negativ werden kann. Ist dies der Fall, so muss  $T_u^* = 0$  gesetzt werden. Dies bedeutet in Folge, dass ein Zustand, der ohne kurzzeitigen Notbetrieb laut Fehlereffektanalyse einen Ausfallzustand darstellt, durch ebendiesen keine Beeinträchtigung der Versorgung des angeschlossenen Abnehmers bei gegebener Leistungsnachfrage zu erwarten ist. Die Fehlereffektanalyse wertet diesen Zustand somit nicht als Fehlerzustand.

Es ist anzumerken, dass im gegebenen Berechnungsbeispiel die Zustandshäufigkeit  $H_{sys,2}$  als konstant angenommen wird. Gemäß [3] ist durch den kurzzeitigen Notbetrieb mit einer Verringerung der Durchschlagfestigkeit durch die Erhöhung der Öltemperatur zu rechnen. Dies hat direkte Auswirkungen auf die Fehlerwahrscheinlichkeit des Transformators. Die Fehlerhäufigkeit des Betriebsmittels wird erhöht; der Betriebszustand führt zu einer rascheren Alterung der betroffenen Komponente. Deshalb sollte ein Transformator nur so lange wie nötig im kurzzeitigen Notbetrieb betrieben werden. Die Häufigkeit, mit der der Transformator im kurzzeitigen Notbetrieb betrieben wird, ist jedoch aufgrund der hohen Verfügbarkeit von Komponenten im elektrischen Energienetz als gering einzuschätzen. Dies bedeutet, dass der Einfluss des kurzzeitigen Notbetriebs auf die Alterung und auf die Ausfallhäufigkeit als vernachlässigbar betrachtet werden kann. Aus diesem Grund wird der Wert  $H_{sys,2}$  in den durchgeführten Berechnungen als konstant angenommen.

In Abbildung 3.6 wurde gezeigt, dass das thermische Modell nach [3] eine Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur aufweist, welche wiederum die zulässige Dauer des kurzzeitigen Notbetriebs beeinflusst. So besteht die Möglichkeit, die Umgebungstemperatur mit 40 °C, bzw. bei maximal zulässiger Umgebungstemperatur im Betrieb, anzunehmen. Diese Strategie führt die Bestimmung der Überlastdauer immer bei den schlechtest möglichen Bedingungen durch und erreicht damit, dass die bei gegebenem Systemzustand in Realität zulässige Notbetriebsdauer größer bzw. gleich der ermittelten Notbetriebsdauer liegt. Analog zum Thermal Rating besteht die Möglichkeit Temperaturzustände in der Zuverlässigkeitsanalyse zu berücksichtigen. Über diese wird die Häufigkeitsverteilung der Umgebungstemperatur bei der Berechnung der zulässigen Notbetriebsdauer berücksichtigt. Der in Abbildung 3.7 dargestellte Algorithmus ist in MATLAB<sup>®</sup> umgesetzt und wird im Rahmen dieser Arbeit zur Untersuchung der Auswirkungen vom kurzzeitigen Notbetrieb auf die Zuverlässigkeitsanalyse verwendet. Vorteilhaft an dieser Art der Umsetzung

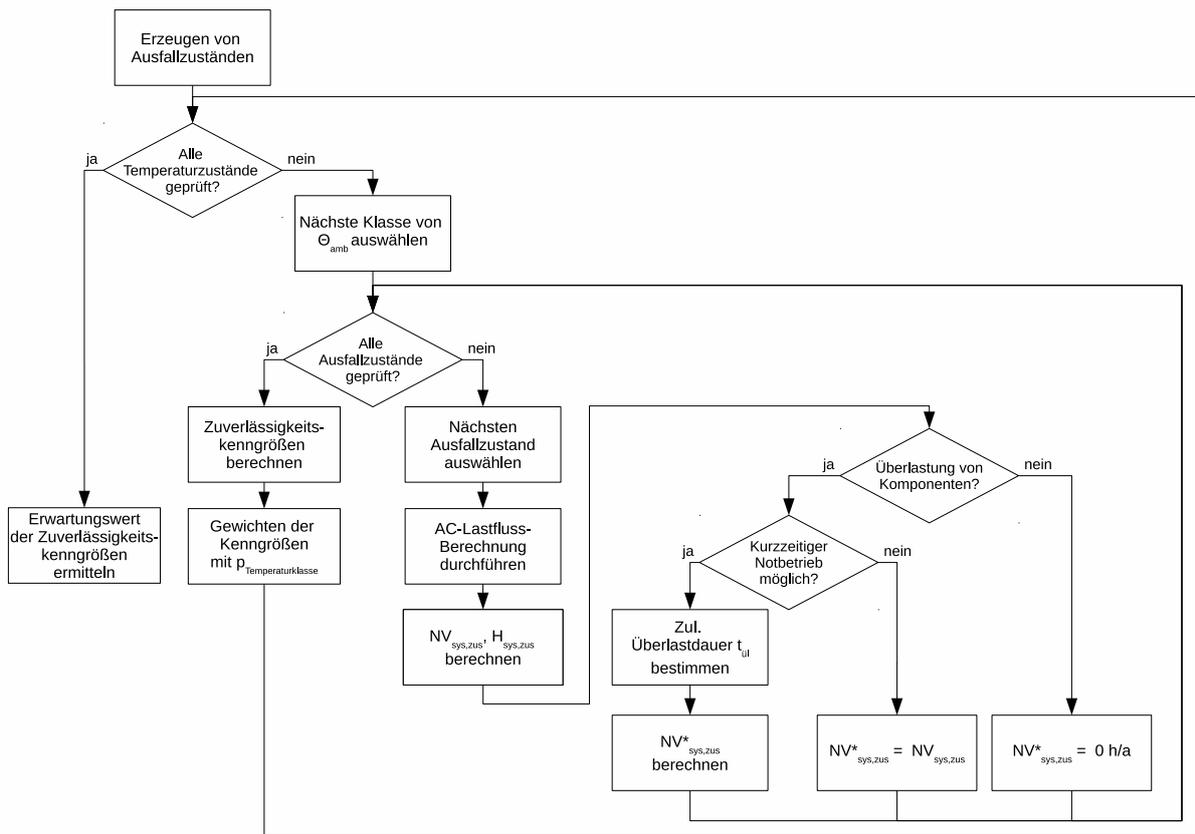


Abbildung 3.7: Ablaufdiagramm der Umsetzung der Zuverlässigkeitsberechnung mit Berücksichtigung von kurzzeitigem Notbetrieb

ist, dass das verwendete Modell als Modul implementiert werden kann. Für den Analysealgorithmus ist unerheblich, welches thermische Modell die zulässige Betriebsdauer im Notbetrieb bestimmt. Auf diesem Weg kann ebenfalls eine stufenförmige Notbetriebskennlinie in den Berechnungen berücksichtigt werden. Für den kurzzeitigen Notbetrieb werden keine Beschränkungen für den  $K$ -Faktor bzw. der zulässigen Dauer des Betriebszustands nach [3] eingeführt.

### 3.3.2 Berücksichtigung des Belastungszustandes der Komponente vor Eintritt des betrachteten Systemzustandes

Zur Bestimmung der zulässigen Dauer des kurzzeitigen Notbetriebes muss dem thermischen Modell neben der Umgebungstemperatur und der Belastung des Transformators im Notbetrieb, auch die vor Eintreten des Zustandes herrschende Belastung vorgegeben werden. Im verwendeten thermischen Berechnungsmodell wird ein Sprung von einer Belastung  $K_{vor}$  vor Eintritt des aktuellen Systemzustandes auf eine Belastung  $K$  im aktuellen Systemzustand berechnet. Somit ist der Zustand, von dem aus der aktuelle Systemzustand erreicht wird, für die zulässige Dauer des kurzzeitigen Notbetriebes ausschlaggebend. Bei den bisherigen Berechnungen wurde  $K_{vor} = 1$  angenommen. Dies ist für das gewählte Test-

netz mit zwei parallelen Transformatoren ausreichend, da als Vorzustand zu den Zuständen 1 und 2 nur der Zustand 0 und 12 möglich ist. Im Fall 12 sind beide Betriebsmittel ausgefallen und damit die Belastung der Komponenten in diesem Zustand gleich 0 % ist. Im Zustand 0 ist die maximal mögliche Belastung der Betriebsmittel gleich 100 %, weshalb hierbei, wie bei der Wahl der Umgebungstemperatur, die schlechtest mögliche Belastungssituation vor Eintritt des betrachteten Fehlerzustandes angenommen wird. Im operativen Systembetrieb existieren durch das Monitoring Daten über den Belastungszustand von Komponenten vor dem Eintreten eines Fehlerzustandes. Somit ist auch eine Berücksichtigung dieser Informationen in der Zuverlässigkeitsanalyse von Interesse.

Im Gegensatz zur Simulation einer zeitlichen Abfolge sind, bei Verwendung der Zustandsenumeration, die Systemzustände durch die Betrachtung im Zustandsraum zeitlich entkoppelt. Die Vorbelastung eines Betriebsmittels übt aufgrund der Erwärmung dessen im regulären Betrieb einen Einfluss auf die zulässige Dauer der Überlastung aus. Zur Berücksichtigung des Vorzustandes einer Komponente vor einen bestimmten Systemzustand, muss daher jeder mögliche vorhergehende Systemzustand berücksichtigt werden. Unter Annahme eines stochastischen Prozesses mit den Eigenschaften eines markovschen Prozesses, sind nur die unmittelbaren Vorzustände für einen Zustand entscheidend.[6] Zusammengefasst: Jeder einem Systemzustand im Zustandsraum benachbarter Systemzustand fließt in die Berechnung des möglichen Vorzustandes ein. Weiter entfernte Systemzustände als die direkten Nachbarzustände haben bei einem markovschen Prozess keine Auswirkungen auf den betrachteten Zustand. An den möglichen Ausfallkombinationen für ein Vier-Komponentensystem in Abbildung 3.8 zeigt sich, dass zum Beispiel für Zustand 23, als Zustand der 2. Ausfallordnung, nur die Zustände 2, 3, 123 und 234 betrachtet werden müssen. Weiters zeigt sich folgende Eigenschaft: In einem System mit  $i$  Komponenten weist ein Zustand der Ausfallsordnung  $n$ ,  $(i - n)$  Nachbarzustände höherer und  $n$  Nachbarzustände niedriger Ordnung auf.

Unter der Annahme, dass sämtliche im System betrachteten Komponenten aus Sicht des Systems durch ein Zweizustandsmodell (Betrieb/Ausfall) dargestellt werden, kann gefolgert werden, dass die Anzahl der Nachbarzustände linear mit der Anzahl der betrachteten Komponenten im Zustandsraum ansteigt. An Abbildung 3.8 ist erkennbar, dass bei einem System mit zwei Komponenten (Zustände in der Abbildung in schwarz gehalten) jeder Systemzustand zwei Nachbarzustände besitzt. Wird dem System eine weitere Komponente (zusätzlich grüne Zustände zu den schwarzen) hinzugefügt, so ist erkennbar, dass nun jeder Systemzustand drei Nachbarzustände aufweist. Dieses Schema kann für eine vierte Komponente usw. weitergeführt werden.

Gemäß [6] zeichnet einen markovschen Prozess aus, dass ein Zustand nur vom unmittelbaren Vorzustand und nicht von weiter zurückliegenden abhängt. Um nach dieser Vorgabe einen Vorlastzustand  $K_{vor}$  für eine Komponente zu erhalten, muss daher für diese der Erwartungswert des Vorlastzustandes aus den  $i$  Nachbarzuständen ermittelt werden, wobei  $p_i$  die Auftrittswahrscheinlichkeit des  $i$ -ten Nachbarzustandes beschreibt.

$$E(K_{vor}) = \frac{1}{\sum_i p_i} \sum_i p_i K_{vor}(i) \quad (3.10)$$

Aufgrund dieses Zusammenhanges muss bei der Erzeugung eines Ausfallszustandes für

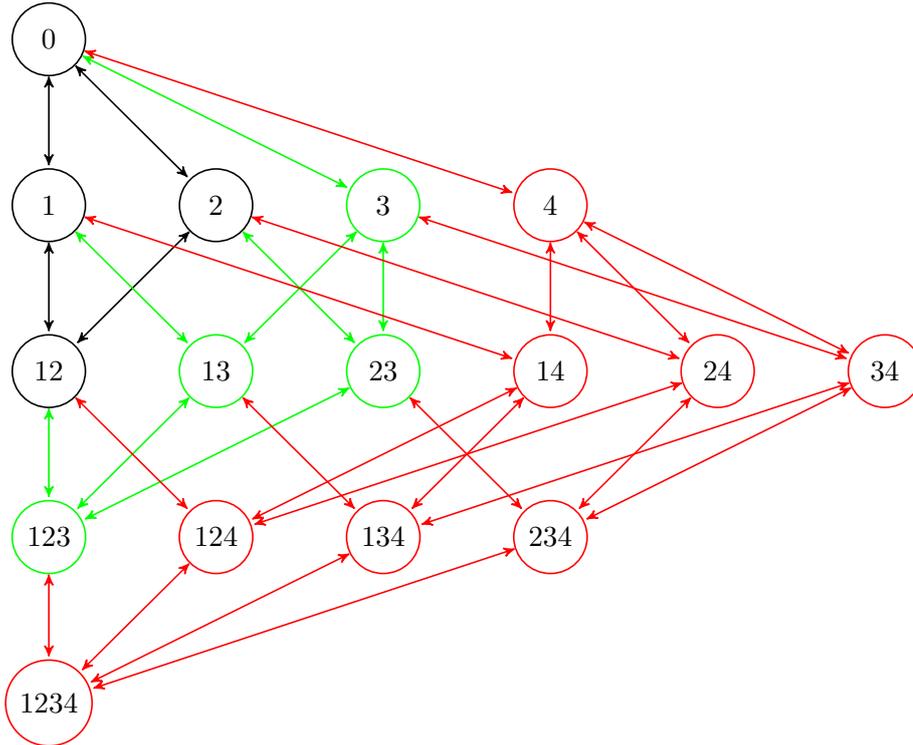


Abbildung 3.8: Zustandsbaum mit Ausfallkombinationen für zwei, drei bzw. vier Komponenten

jede dynamisch beurteilte Komponente im System die Belastung dieser in den Nachbarzuständen im Zustandsraum durch eine Lastflussrechnung mitberechnet werden. Werden keine Umschaltungen in der Berechnung berücksichtigt, so kann in einem ersten Berechnungsdurchgang für jede notbetriebstaugliche Komponente in jedem Zustand durch AC-Lastflussberechnung die Auslastung ermittelt werden. In einem zweiten Berechnungsdurchgang kann mit Gleichung 3.10 dann der Erwartungswert der Auslastung vor Eintritt des jeweiligen Zustandes und damit die zulässige Notbetriebsdauer ermittelt werden. Sind Umschaltungen zu berücksichtigen, so kann der kurzzeitige Notbetrieb eine Veränderung in der Schaltstrategie bedeuten. Eine Verfügbarkeit des Notbetriebes kann eine etwas länger dauernde Umschaltung, welche mehr Abnehmer versorgt, einer schnelleren in der Schaltstrategie vorziehen. In diesen Fällen sind komplexere Algorithmen notwendig, um eine Aussage über die Auslastung vor Eintritt des untersuchten Zustandes zu erhalten.

Für viele Komponenten im elektrischen Energienetz kann angenommen werden, dass die Betriebswahrscheinlichkeit sehr groß bis nahezu 1 ist. Aufgrund dieser Eigenschaft sind Zustände, welche weiter oben im Zustandsbaum angeordnet sind, Zustände, die um ein Vielfaches wahrscheinlicher sind, als jene, die weiter unten im Baum angeordnet sind. Paraphrasierend lässt sich festhalten, dass Systemzustände mit einer hohen Ausfallordnung verglichen mit jenen einer niedrigen Ausfallordnung sehr unwahrscheinlich sind.

Zur Verdeutlichung des Umstandes wird ein System mit vier Zuständen wie in Abbildung 3.8 abgebildet angenommen. Für alle vier Komponenten wird als Betriebswahrscheinlich-

### 3 Berücksichtigung von thermischen Modellen in der Zuverlässigkeitsanalyse

keit  $p_B = 0,9998$  und als Ausfallswahrscheinlichkeit  $p_A = 0,0002$  angenommen. Beispielsweise wird der Vorlastzustand für Zustand 12 ermittelt. Die benachbarten Systemzustände lauten in diesem Fall: 1, 2, 123, 124. Für den Zustand 1 der 1. Ausfallsordnung (Komponente 1 ausgefallen; alle weiteren Komponenten sind in Betrieb) errechnet sich

$$p_1 = p_B^3 \cdot p_A = 0,9998^3 \cdot 0,0002 = 1,9988 \cdot 10^{-4} \quad (3.11)$$

als Auftrittswahrscheinlichkeit des Systemzustandes. Selbiger Wert gilt auch für Zustand 2. Für den Zustand 124 der 3. Ausfallsordnung (Komponenten 1, 2 und 4 ausgefallen; Komponente 3 ist in Betrieb) ergibt

$$p_{124} = p_B \cdot p_A^3 = 0,9998 \cdot 0,0002^3 = 7,9984 \cdot 10^{-12} \quad (3.12)$$

als Auftrittswahrscheinlichkeit des Systemzustandes 124 (und gemäß Wertdefinition im Beispiel auch für Zustand 123). Somit weisen Systemzustände einer höheren Ausfallsordnung eine signifikant niedrigere Auftrittswahrscheinlichkeit, verglichen mit Zuständen niedrigerer Ordnung, auf. Die Systemzustände mit einer höheren Ausfallsordnung wirken sich aus diesem Grund vernachlässigbar gering auf den Erwartungswert der Belastung aus. Für den Systemzustand 0 (keine Komponente ausgefallen) kann ebenfalls eine entsprechende Berechnung nach Gleichung 3.10 durchgeführt werden. Dies ist jedoch nicht notwendig, da ein Betriebsmittel in diesem Systemzustand nicht in den kurzzeitigen Notbetrieb kommen kann und somit für alle Komponenten eine Belastung  $\leq 100\%$  gilt.

Aufgrund des aufgezeigten Zusammenhanges kann als Näherung die Betrachtung von  $(i - n)$  Nachbarzuständen mit einer höheren Ausfallsordnung entfallen. Für einen Ausfallzustand der Ordnung  $n$  müssen  $n$  Nachbarzustände der Ordnung  $n - 1$  berücksichtigt werden. Aus Gleichung 3.10 folgt damit die modifizierte Gleichung 3.13.

$$E(K_{vor}) = \frac{1}{\sum_i p_i} \sum_i p_i K_{vor}(i) \approx \frac{1}{\sum_k^n p_k} \sum_{k=1}^n p_k K_{vor}(k) \quad (3.13)$$

Als Algorithmus bietet es sich an, sich schrittweise durch die Ausfallsordnungen des Zustandsraumes zu arbeiten. Anhand der Abbildung 3.8 würde das bedeuten, dass bei Zustand 0 beginnend die einzelnen Zustände schrittweise analysiert werden. Dabei werden zuerst alle Zustände der Ausfallsordnung 1, danach alle der Zustände der Ausfallsordnung 2, usw. durchlaufen. Anschaulich in Abbildung 3.8 dargestellt, würde der Zustandsraum von oben nach unten ebenenweise abgearbeitet werden. Die Berechnung der einzelnen Zustände je Ebene kann ohne Weiteres parallelisiert werden, da ein Übergang zwischen zwei Zuständen einer Ebene nicht stattfindet und somit keine gegenseitige Beeinflussung von Zuständen einer Ebene untereinander möglich ist. Die Berechnung, der in der nachfolgenden Ebene berücksichtigten Belastungen der Komponenten, erfolgt nachdem alle Umschalt- und Notbetriebsvorgänge in allen Zuständen der aktuell betrachteten Ausfallsebene ausgeschöpft worden sind. Es ist anzunehmen, dass, nach Ausschöpfen aller Maßnahmen zur Begrenzung der Auswirkungen eines Fehlers, der Systemzustand eingeschwungen ist und mit dieser Konfiguration auf die nachfolgende Ausfallsebene einwirkt. Nach Abschluss der Berechnung aller möglichen Zustände einer Ausfallsordnung werden die Zustände der nächsthöheren Ordnung berechnet.

In modernen Berechnungsprogrammen kann zur Reduktion der Berechnungsvorgänge bei der Zustandsenumeration eine Grenze zum Abbruch der Berechnung gewählt werden. Hierbei besteht häufig die Möglichkeit, eine Beschränkung der maximalen Ausfallsordnung zu treffen oder eine Untergrenze für eine Zustandswahrscheinlichkeit zu wählen. Für Letzteres wird von [4] ein optimierter Algorithmus beschrieben, welcher sich durch den Zustandsbaum eines zu untersuchenden Systems arbeitet. Dabei werden bei der Berechnung beim Wechsel zwischen den Ästen des Zustandsbaumes eine oder mehrere Ausfallsordnungen übersprungen. Diese Optimierung zur Reduktion des Rechenaufwandes ist in dieser Form nicht mit dem zuvor beschriebenen Algorithmus zur Ermittlung der Vorlastzustände kompatibel und muss angepasst werden.

#### 3.3.3 Erzeugung einer stufenförmigen Kennlinie für den kurzzeitigen Notbetrieb

Zum Vergleich der Ergebnisse für verschiedene Implementierungen des kurzzeitigen Notbetriebes, wird eine statische Stufenkennlinie erzeugt, welche teilweise von existierenden Berechnungsprogrammen (siehe Abschnitt 2.2) berücksichtigt werden kann. Als Basis einer solchen Kennlinie bietet es sich an, den Maximalwert für die Umgebungstemperatur laut Norm sowie eine Vorbelastung mit 100 Prozent anzunehmen. Damit ist sichergestellt, dass der schlechtest mögliche Betriebsfall im normalen Netzzustand abgedeckt ist. Für einen Transformator darf nach DIN IEC 60076-2 bei üblichen Übertemperaturanforderungen zu jedem Zeitpunkt eine Umgebungstemperatur von  $+40\text{ °C}$  nicht überschritten werden.

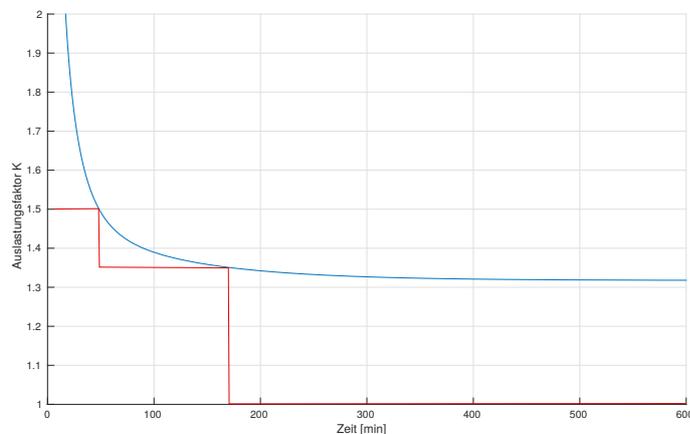


Abbildung 3.9: Überlastkennlinie des untersuchten Transformators als kontinuierlicher und als stufenförmiger Verlauf

Für den Modell-Transformator in den Berechnungen ergibt das Modell bei  $+40\text{ °C}$  und einer Vorbelastung von 100 % für die Überlastungsstufe 150 % eine zulässige Dauer von 0,45 h und für eine Belastung bis 135 % eine zulässige Betriebsdauer von 1,69 h (siehe Abbildung 3.9). Die Wahl der Stufen begründet sich nach folgenden Kriterien: Wird mit Hilfe des Modells nach DIN IEC 60076-7 eine Zeitdauer bis zur Erreichung einer Heißpunkttemperatur von  $160\text{ °C}$  für eine Belastung von 130 % bei den gegebenen Bedingungen errechnet

(dies entspricht der theoretischen Zeitdauer für Kurzzeit-Notbetrieb), so ergibt diese Berechnung, dass diese Belastung einen Dauerzustand darstellt. Dieses Ergebnis ist durch die Norm selbst gedeckt, welche einen zyklischen Dauerbetrieb bis 130 % Belastung und einer Heißpunkttemperatur von 120 °C vorsieht. Weiters ist der Notbetrieb über längere Zeit ebenfalls mit 130 % und einer Heißpunkttemperatur von 140 °C definiert. Dieser kann laut DIN IEC 60076-7 über Monate anhalten. Daraus kann man folgern, dass die Definition einer Laststufe für den Kurzzeit-Notbetrieb mit einer Belastung kleiner als 130 % nicht zielführend ist. Aus diesem Grund wurde eine Laststufe von 135 % als die erste (kleinere) der beiden Laststufen bestimmt. Für die zweite Laststufe (stärkere Überlastung) wird ein Wert von 150 % angenommen. Dieser stellt laut DIN IEC 60076-7 die maximal zulässige Belastung für den Kurzzeit-Notbetrieb dar. Aufgrund dieser Festlegung ist für Belastungen über 150 % durch die Stufenkennlinie des kurzzeitigen Notbetriebes die erlaubte Überlastungsdauer mit null Minuten definiert.

#### 3.3.4 Berücksichtigung der Beschränkung des kurzzeitigen Notbetriebs

In den bisherigen Analysen des kurzzeitigen Notbetriebs wurde keine Beschränkung der zulässigen Dauer dieses Betriebszustandes berücksichtigt. Die Norm DIN IEC 60076-7 definiert diesen Zustand mit einer Dauer von typischerweise weniger als 30 min. Aus dieser Definition kann gefolgert werden, dass bei Überschreitung der Betriebsdauer der kurzzeitige Notbetrieb in einen langanhaltenden übergehen muss. Begründet werden kann dies mit dem erhöhten Ausfallrisiko des betroffenen Transformators durch die, gegenüber einem normalen Betrieb bzw. einem langanhaltenden Notbetrieb, erhöhten Heißpunkttemperaturen.

Für die konkrete Umsetzung in dieser Arbeit bedeutet dies, dass bei der Berechnung der zulässigen Notbetriebsdauer zwischen kurzzeitigem und langanhaltendem Notbetrieb unterschieden werden muss. In Abbildung 3.10 werden die Kennlinien für den kurzzeitigen und den langanhaltenden Notbetrieb bei 40 °C Umgebungstemperatur und einem  $K_{vor}$  von 100 % dargestellt.

Aus der Darstellung der beiden Kennlinien ist ersichtlich, dass diese keinen Schnittpunkt im dargestellten Zeitraum aufweisen. Im Bereich zwischen den Kennlinien sind Betriebsvorgänge dem kurzzeitigen Notbetrieb zuzuordnen, da diese die Grenze der Heißpunkttemperatur von 140 °C für den langanhaltenden Notbetrieb überschreiten. Aus den gegebenen Bedingungen wird der Verlauf der kombinierten Notbetriebskennlinie für die Zuverlässigkeitsanalyse generiert. Diese ist in Abbildung 3.10 in Grün dargestellt. Entlang dieser Kennlinie ist die Grenze des Notbetriebs des Transformators definiert. Für Belastungen, welche im kurzzeitigen Notbetrieb eine zulässige Zeitdauer von <30 min bedeuten, stellt diese die in der Berechnung berücksichtigte Zeitdauer für Überlast dar. Werte für  $K$ , welche einer zulässigen Zeitdauer von mehr als 30 min im kurzzeitigen Notbetrieb entsprechen, werden nach der Kennlinie des langanhaltenden Notbetriebs neu berechnet. Belastungen, die im Übergang zwischen den beiden Kennlinien liegen, werden mit 30 min beschränkt. Werte, die auf diesem Abschnitt der Kennlinie liegen, sind dem kurzzeitigen Notbetrieb zuzuordnen, und erreichen in diesem Fall nicht die maximal erlaubte Heißpunkttemperatur für diese Betriebsart.

### 3.3 Kurzzeitiger Notbetrieb in der Enumerationsmethode

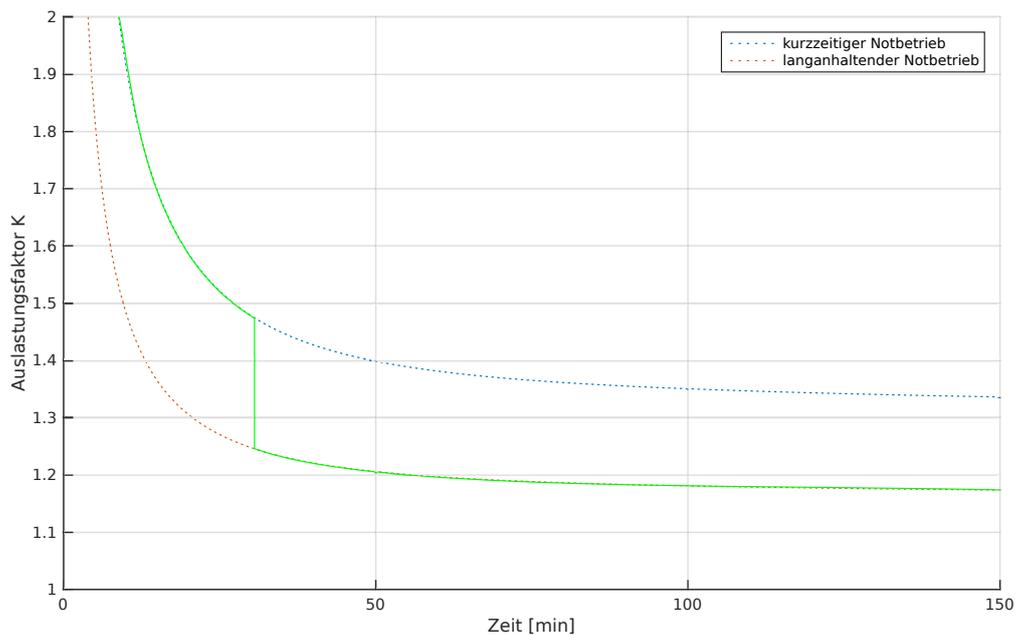


Abbildung 3.10: Kennlinien für kurzzeitigen und langanhaltenden Notbetrieb sowie kombinierte Kennlinie zur Anwendung in der Zuverlässigkeitsanalyse

Bei der Berechnung der zulässigen Notbetriebsdauer bedeutet diese Erweiterung, dass das Modell häufiger berechnet werden muss. Bei jeder ermittelten zulässigen Zeitdauer für den kurzzeitigen Notbetrieb über der festgelegten Grenze, muss das Modell erneut für den langanhaltenden Notbetrieb berechnet werden. Durch diesen Umstand wird die benötigte Rechenzeit für die Zuverlässigkeitsanalyse erhöht.



# 4 Ergebnisse

## 4.1 Thermal Rating

Am Beginn der Ergebnisse zum Thermal Rating stehen zwei Berechnungsdurchläufe des MATLAB<sup>®</sup>-Skripts, welche dem Rating eine einzige Temperatur vorgeben. Zum Vergleich ist in Abbildung 4.1 zusätzlich ein Berechnungsdurchlauf ohne Rating mit einer Auslastungsgrenze von 100 % für die untersuchten Betriebsmittel angeführt.

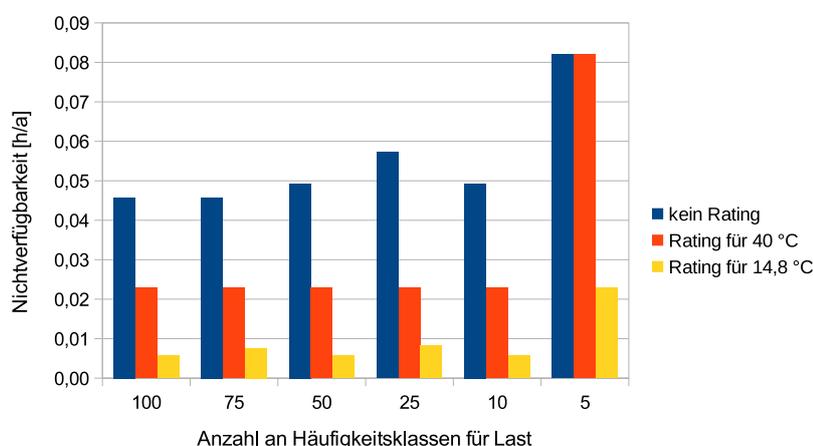
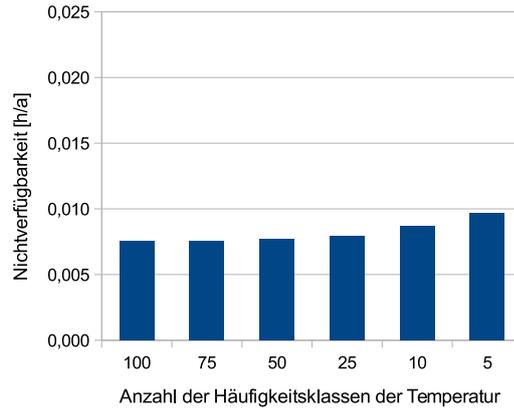


Abbildung 4.1: Nichtverfügbarkeit ohne Rating vs. Nichtverfügbarkeit mit Rating für höchste Umgebungstemperatur im Betrieb vs. Nichtverfügbarkeit mit Rating für mittlere Umgebungstemperatur am Aufstellort

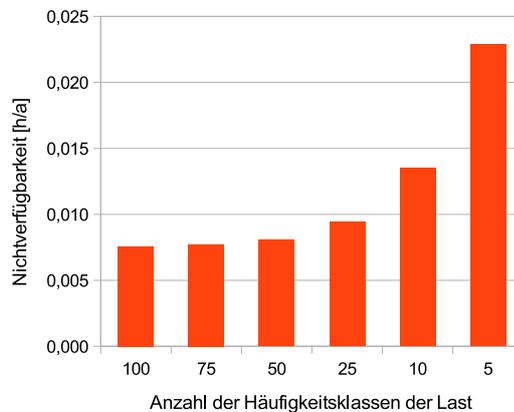
Bei einer steigenden Anzahl an Klassen in der Häufigkeitsverteilung zeigen alle drei Berechnungen ein Annähern der Nichtverfügbarkeit an einen stationären Wert. Zudem sind die errechneten Nichtverfügbarkeiten bei Berücksichtigung von Thermal Rating in jedem Fall geringer als in der Vergleichsrechnung. Dies ist auf die Grenzen der elektrischen Dauerbelastbarkeit der Betriebsmittel zurückzuführen, welche das Thermal Rating temperaturbezogen verändert. Während in der Vergleichsrechnung 100 % der Nennleistung als maximale Belastung angenommen werden, beträgt der Wert bei 40 °C 117,81 % und bei dem Mittelwert der Umgebungstemperatur von 14,8 °C 135,70 % der Nennleistung.

Weiters ist eine Auffälligkeit im Verlauf der Ergebnisse für die Berechnungen zu bemerken. So zeigt besonders die Auswertung der Zuverlässigkeitsanalyse mit 100 %, als Grenzwert der Belastung bei einer Klassenanzahl von fünf Temperaturstufen, einen Einbruch im Verlauf. Ebenso tritt ein unerwarteter Verlauf der Ergebnisse bei einer Umgebungstemperatur von 40 °C zwischen den Häufigkeitsklassen 5 und 10 auf. Diese Effekte sind weiter untersucht worden und werden im Abschnitt 4.5 diskutiert.

## 4 Ergebnisse



(a) 100 Häufigkeitsklassen für Last



(b) 100 Häufigkeitsklassen für Umgebungstemperatur

Abbildung 4.2: Auswirkung der Variation der Anzahl der Häufigkeitsklassen von Umgebungstemperatur bzw. Last auf Thermal Rating

Für die Analyse der Sensitivität bei der Anwendung von Thermal Rating in der Zuverlässigkeitsanalyse, wird eine Variation der Anzahl der Klassen in der Häufigkeitsverteilung der Last bzw. der Umgebungstemperatur durchgeführt. Dabei wird jeweils der Parameter, welcher nicht variiert, wird mit einer Häufigkeitsverteilung mit 100 Klassen in der Zuverlässigkeitsberechnung berücksichtigt. Aufgrund der hohen Anzahl an Klassen für den nicht untersuchten Parameter, wird ein möglicher Fehler durch die Diskretisierung der Parameter klein gehalten. Abbildung 4.2(a) zeigt die Auswirkung der Variation der Anzahl der Klassen der Umgebungstemperatur; Abbildung 4.2(b) jene der Variation der Anzahl der Klassen der Last. Im direkten Vergleich ist ersichtlich, dass bei Anwendung von Thermal Rating die Nichtverfügbarkeit empfindlicher auf eine Erhöhung der Anzahl der Klassen für die Last reagiert, als dies für die Erhöhung der Anzahl der Klassen für die Umgebungstemperatur der Fall ist. Für das gewählte Testnetz zeigt die Nichtverfügbarkeit, dass zwischen einer Klassenanzahl von 25 und 50 für die Umgebungstemperatur nur mehr eine geringe Änderung des Wertes auftritt. Bei den gewählten Häufigkeitsverteilungen bedeutet dies konkret eine Änderung von 0,007895026 h/a (25 Temperaturklassen) auf

0,007713990 h/a (50 Temperaturklassen).

## 4.2 Kurzzeitiger Notbetrieb

Im Abschnitt 2.2 wird auf die aktuelle Berücksichtigung des kurzzeitigen Notbetriebs in der Zuverlässigkeitsanalyse in diversen Softwarepaketen zur Berechnung von Stromnetzen eingegangen. Der kurzzeitige Notbetrieb ist dabei als stufenförmige Kennlinie hinterlegbar. Die Anzahl der Stufen sowie deren Höhe und Dauer sind frei wählbar. Die Einstellungen können vom Netzplaner somit frei gewählt und an die Vorgaben der Hersteller der Betriebsmittel angepasst werden. In Abbildung 4.3(a) wird ein Vergleich zwischen Berechnung der Nichtverfügbarkeit mit und ohne stufenförmiger Notbetriebskennlinie dargestellt. Die hinterlegte Kennlinie ist gemäß der Ausführungen in Abschnitt 3.3 generiert worden und berücksichtigt somit ein Worst-Case-Szenario in der Umgebungstemperatur und Komponentenbelastung vor Eintritt des Betriebszustandes.

Es ist ersichtlich, dass der kurzzeitige Notbetrieb mit stufenförmiger Kennlinie positive Auswirkungen auf die Nichtverfügbarkeit des Systems hat. Zu beachten gilt, dass die diskrete Notbetriebskennlinie frei gewählt wurde und daher der Kurvenverlauf nicht optimiert wurde. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass der kurzzeitige Notbetrieb schon mit der Implementierung einer stufenförmigen Kennlinie signifikante Verbesserung in der Versorgung der Netzkunden bringt. Eine Veränderung der Anzahl oder der Aufteilung der Stufen in der Kennlinie ist nicht Teil dieser Untersuchung. Dennoch kann eingeschätzt werden, dass eine Optimierung der Kennlinienform zu signifikanten Verbesserungen in der Nichtverfügbarkeit des untersuchten Systems führt.

Die Zuverlässigkeitsanalyse unter Berücksichtigung des kurzzeitigen Notbetriebs zeigt, über alle drei implementierten Varianten der Ermittlung der Kennlinie, das bekannte Verhalten der Annäherung an einen Wert der Nichtverfügbarkeit mit steigender Anzahl an Klassen für die Häufigkeitsverteilung der Last.

In Abbildung 4.3(a) sind alle umgesetzten Varianten der Berücksichtigung des Notbetriebs dargestellt. Die Berechnungsvarianten mit kontinuierlicher Notbetriebskennlinie sind für einen fixen Wert der Umgebungstemperatur mit 40 °C dargestellt.

Der Übergang von stufenförmiger zu kontinuierlicher Kennlinie zeigt eine starke Verringerung der Werte für die Nichtverfügbarkeit. Der Nachteil der stufenförmigen Notbetriebskennlinie im Vergleich zur kontinuierlichen liegt in der schlechten Ausnutzung der thermischen Trägheit des untersuchten Transformators. In Abbildung 3.9 ist ersichtlich, dass das theoretisch mögliche Potential für den kurzzeitigen Notbetrieb im Bereich zwischen 135 % und 150 % nur zum Teil ausgenutzt wird. Bei einer Planung der Überlaststufen für den Notbetrieb sollte dies nach Möglichkeit berücksichtigt werden. Beim gewählten Beispiel zur Untersuchung der Methoden, ist der Wert für die Nichtverfügbarkeit mit Berücksichtigung der kontinuierlichen Notbetriebskennlinie durchschnittlich um den Faktor 4,8 kleiner als der Wert für die stufenförmige Kennlinie. Verglichen mit der Zuverlässigkeitsanalyse ohne Notbetrieb, ist eine Verbesserung der Nichtverfügbarkeit um einen durchschnittlichen Faktor von 5,2 erzielt worden. Die kontinuierlichen Notbetriebskennlinien zeigen weiters ein stärkeres Abklingen des Wertes für die Nichtverfügbarkeit. Zurückzuführen ist dies

## 4 Ergebnisse

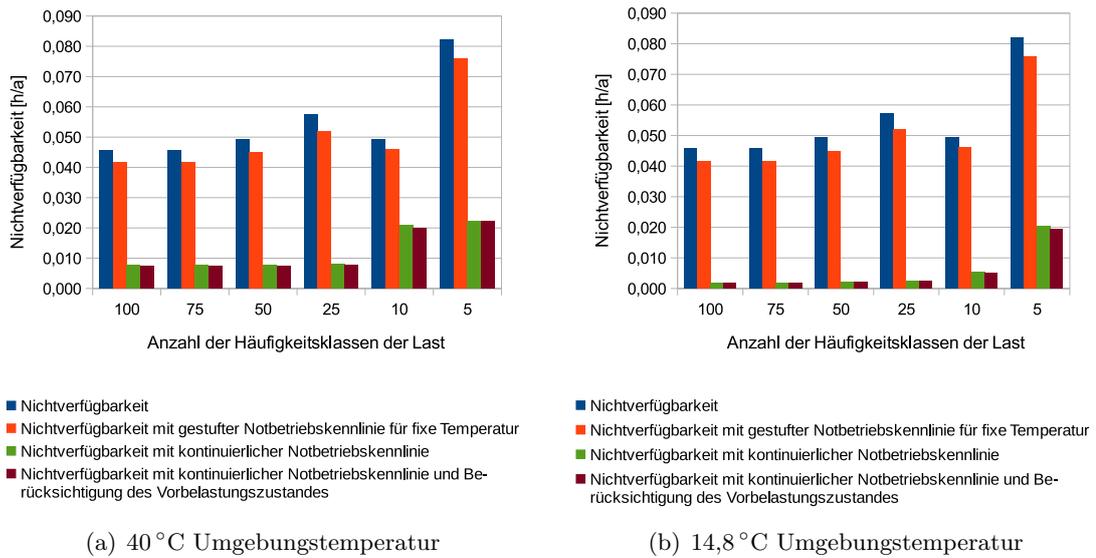


Abbildung 4.3: Vergleich der Zuverlässigkeitsanalyse mit verschiedenen Implementierungen des kurzzeitigen Notbetriebs

auf den Dämpfungseffekt, welchen der Notbetrieb auf die zu erwartende Ausfalldauer des Systems hat. Dies kann anhand des Verlaufs der in Abbildung 4.3 dargestellten Ergebnisse verifiziert werden. Im Vergleich zu Abbildung 4.3(a) wurde bei Abbildung 4.3(b) die Notbetriebskennlinie mit der geringeren Durchschnittstemperatur von 14,8 °C am Messort berechnet. Über alle dargestellten Häufigkeitsverteilungen zeigen die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse geringere Werte für die Nichtverfügbarkeit, verglichen mit der Berechnung bei 40 °C. Damit deckt sich das Ergebnis mit der grundlegenden Erwartung, dass die geringere Temperatur die Dauer des kurzzeitigen Notbetriebs erhöht und dieser Effekt auch in den Kenngrößen der Zuverlässigkeitsanalyse widerspiegelt.

Die Sensitivitätsanalyse (Abbildung 4.4) weist ein mit Thermal Rating vergleichbares Verhalten auf.

Zur Darstellung der Auswirkungen ist in Abbildung 4.4(a) die Last mit 100 Klassen in der Häufigkeitsanalyse berücksichtigt; während in Abbildung 4.4(b) dies bei der Umgebungstemperatur der Fall ist. Ähnlich dem Verhalten bei Thermal Rating, zeigt der kurzzeitige Notbetrieb im Fall des Testnetzes eine stärkere Empfindlichkeit im Bezug auf die Änderung der Anzahl der Klassen für die Last. Eine Erhöhung der Anzahl der Klassen für die Umgebungstemperatur von 5 auf 10 Häufigkeitsklassen verringert das Ergebnis für die Nichtverfügbarkeit um 16,8 %; bei weiterer Erhöhung der Anzahl von 10 auf 25 Klassen verringert die Nichtverfügbarkeit um 8,8 %. Selbiges Schema bei der Anzahl der Klassen durchgeführt bewirkt für die Last eine Verringerung des Ergebnisses für die Nichtverfügbarkeit um 70,3 % bzw. 39,1 %. Für das untersuchte Netz leitet sich die Schlussfolgerung ab, dass bereits eine geringe Anzahl an Klassen für die Umgebungstemperatur für einen stabilen Wert in der Zuverlässigkeitsanalyse ausreichend sind. Diese Eigenschaft ist von Vorteil, um die Anzahl an zusätzlichen Berechnungsvorgängen beschränken zu können. Aus den vorhergehenden Betrachtungen lässt sich schließen, dass bei der Betrachtung der

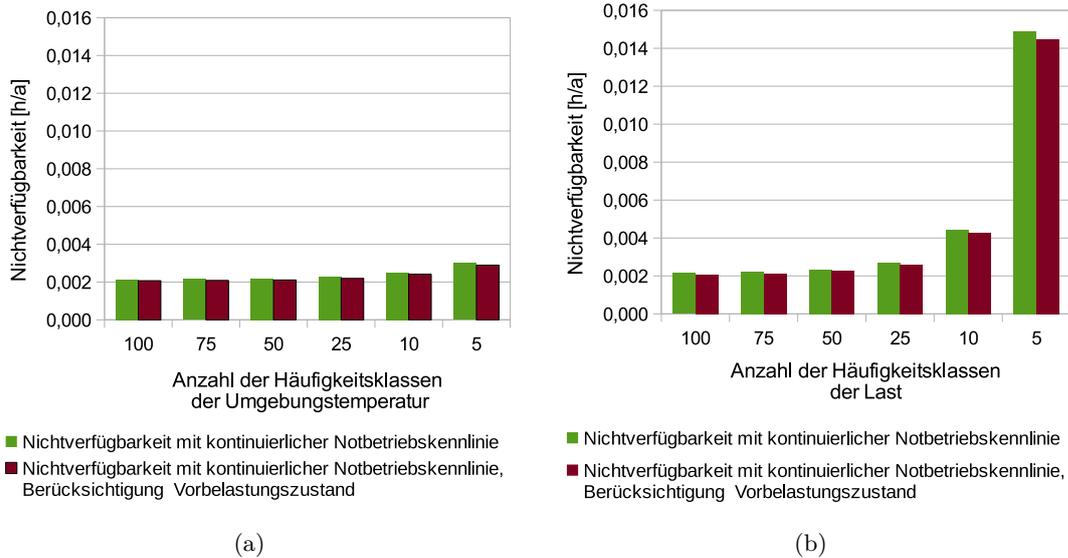


Abbildung 4.4: Auswirkung der Variation der Anzahl der Häufigkeitsklassen von Umgebungstemperatur bzw. Last auf den kurzzeitigen Notbetrieb

Sensitivität des Verfahrens die Berücksichtigung der kontinuierlichen Kennlinie für den Notbetrieb zu wesentlichen Verbesserungen der Werte der Nichtverfügbarkeit des Systems führt.

Abbildung 4.4 zeigt den Unterschied in den Ergebnissen für die Nichtverfügbarkeit, wenn in der Berechnung der zulässigen Dauer des Notbetriebs der Erwartungswert des Lastfaktors  $K$  berücksichtigt wird. Bei der Analyse der Sensitivität der Zuverlässigkeitsanalyse auf die Umgebungstemperatur, in dem von Abbildung 4.4(a) dargestellten Bereich, erzielt ein von  $K_{vor} = 1$  abweichender berechneter Lastfaktor  $K_{vor}$  eine Verringerung der erwarteten jährlichen Ausfalldauer um durchschnittlich 3,43 %. Im Diagramm 4.4(b) beträgt die errechnete Abweichung im Schnitt -3,29 %, verglichen mit der Annahme einer Belastung im Vorzustand von  $K_{vor} = 1$ . Für alle durchgeführten Berechnungsfälle sinkt bei Berücksichtigung des Erwartungswertes des Lastfaktors im Vorzustand die Nichtverfügbarkeit um durchschnittlich 3,21 %. Die aufwendigere Berechnung des Erwartungswertes von  $K_{vor}$  zeigt beim gewählten Beispiel nur geringe Veränderungen in den Ergebnissen. Für das gewählte Testnetz ist der Einfluss dieses Verfahrens als vernachlässigbar zu beurteilen. Dennoch kann das Ergebnis nicht als allgemein gültig gewertet werden. Für Netze, welche nach deterministischen Kriterien, wie dem (n-1)-Kriterium, aufgebaut sind, sind die Belastungen der Komponenten im ungestörten Betrieb geringer als dies im verwendeten Beispiel-Netz der Fall ist. Eine stärkere Beeinflussung des Ergebnisses der Zuverlässigkeitsanalyse liegt im Bereich des Möglichen und muss weiter untersucht werden.

### 4.3 Kurzzeitiger und langanhaltender Notbetrieb

Die Berücksichtigung der normativen Beschränkungen führt zu einer angepassten Notbetriebskennlinie. In Abbildung 4.5 sind bei dauerhaft 40 °C Umgebungstemperatur die Ergebnisse der Nichtverfügbarkeit aller umgesetzter Notbetriebskennlinien bzw. Berechnungsverfahren mit der Referenzberechnung verglichen.

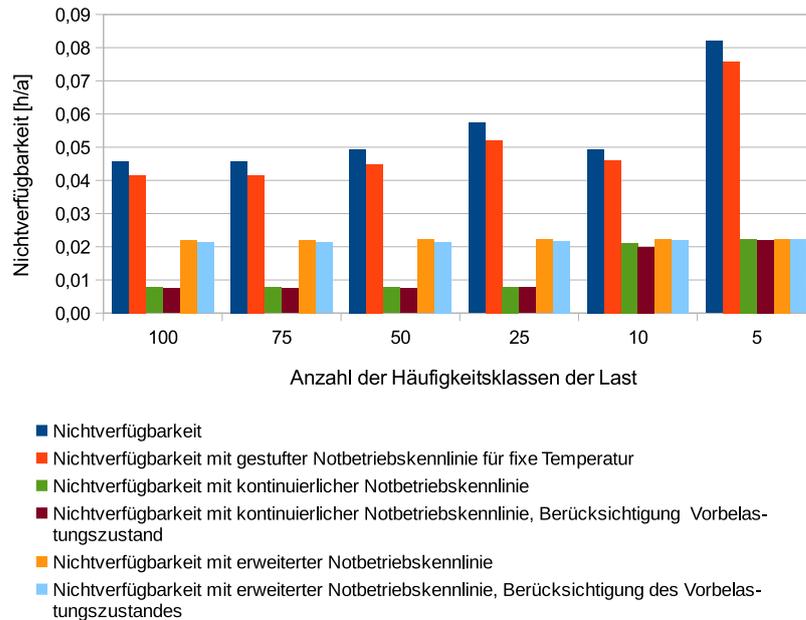


Abbildung 4.5: Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse bei 40 °C Umgebungstemperatur

Die durchgeführten Berechnungen bei Worst-Case-Szenario der Umgebungstemperatur weisen voneinander abweichende Verhalten auf. Durchgeführte Zuverlässigkeitsanalysen, welche nur die Kennlinie des kurzzeitigen Notbetriebs berücksichtigen, zeigen, bei den vorgegebenen Bedingungen das bekannte Verhalten der mit steigender Anzahl der Laststufen, abfallenden Werte für die Nichtverfügbarkeit. Berechnungsverfahren, welche die zeitliche Beschränkung des kurzzeitigen Notbetriebs berücksichtigen, weisen dieses Verhalten nicht auf. Die Nichtverfügbarkeit, bei konstantem  $K_{vor} = 1$ , sinkt von 0,022353 h/a für 5 Laststufen auf 0,022088 h/a für 100 Laststufen. Erklärbar ist dies durch den Übergang zwischen kurzzeitigem und langanhaltendem Notbetrieb. Die zugrunde gelegte Kennlinie (siehe Abbildung 3.10) weist eine Spanne von Belastungsfaktoren  $K$  bei  $t_{ül} = 30$  min auf. Abhängig von der Topologie und der Häufigkeitsverteilung der Last ist es möglich, dass eine Vielzahl der dem Modell übergebenen Belastungsfaktoren in diesen Bereich fällt. Zusätzlich ist der Transformator bei der gewählten Umgebungstemperatur bereits an der Betriebsgrenze und so sind die im Bereich des langanhaltenden Notbetriebs erzielbaren Dauern geringer, als dies bei niedrigeren Temperaturen der Fall wäre.

Im Vergleich der Sensitivität der Verfahren in Abbildung 4.6 sind die Berechnungsergebnisse für die Nichtverfügbarkeit der kombinierten Notbetriebskennlinie immer höher, als bei einer Kennlinie für den kurzzeitigen Notbetrieb ohne Beschränkung. Dies ist ein er-

#### 4.4 Vergleich kurzzeitiger Notbetrieb vs. Dynamic Thermal Rating

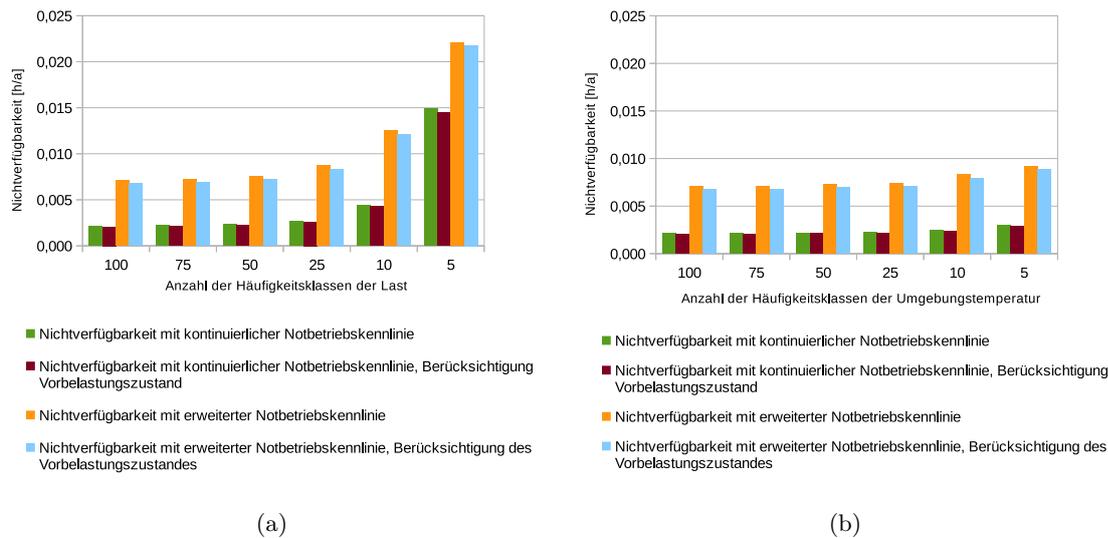


Abbildung 4.6: Auswirkung der Variation der Anzahl der Häufigkeitsklassen von Umgebungstemperatur bzw. Last auf die umgesetzten Varianten des Notbetriebs

wartetes Verhalten. Die Gegenüberstellung von Abbildung 4.6(a) und Abbildung 4.6(b) zeigt wiederum, dass auch bei Verwendung der kombinierten Kennlinie, das Ergebnis im Testnetz sensibler auf die Anzahl der Häufigkeitsklassen der Last reagiert.

Abweichend von den bekannten Verhalten zeigt die kombinierte Kennlinie eine stärkere Reduktion der errechneten Nichtverfügbarkeit bei Berücksichtigung des Erwartungswertes des Belastungszustandes vor Eintritt des untersuchten Zustandes. So reduziert dieses Verfahren bei der Verwendung der kombinierten Kennlinie in Abbildung 4.6(a) die Nichtverfügbarkeit um durchschnittlich 3,5 %. Dem gegenüber steht bei der Kennlinie des reinen kurzzeitigen Notbetriebs eine Reduktion um 3,17 %. Über alle durchgeführten Berechnungsfälle beträgt die durchschnittliche Reduktion der Nichtverfügbarkeit 4,1 % versus 2,72 % für kurzzeitigen Notbetrieb. Das Verfahren reagiert bei gegebenen Häufigkeitsverteilungen der Last und der Umgebungstemperatur sowie untersuchter Topologie bei der kombinierten Kennlinie empfindlicher auf den Vorlastzustand.

#### 4.4 Vergleich kurzzeitiger Notbetrieb vs. Dynamic Thermal Rating

Im direkten Vergleich (siehe Abbildung 4.7) bei Vorgabe einer einzigen Umgebungstemperatur mit 40 °C zeigen sowohl Thermal Rating als auch der kurzzeitige Notbetrieb eine Verringerung der zu erwartenden Nichtverfügbarkeit des Systems.

Bei Anwendung der am feinsten abgestuften Häufigkeitsverteilung mit 100 Klassen für die Verteilung der Last, zeigen sowohl Thermal Rating als auch der kurzzeitige Notbetrieb eine starke Verringerung der Nichtverfügbarkeit. Beide Verfahren reagieren ähnlich schnell auf die Erhöhung der Anzahl der Klassen der Umgebungstemperatur. Zusätzlich sind sich beide Methoden hinsichtlich der Berücksichtigung von thermischen Modellen in ihrem Verhalten ähnlich, sodass eine geringe Anzahl an Klassen in der Häufigkeitsverteilung der

## 4 Ergebnisse

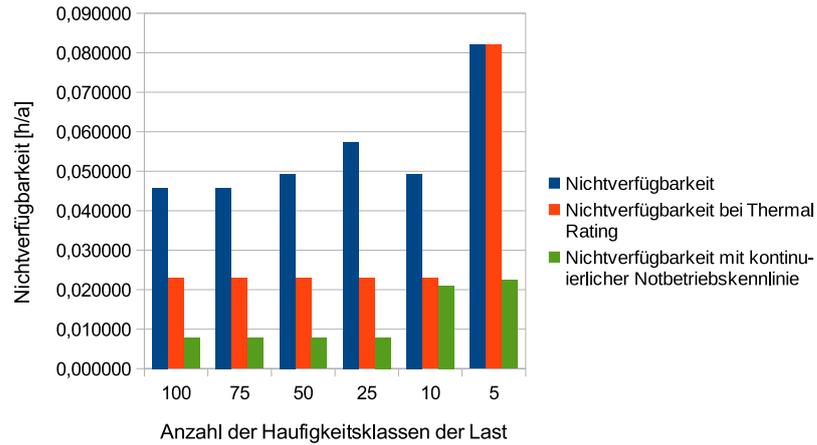


Abbildung 4.7: Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse bei 40 °C Umgebungstemperatur

Umgebungstemperatur ausreichend ist, da eine Erhöhung der Anzahl kaum eine weitere Veränderung der Ergebnisse nach sich zieht.

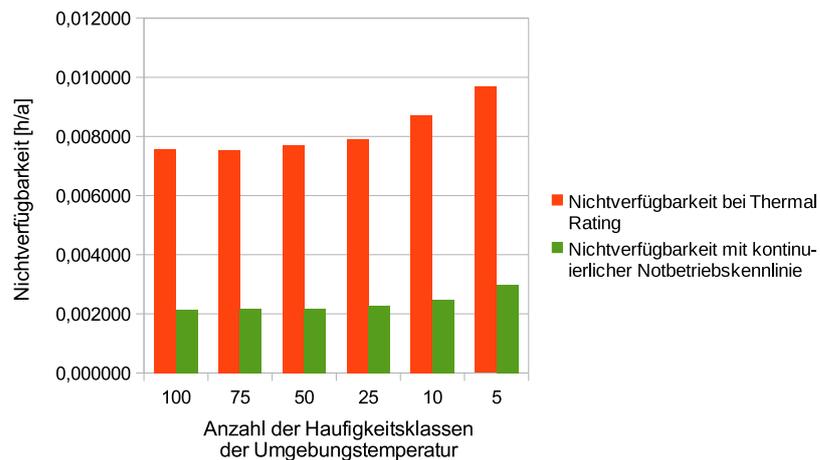


Abbildung 4.8: Vergleich der Verfahren bei 100 Häufigkeitsklassen der Last und veränderlicher Anzahl an Klassen für die Häufigkeitsverteilung der Umgebungstemperatur

### 4.5 Analyse der Abweichung der Nichtverfügbarkeit vom erwarteten Verhalten

In den vorhergehenden Abschnitten 4.1 und 4.2 wurde bereits auf das nicht erwartete Verhalten der Zuverlässigkeitsberechnung auf eine Erhöhung der Anzahl der Klassen der Last hingewiesen. Erkennbar ist dies in den Abbildungen 4.1 und 4.3(a) anhand eines niedrigeren Wertes für eine Häufigkeitsverteilung der Last mit 10 Klassen verglichen mit den Werten für 5 bzw. 25 Klassen. Es wird erwartet, dass der Wert der Nichtverfügbarkeit

#### 4.5 Analyse der Abweichung der Nichtverfügbarkeit vom erwarteten Verhalten

monoton mit steigender Anzahl der Klassen abnimmt.

Als vorläufige Interpretation dieses Verhaltens wurde ein Diskretisierungseffekt bei einer Anzahl von 25 Klassen in der Häufigkeitsverteilung vermutet. Basis dieser Vermutung ist, dass bei allen Berechnungsdurchgängen für die Nichtverfügbarkeit (ohne Berücksichtigung von Thermal Rating bzw. kurzzeitigen Notbetrieb) die Ergebnisse für 10 und 50 Klassen in der Häufigkeitsverteilung nahezu ident sind.

Zur Klärung des Phänomens werden weitere Häufigkeitsverteilungen mit Klassenanzahlen von 18, 20, 22, 24, 26, 28, 30 und 32 Klassen erstellt. Abbildung 4.9(a) zeigt die Nichtverfügbarkeit des analysierten Systems. Deutlich erkennbar ist ein Ausschlagen des Ergebnisses bei der Berechnung mit einer Häufigkeitsverteilung mit 25 Klassen. Im Rahmen der Ursachenforschung wurden mehrere alternative Wertebereiche zur Prüfung der Auswirkungen verwendet. Zur Bestimmung der Klassen der Verteilungen nach dem auf Seite 16 angeführten Schema, wird ein geringfügig veränderter Wert für das Minimum und für das Maximum im Messwertbereich verwendet. Abbildung 4.9(b) zeigt den Verlauf der Ergebnisse für die Nichtverfügbarkeit bei einem von 0,66 bis 212 MW auf 0 bis 220 MW ausgedehnten Wertebereich. Es ist erkennbar, dass Ausreißer der Werte in der Zuverlässigkeitsanalyse nicht auftreten.

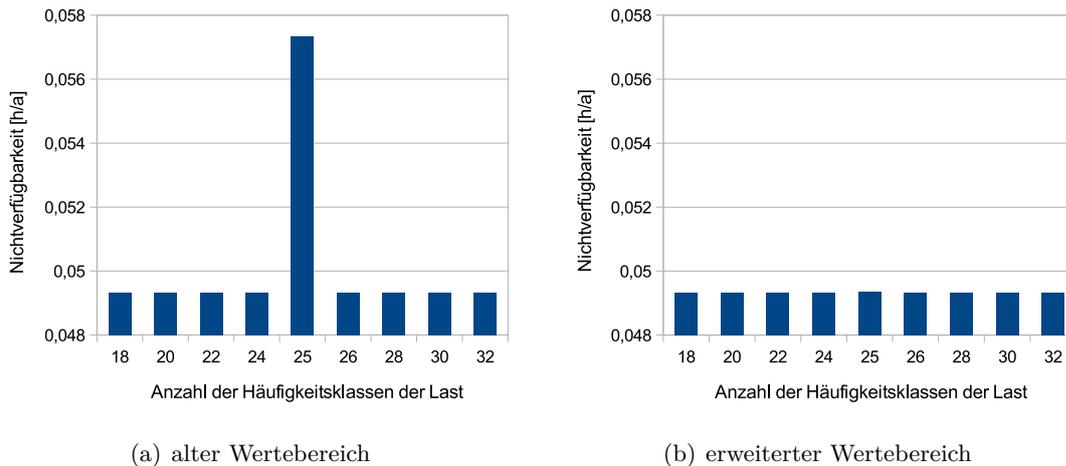


Abbildung 4.9: Auswirkung der Variation des Wertebereichs bei der Erstellung der Häufigkeitsverteilungen der Last auf die ermittelte Nichtverfügbarkeit

Die Ursache dieser Abweichungen ist in den ermittelten Häufigkeitsverteilungen zu finden. In Abbildung 4.10 werden drei der verwendeten Verteilungen dargestellt. Zur leichteren Lesbarkeit der Diagramme sind die ermittelten diskreten Punkte der Häufigkeitsverteilungen mit strichlierten Linien verbunden. In blauer Farbe wird die in den vorherigen Abschnitten zur Analyse herangezogene Verteilung mit einem Wertebereich von 0,66 bis 220 MW dargestellt. Rot ist eine alternative Häufigkeitsverteilung dargestellt, bei der das Minimum von 0,66 auf 0 MW des Wertebereichs verändert wurde. Die grüne Farbe stellt jene Verteilung mit 25 Werteklassen dar, welche zum Ergebnis in Abbildung 4.9(b) führt.

## 4 Ergebnisse

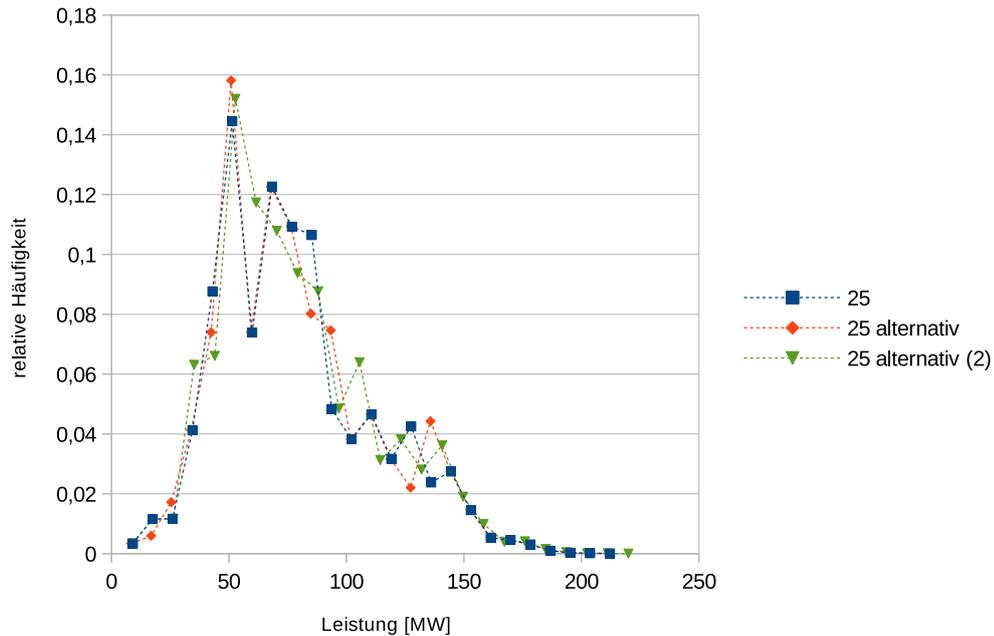


Abbildung 4.10: Ermittelte Varianten der Häufigkeitsverteilung für 25 Klassen (zur leichteren Lesbarkeit des Diagrammes sind die diskreten Punkte der Häufigkeitsverteilung mit Linien verbunden)

In den Berechnungsdurchläufen der Zuverlässigkeitsanalyse ergibt die Verwendung der Verteilung „25 alternativ“ ein zur ursprünglichen Verteilung nahezu identes Ergebnis. In Abbildung 4.10 zeigt ebendiese eine zur ursprünglichen Verteilung sehr ähnliche Form, womit beide nahezu deckungsgleich sind. Die Häufigkeitsverteilung „25 alternativ (2)“ weicht hingegen stärker von den beiden anderen ab. Bei der Zuverlässigkeitsanalyse werden die diskreten Werte zur Berechnung herangezogen. Dabei wird verglichen, ob die zur Verfügung stehende Leistung größer als die nachgefragte ist. Durch Verschiebung der ermittelten Stufen verändert sich das Ergebnis. Dies kann als ein Art Diskretisierungsproblem gewertet werden. Gestützt wird dies durch Abbildung 4.1. Thermal Rating verändert die Grenzen der Dauerbelastung. Im dargestellten Fall sind die beiden Transformatoren mit einer von 100 % abweichenden erlaubten Nennbelastung in der Berechnung berücksichtigt. Es zeigt sich, dass für 40 °C die Nichtverfügbarkeit rasch mit steigender Anzahl an Häufigkeitsklassen stetige Annäherung an einen Wert zeigt. Für 14,8 °C ist ein um einen Endwert streuendes Ergebnis erkennbar, welches mit steigender Klassenanzahl sinkende Abweichung aufweist.

Als eine weitere Ursache der Problematik kann vermutet werden, dass die Qualität der zur Verfügung gestellten Daten nicht ausreichend ist. Die Rohdaten umfassen ca. ein Jahr an Messdatenaufzeichnungen. Nach Eliminieren der festgestellten Messfehler bzw. Systemausfälle steht eine entsprechend geringere Stichprobe zur Verfügung. Eine gegebenenfalls dienliche Verbesserung kann durch die Erstellung einer Verteilungsfunktion aus den Messwerten erfolgen. Nach Ermitteln einer Häufigkeitsverteilung aus den Daten wird an diese

#### *4.5 Analyse der Abweichung der Nichtverfügbarkeit vom erwarteten Verhalten*

eine Verteilungsfunktion angepasst. Aus der angepassten Verteilungsfunktion wird eine neue Häufigkeitsverteilung für die Berechnung ermittelt. Somit wird die Häufigkeitsverteilung geglättet und für die Berechnung aufbereitet. Es kann für jede verwendete Anzahl der Häufigkeitsklassen der Last eigenständig eine Verringerung des Ergebnisses für die Nichtverfügbarkeit beobachtet werden. Die Beantwortung der Fragestellung dieser Arbeit wird durch das Auftreten der Abweichung nicht beeinträchtigt. Die grundlegende Aussage wird dadurch nicht verfälscht.



## 5 Schlussfolgerung

Sowohl Thermal Rating als auch der kurzzeitige Notbetrieb mit kontinuierlicher Kennlinie verringern die zu erwartende Systemunterbrechungsdauer pro Jahr signifikant. Beiden Verfahren ist gemein, dass sie bereits bei einer geringen Anzahl an Klassen in der Häufigkeitsverteilung der Umgebungstemperatur eine starke Reduktion der Nichtverfügbarkeit bewirken. Im Besonderen bei Vorgabe der maximalen Umgebungstemperatur als einzige Temperatur zeigt der kurzzeitige Notbetrieb mit kontinuierlicher Kennlinie eine wesentlich stärkere Entkopplung von den Ergebnissen der Zuverlässigkeitsanalyse ohne Überlastverfahren, als das derzeit in Software verfügbare Modell des kurzzeitigen Notbetriebs mit stufenförmiger Kennlinie. Auch ohne Berücksichtigung einer Verteilung der Umgebungstemperatur gewinnt das System in der Zuverlässigkeitsberechnung durch das Ausnutzen thermischer Kapazitäten an Verfügbarkeit.

Zu beachten ist in beiden Varianten die für die Implementierung gewählte Freiheit in der Auslegung der Verfahren. In der DIN IEC 60076-Reihe ist Thermal Rating als Verfahren nicht bekannt. Eine Umsetzung des Verfahrens nach dem in dieser Arbeit gewählten Ansatz kann dennoch für den Netzbetrieb von Interesse sein. Bei zeitweisen Abschaltungen von Teilbereichen eines elektrischen Netzes wegen Wartungsarbeiten bzw. Sicherheitsabschaltungen wegen der Gefährdung der Isolationsstrecke an Freileitungen, kann mit Hilfe Thermal Ratings Ausfallsicherheit gegeben werden. Abseits von wirtschaftlichen Gründen aus dem Energiemarkt (Erhöhung der Transportkapazität) bietet das Verfahren auch eine bessere Ausnutzung der Reserven der Komponenten bei kritischeren Situationen für ein elektrisches Netz. Eine weitere Prüfung des Verfahrens bei der Verwendung in größeren Netzen, als dem gewählten Beispielnetz, erscheint als sinnvoll und sollte vorangetrieben werden.

Der kurzzeitige Notbetrieb ist ohne dessen normative Beschränkungen der maximalen Zeitdauer des Zustandes implementiert und weist starke Auswirkungen auf die Nichtverfügbarkeit des Systems auf. Die Berücksichtigung eines zeitabhängigen Übergangs zwischen dem kurzzeitigen und dem langanhaltenden Notbetrieb senkt trotz der geringeren aber normgerechten Ausnutzung des Betriebsmittels die ermittelte Nichtverfügbarkeit signifikant. Aus gegenwärtiger Sicht ist es möglich und sinnvoll, langanhaltenden und kurzzeitigen Notbetrieb mit kontinuierlichen Kennlinien in der Zuverlässigkeitsanalyse, neben dem Normalbetrieb mit Thermal Rating, in einem Berechnungsprozess zu berücksichtigen. Die Unterscheidung zwischen den Notbetriebsarten führt zu einer realistischeren Abbildung der Möglichkeiten der thermischen Ausnutzung der Betriebsmittel und nähert sich den Definitionen aus der betreffenden Norm stärker an. Die Prüfung der Verfahren mit kontinuierlichen Kennlinien auf ihre Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit bei größeren und komplexeren Netzstrukturen, wie den IEEE-Zuverlässigkeitsprüfnetzen, sollte vorangetrieben werden. Es ist zu erwarten, dass in diesen Fällen die Methode der Berücksichtigung des erwarteten Vorlastzustandes eine deutlichere Verringerung der Nichtverfügbarkeit

## 5 Schlussfolgerung

gegenüber dem Verfahren mit fest definiertem Vorlastzustand aufweist. Diese Erwartung wird durch die Ergebnisse für dieses Verfahren bei der Kombination von kurzfristigem und langanhaltendem Notbetrieb gestützt. Die bisherigen Untersuchungen in dieser Arbeit sind auf Transformatoren mit Auslegung nach der DIN IEC 60076-Normenreihe beschränkt. Eine Prüfung der Auswirkungen von thermischen Modellen für Freileitungen und Kabel auf die Zuverlässigkeitsanalyse unter Verwendung der Zustandsenumeration ist aufgrund der gewählten Methodik der Implementierung möglich.

## 6 Zusammenfassung und Ausblick

Die in dieser Arbeit angeführten Methoden zur thermischen Ausnutzung des Betriebsmittels erlauben die Berücksichtigung der untersuchten Verfahren in der Zuverlässigkeitsanalyse. Dadurch wird die Berechnung der Auswirkungen des dynamischen Verfügbarkeitsmanagements auf das untersuchte Netz möglich. Für den realen Netzbetrieb bedeutet dies erst eine Veränderung, wenn die untersuchten Methoden auch produktiv eingesetzt werden.

Sowohl Thermal Rating als auch der Notbetrieb zeigen in der Zuverlässigkeitsanalyse eine Verbesserung der Verfügbarkeit des untersuchten Netzes. Insbesondere der Notbetrieb mit Berücksichtigung der zeitlichen Beschränkungen gemäß DIN IEC 60076-7 zeigt, dass bereits abseits des Normalbetriebs ebenfalls genormte Betriebsarten von Transformatoren die Versorgungszuverlässigkeit entscheidend verbessern können. Im Fall von Thermal Rating muss eine entsprechende Anpassung der Normen bzw. eine Freigabe der Betriebsmittelhersteller für diese Betriebsart erfolgen.

Für die untersuchten Methoden des dynamischen Verfügbarkeitsmanagements ist eine vertiefende Untersuchung anhand größerer Netztopologien sinnvoll und sollte vorangetrieben werden, um die Potentiale dieser Methoden im Netzbetrieb weiter untersuchen zu können.

Die signifikante Abhängigkeit der Auslastbarkeit bzw. Überlastbarkeit von Transformatoren von der Umgebungstemperatur bietet durch die Berücksichtigung von thermischen Modellen in der Zuverlässigkeitsanalyse erweiterte Möglichkeiten in der Netzführung. Speziell durch Verwendung der Zustandsenumerationsmethode ist es möglich, gezielt für vorgegebene Netzzustände Betriebsführungsstrategien zur Senkung des Risikos weiterer Ausfälle bzw. zur Stützung der Versorgung der Netzkunden zu entwickeln. Unter Verwendung von aktuellen Mess- und Netzzustandsdaten kann online für den aktuellen Systemzustand eine risikooptimierte Betriebsführung ermittelt werden. Denkbar ist zum Beispiel die vorbeugende Erhöhung der Lüfter- bzw. Pumpendrehzahl bei zwangsgekühlten Transformatoren, wenn aus den aktuellen Daten eine entsprechende Wahrscheinlichkeit für ein bevorstehendes Überlastereignis ermittelt wird. Aus dem Hilfsmittel zur Planung von Netzen wird über diesen Weg ein Hilfsmittel zur aktiven Unterstützung des Netzbetriebes.



# Abbildungsverzeichnis

2.1	Zustandsdiagramm für ein Zweikomponentensystem mit jeweils zwei Komponentenzustände . . . . .	6
3.1	Gewähltes Testnetz zur Analyse der Zuverlässigkeit im Zustandsenumerationsverfahren mit verschiedenen Verfahren der thermischen Ausnutzung von Betriebsmitteln . . . . .	11
3.2	K-Faktor der Belastbarkeit in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur für verwendeten Transformator . . . . .	15
3.3	Kumulierte relative Häufigkeitsverteilung der Umgebungstemperatur $\theta_{amb}$ mit 100 Klassen . . . . .	17
3.4	Ablaufdiagramm zur Berechnung der Zuverlässigkeit im Zustandsenumerationsverfahren unter Berücksichtigung von Thermal Rating . . . . .	18
3.5	Beispiel einer Überlastkennlinie eines Betriebsmittels mit stufenförmigem Verlauf . . . . .	19
3.6	Notbetriebskennlinien für ONAN-Transformator bei verschiedenen Umgebungstemperaturen . . . . .	20
3.7	Ablaufdiagramm der Umsetzung der Zuverlässigkeitsberechnung mit Berücksichtigung von kurzzeitigem Notbetrieb . . . . .	23
3.8	Zustandsbaum mit Ausfallkombinationen für zwei, drei bzw. vier Komponenten . . . . .	25
3.9	Überlastkennlinie des untersuchten Transformators als kontinuierlicher und als stufenförmiger Verlauf . . . . .	27
3.10	Kennlinien für kurzzeitigen und langanhaltenden Notbetrieb sowie kombinierte Kennlinie zur Anwendung in der Zuverlässigkeitsanalyse . . . . .	29
4.1	Nichtverfügbarkeit ohne Rating vs. Nichtverfügbarkeit mit Rating für höchste Umgebungstemperatur im Betrieb vs. Nichtverfügbarkeit mit Rating für mittlere Umgebungstemperatur am Aufstellort . . . . .	31
4.2	Auswirkung der Variation der Anzahl der Häufigkeitsklassen von Umgebungstemperatur bzw. Last auf Thermal Rating . . . . .	32
4.3	Vergleich der Zuverlässigkeitsanalyse mit verschiedenen Implementierungen des kurzzeitigen Notbetriebs . . . . .	34
4.4	Auswirkung der Variation der Anzahl der Häufigkeitsklassen von Umgebungstemperatur bzw. Last auf den kurzzeitigen Notbetrieb . . . . .	35
4.5	Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse bei 40 °C Umgebungstemperatur . . . . .	36
4.6	Auswirkung der Variation der Anzahl der Häufigkeitsklassen von Umgebungstemperatur bzw. Last auf die umgesetzten Varianten des Notbetriebs . . . . .	37
4.7	Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse bei 40 °C Umgebungstemperatur . . . . .	38
4.8	Vergleich der Verfahren bei 100 Häufigkeitsklassen der Last und veränderlicher Anzahl an Klassen für die Häufigkeitsverteilung der Umgebungstemperatur . . . . .	38

*Abbildungsverzeichnis*

4.9	Auswirkung der Variation des Wertebereichs bei der Erstellung der Häufigkeitsverteilungen der Last auf die ermittelte Nichtverfügbarkeit . . . . .	39
4.10	Ermittelte Varianten der Häufigkeitsverteilung für 25 Klassen . . . . .	40

# Tabellenverzeichnis

3.1	Eingangsdaten zur Simulation . . . . .	12
3.2	Modellparameter des verwendeten thermischen Modells . . . . .	14
A.1	Eingangswerte der Umgebungstemperatur - Teil 1 . . . . .	54
A.2	Eingangswerte der Umgebungstemperatur - Teil 2 . . . . .	56
A.3	Ratings eines ONAN-Transformators in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur . . . . .	56
A.4	Eingangswerte der Last - Teil 1 . . . . .	58
A.5	Eingangswerte der Last - Teil 2 . . . . .	60
B.1	Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung . . . . .	62
B.2	Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung bei 14,8 °C . . . . .	62
B.3	Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung bei 40 °C . . . . .	63



# Literaturverzeichnis

- [1] J. Backes, *Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit: Neue Ansätze zur Verwendung probabilistischer Zuverlässigkeitskenngrößen in der Netzplanung und -optimierung*, 2. Auflage, Reihe Elektrotechnik. München: Utz, Herbert, 2013, oCLC: 922011101. 3
- [2] J. Endrenyi, *Reliability modeling in electric power systems*. Chichester [Eng.] ; New York: Wiley, 1979. 7
- [3] D. I. für Normung e. V., “DIN IEC 60076-7 (VDE 0532-76-7) Norm Leistungstransformatoren Teil 7: Leitfaden für die Belastung von Ölgefüllten Leistungstransformatoren”, Feb. 2008. 13, 14, 15, 22, 23, 56
- [4] H. Gebler, “Berechnung von Zuverlässigkeitskenngrößen für elektrische Energieversorgungsnetze”, Dissertation, Technische Hochschule Darmstadt, Darmstadt, 1981. 8, 27
- [5] D. M. Greenwood und P. C. Taylor, “Investigating the Impact of Real-Time Thermal Ratings on Power Network Reliability”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 29, Nr. 5, S. 2460–2468, Sep. 2014. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6750109/> 10
- [6] H.-D. Kochs, *Zuverlässigkeit elektrotechnischer Anlagen: Einführung in die Methodik, die Verfahren und ihre Anwendung*. Berlin: Springer, 1984, oCLC: 251736320. 3, 4, 5, 6, 24
- [7] M. Schwan, *Aspekte der Zuverlässigkeitsberechnung elektrischer Ernergieversorgungsnetze im liberalisierten Markt*, 1. Auflage. Berlin: Logos Verl, 2003, oCLC: 76589035. 8



# A Realdaten für Simulationen

## A.1 Temperaturdaten - diskretisierte Temperaturdauerlinie

Im folgenden Abschnitt sind die Eingangswerte der Umgebungstemperatur für die Zuverlässigkeitsberechnung angeführt.

5 Klassen		10 Klassen		25 Klassen		50 Klassen	
$\theta_{amb}$ [°C]	p						
-10,85	3,37E-06	-17,20	2,25E-06	-21,02	1,12E-06	-22,29	1,12E-06
1,86	6,66E-02	-10,85	1,12E-06	-18,48	1,12E-06	-21,02	0,00E+00
14,58	4,59E-01	-4,49	0,00E+00	-15,93	0,00E+00	-19,75	0,00E+00
27,29	3,66E-01	1,86	6,66E-02	-13,39	0,00E+00	-18,48	1,12E-06
40,00	1,08E-01	8,22	2,22E-01	-10,85	1,12E-06	-17,20	0,00E+00
		14,58	2,37E-01	-8,31	0,00E+00	-15,93	0,00E+00
		20,93	2,11E-01	-5,76	0,00E+00	-14,66	0,00E+00
		27,29	1,55E-01	-3,22	6,17E-04	-13,39	0,00E+00
		33,64	7,34E-02	-0,68	1,74E-02	-12,12	1,12E-06
		40,00	3,49E-02	1,86	4,86E-02	-10,85	0,00E+00
				4,41	7,79E-02	-9,58	0,00E+00
				6,95	9,34E-02	-8,31	0,00E+00
				9,49	9,86E-02	-7,03	0,00E+00
				12,03	1,06E-01	-5,76	0,00E+00
				14,58	8,35E-02	-4,49	0,00E+00
				17,12	8,93E-02	-3,22	6,17E-04
				19,66	8,47E-02	-1,95	4,74E-03
				22,20	7,15E-02	-0,68	1,27E-02
				24,75	6,57E-02	0,59	1,99E-02
				27,29	5,48E-02	1,86	2,87E-02
				29,83	3,83E-02	3,14	3,45E-02
				32,37	2,46E-02	4,41	4,34E-02
				34,92	1,95E-02	5,68	4,40E-02
				37,46	1,56E-02	6,95	4,94E-02
				40,00	1,02E-02	8,22	5,08E-02
						9,49	4,77E-02
						10,76	5,27E-02
						12,03	5,30E-02
						13,30	4,69E-02
						14,58	3,66E-02
						15,85	4,25E-02
						17,12	4,68E-02
						18,39	4,28E-02
						19,66	4,19E-02
						20,93	3,70E-02
						22,20	3,45E-02
						23,47	3,38E-02

A Realdaten für Simulationen

5 Klassen		10 Klassen		25 Klassen		50 Klassen	
$\theta_{amb}$ [°C]	p						
						24,75	3,19E-02
						26,02	2,92E-02
						27,29	2,56E-02
						28,56	2,04E-02
						29,83	1,79E-02
						31,10	1,34E-02
						32,37	1,12E-02
						33,64	1,05E-02
						34,92	9,05E-03
						36,19	9,02E-03
						37,46	6,62E-03
						38,73	5,66E-03
						40,00	4,58E-03

Tabelle A.1: Eingangswerte der Umgebungstemperatur - Teil 1

75 Klassen		100 Klassen	
$\theta_{amb}$ [°C]	p	$\theta_{amb}$ [°C]	p
-22,71	1,12E-06	-22,92	1,12E-06
-21,86	0,00E+00	-22,29	0,00E+00
-21,02	0,00E+00	-21,65	0,00E+00
-20,17	0,00E+00	-21,02	0,00E+00
-19,32	0,00E+00	-20,38	0,00E+00
-18,48	1,12E-06	-19,75	0,00E+00
-17,63	0,00E+00	-19,11	1,12E-06
-16,78	0,00E+00	-18,48	0,00E+00
-15,93	0,00E+00	-17,84	0,00E+00
-15,09	0,00E+00	-17,20	0,00E+00
-14,24	0,00E+00	-16,57	0,00E+00
-13,39	0,00E+00	-15,93	0,00E+00
-12,54	1,12E-06	-15,30	0,00E+00
-11,70	0,00E+00	-14,66	0,00E+00
-10,85	0,00E+00	-14,03	0,00E+00
-10,00	0,00E+00	-13,39	0,00E+00
-9,15	0,00E+00	-12,75	1,12E-06
-8,31	0,00E+00	-12,12	0,00E+00
-7,46	0,00E+00	-11,48	0,00E+00
-6,61	0,00E+00	-10,85	0,00E+00
-5,76	0,00E+00	-10,21	0,00E+00
-4,92	0,00E+00	-9,58	0,00E+00
-4,07	3,48E-05	-8,94	0,00E+00
-3,22	5,82E-04	-8,31	0,00E+00
-2,37	2,02E-03	-7,67	0,00E+00
-1,53	6,27E-03	-7,03	0,00E+00
-0,68	9,11E-03	-6,40	0,00E+00
0,17	1,27E-02	-5,76	0,00E+00
1,02	1,72E-02	-5,13	0,00E+00
1,86	1,87E-02	-4,49	0,00E+00
2,71	2,17E-02	-3,86	1,57E-04

A.1 Temperaturdaten - diskretisierte Temperaturdauerlinie

75 Klassen		100 Klassen	
$\theta_{amb}$ [°C]	p	$\theta_{amb}$ [°C]	p
3,56	2,44E-02	-3,22	4,59E-04
4,41	3,18E-02	-2,59	1,31E-03
5,25	3,02E-02	-1,95	3,43E-03
6,10	3,02E-02	-1,31	5,43E-03
6,95	3,31E-02	-0,68	7,23E-03
7,80	3,24E-02	-0,04	9,44E-03
8,64	3,46E-02	0,59	1,05E-02
9,49	3,15E-02	1,23	1,44E-02
10,34	3,69E-02	1,86	1,43E-02
11,19	3,06E-02	2,50	1,44E-02
12,03	3,82E-02	3,14	2,01E-02
12,88	3,37E-02	3,77	1,78E-02
13,73	2,47E-02	4,41	2,56E-02
14,58	2,52E-02	5,04	2,33E-02
15,42	2,92E-02	5,68	2,07E-02
16,27	2,82E-02	6,31	2,35E-02
17,12	3,19E-02	6,95	2,59E-02
17,97	2,83E-02	7,58	2,44E-02
18,81	2,99E-02	8,22	2,64E-02
19,66	2,65E-02	8,86	2,36E-02
20,51	2,52E-02	9,49	2,41E-02
21,36	2,39E-02	10,13	2,81E-02
22,20	2,24E-02	10,76	2,47E-02
23,05	2,19E-02	11,40	2,41E-02
23,90	2,36E-02	12,03	2,88E-02
24,75	2,01E-02	12,67	2,56E-02
25,59	1,91E-02	13,30	2,14E-02
26,44	1,89E-02	13,94	1,75E-02
27,29	1,68E-02	14,58	1,91E-02
28,14	1,48E-02	15,21	2,25E-02
28,98	1,17E-02	15,85	1,99E-02
29,83	1,19E-02	16,48	2,22E-02
30,68	9,31E-03	17,12	2,46E-02
31,53	7,82E-03	17,75	2,15E-02
32,37	7,49E-03	18,39	2,13E-02
33,22	7,32E-03	19,03	2,26E-02
34,07	6,29E-03	19,66	1,94E-02
34,92	5,93E-03	20,30	1,77E-02
35,76	6,12E-03	20,93	1,92E-02
36,61	5,47E-03	21,57	1,78E-02
37,46	4,05E-03	22,20	1,67E-02
38,31	3,86E-03	22,84	1,60E-02
39,15	3,47E-03	23,47	1,78E-02
40,00	2,90E-03	24,11	1,79E-02
		24,75	1,39E-02
		25,38	1,45E-02
		26,02	1,46E-02
		26,65	1,32E-02
		27,29	1,24E-02

A Realdaten für Simulationen

75 Klassen		100 Klassen	
$\theta_{amb}$ [°C]	p	$\theta_{amb}$ [°C]	p
		27,92	1,14E-02
		28,56	9,06E-03
		29,19	8,94E-03
		29,83	8,95E-03
		30,47	7,19E-03
		31,10	6,24E-03
		31,74	5,49E-03
		32,37	5,71E-03
		33,01	5,54E-03
		33,64	4,96E-03
		34,28	4,57E-03
		34,92	4,48E-03
		35,55	4,62E-03
		36,19	4,40E-03
		36,82	3,59E-03
		37,46	3,03E-03
		38,09	2,85E-03
		38,73	2,81E-03
		39,36	2,51E-03
		40,00	2,07E-03

Tabelle A.2: Eingangswerte der Umgebungstemperatur - Teil 2

Mit Hilfe des der Arbeit zu Grunde gelegten thermischen Modells aus [3] wurde aus dem Temperaturverlauf auf einen Zeitverlauf des Thermal Ratings umgerechnet. Die Umrechnung erfolgte mittels einer Funktion 2. Ordnung, welche den Zusammenhang zwischen Umgebungstemperatur und zulässiger Dauerbelastung eines Transformators annähert.

$$K(\theta_a) = -9,4 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-2} \theta_a^2 - 7,088 \cdot 10^{-3} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1} \theta_a + 1,462 \quad (\text{A.1})$$

$\theta_{amb}$ [°C]	K
-20	1,600
-15	1,566
-10	1,532
-5	1,497
0	1,462
5	1,426
10	1,390
15	1,354
20	1,317
25	1,279
30	1,241

Tabelle A.3: Ratings eines ONAN-Transformators in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur

## A.2 Lastdaten - diskretisierte Lastdauerlinie

In den nachfolgenden Tabellen sind die Eingangswerte der Last für die Zuverlässigkeitsberechnung angeführt.

5 Klassen		10 Klassen		25 Klassen		50 Klassen	
$P_L$ [MW]	p						
42,967	1,56E-01	21,817	1,51E-02	9,127	3,39E-03	4,897	7,99E-04
85,266	5,57E-01	42,967	1,40E-01	17,587	1,16E-02	9,127	2,60E-03
127,566	2,07E-01	64,116	2,78E-01	26,047	1,16E-02	13,357	5,74E-03
169,866	7,57E-02	85,266	2,79E-01	34,507	4,13E-02	17,587	5,82E-03
212,166	4,51E-03	106,416	1,15E-01	42,967	8,77E-02	21,817	1,77E-04
		127,566	9,27E-02	51,427	1,45E-01	26,047	1,15E-02
		148,716	5,99E-02	59,886	7,39E-02	30,277	3,11E-02
		169,866	1,58E-02	68,346	1,23E-01	34,507	1,02E-02
		191,016	4,25E-03	76,806	1,09E-01	38,737	3,29E-02
		212,166	2,65E-04	85,266	1,06E-01	42,967	5,48E-02
				93,726	4,83E-02	47,197	6,74E-02
				102,186	3,82E-02	51,427	7,71E-02
				110,646	4,66E-02	55,656	6,57E-02
				119,106	3,17E-02	59,886	8,21E-03
				127,566	4,25E-02	64,116	5,91E-02
				136,026	2,38E-02	68,346	6,36E-02
				144,486	2,74E-02	72,576	7,27E-02
				152,946	1,46E-02	76,806	3,66E-02
				161,406	5,34E-03	81,036	4,72E-02
				169,866	4,57E-03	85,266	5,93E-02
				178,326	3,06E-03	89,496	2,38E-03
				186,786	9,88E-04	93,726	4,60E-02
				195,246	2,69E-04	97,956	3,62E-02
				203,706	1,47E-04	102,186	2,04E-03
				212,166	4,29E-05	106,416	2,81E-02
						110,646	1,85E-02
						114,876	1,27E-02
						119,106	1,89E-02
						123,336	1,92E-02
						127,566	2,33E-02
						131,796	4,72E-03
						136,026	1,91E-02
						140,256	1,71E-02
						144,486	1,03E-02
						148,716	8,71E-03
						152,946	5,85E-03
						157,176	1,43E-03
						161,406	3,91E-03
						165,636	2,69E-03
						169,866	1,88E-03
						174,096	1,91E-03
						178,326	1,15E-03
						182,556	7,21E-04
						186,786	2,67E-04
						191,016	1,95E-04

A Realdaten für Simulationen

5 Klassen		10 Klassen		25 Klassen		50 Klassen	
$P_L$ [MW]	p						
						195,246	7,42E-05
						199,476	4,98E-05
						203,706	9,74E-05
						207,936	4,17E-05
						212,166	1,16E-06

Tabelle A.4: Eingangswerte der Last - Teil 1

75 Klassen		100 Klassen	
$P_L$ [MW]	p	$P_L$ [MW]	p
3,487	7,93E-04	2,782	7,89E-04
6,307	1,28E-05	4,897	9,27E-06
9,127	2,59E-03	7,012	1,16E-05
11,947	3,83E-05	9,127	2,58E-03
14,767	5,76E-03	11,242	2,78E-05
17,587	5,77E-03	13,357	5,72E-03
20,407	1,46E-04	15,472	1,99E-04
23,227	1,05E-02	17,587	5,62E-03
26,047	1,01E-03	19,702	4,75E-05
28,867	9,70E-03	21,817	1,30E-04
31,687	2,16E-02	23,932	1,05E-02
34,507	1,00E-02	26,047	9,77E-04
37,327	2,21E-02	28,162	9,65E-03
40,147	5,13E-02	30,277	2,14E-02
42,967	1,43E-02	32,392	2,55E-04
45,787	6,71E-02	34,507	9,97E-03
48,607	9,34E-03	36,622	2,20E-02
51,427	6,81E-02	38,737	1,08E-02
54,246	8,13E-03	40,852	4,07E-02
57,066	5,80E-02	42,967	1,41E-02
59,886	7,74E-03	45,082	6,69E-02
62,706	5,87E-02	47,197	4,97E-04
65,526	5,60E-02	49,312	9,18E-03
68,346	7,98E-03	51,427	6,79E-02
71,166	3,66E-02	53,541	7,92E-03
73,986	3,65E-02	55,656	5,78E-02
76,806	3,62E-02	57,771	7,63E-03
79,626	2,10E-02	59,886	5,80E-04
82,446	2,66E-02	62,001	5,14E-02
85,266	5,89E-02	64,116	7,74E-03
88,086	2,10E-03	66,231	5,58E-02
90,906	4,50E-02	68,346	7,79E-03
93,726	1,25E-03	70,461	3,64E-02
96,546	2,25E-03	72,576	3,62E-02
99,366	3,42E-02	74,691	7,35E-04
102,186	1,80E-03	76,806	3,59E-02
105,006	2,79E-02	78,921	2,08E-02
107,826	1,27E-02	81,036	2,64E-02
110,646	6,02E-03	83,151	3,26E-02

A.2 Lastdaten - diskretisierte Lastdauerlinie

75 Klassen		100 Klassen	
$P_L$ [MW]	p	$P_L$ [MW]	p
113,466	1,25E-02	85,266	2,67E-02
116,286	1,41E-02	87,381	5,14E-04
119,106	5,02E-03	89,496	1,87E-03
121,926	9,60E-03	91,611	4,48E-02
124,746	9,78E-03	93,726	1,13E-03
127,566	2,32E-02	95,841	2,13E-03
130,386	4,47E-03	97,956	3,41E-02
133,206	1,63E-02	100,071	1,67E-03
136,026	3,02E-03	102,186	3,76E-04
138,846	1,49E-02	104,301	1,44E-02
141,666	2,40E-03	106,416	1,37E-02
144,486	1,02E-02	108,531	1,25E-02
147,306	2,43E-03	110,646	5,93E-03
150,126	7,71E-03	112,761	1,24E-02
152,946	4,41E-03	114,876	3,21E-04
155,766	1,35E-03	116,991	1,40E-02
158,586	2,74E-03	119,106	4,97E-03
161,406	1,24E-03	121,221	9,51E-03
164,226	1,89E-03	123,336	9,73E-03
167,046	8,42E-04	125,451	2,58E-03
169,866	1,84E-03	127,566	2,07E-02
172,686	1,89E-03	129,681	3,35E-04
175,506	3,72E-04	131,796	4,38E-03
178,326	7,99E-04	133,911	1,61E-02
181,146	2,48E-04	136,026	2,92E-03
183,966	4,80E-04	138,141	1,47E-02
186,786	2,60E-04	140,256	2,36E-03
189,606	6,26E-05	142,371	2,57E-04
192,426	1,37E-04	144,486	1,01E-02
195,246	6,95E-05	146,601	2,37E-03
198,066	4,75E-05	148,716	6,34E-03
200,886	3,01E-05	150,831	1,48E-03
203,706	6,95E-05	152,946	4,37E-03
206,526	3,71E-05	155,061	1,32E-03
209,346	5,80E-06	157,176	1,03E-04
212,166	1,16E-06	159,291	2,70E-03
		161,406	1,22E-03
		163,521	1,88E-03
		165,636	8,15E-04
		167,751	1,82E-03
		169,866	5,45E-05
		171,981	4,37E-04
		174,096	1,48E-03
		176,211	3,60E-04
		178,326	7,92E-04
		180,441	2,41E-04
		182,556	4,80E-04
		184,671	9,27E-06
		186,786	2,57E-04

A Realdaten für Simulationen

75 Klassen		100 Klassen	
$P_L$ [MW]	p	$P_L$ [MW]	p
		188,901	6,03E-05
		191,016	1,34E-04
		193,131	4,52E-05
		195,246	2,90E-05
		197,361	2,32E-06
		199,476	4,75E-05
		201,591	3,01E-05
		203,706	6,72E-05
		205,821	3,71E-05
		207,936	4,64E-06
		210,051	1,16E-06
		212,166	0,00E+00

Tabelle A.5: Eingangswerte der Last - Teil 2

## B Ergebnistabellen der Berechnungsvorgänge

In den nachfolgenden Kapitel sind die Ergebnisse der Berechnungsvorgänge für Thermal Rating und kurzzeitigen Notbetrieb angeführt. Folgende Abkürzungen wurden verwendet:

- LS ... Anzahl an Klassen in der Häufigkeitsverteilung der Last
- TS ... Anzahl an Klassen in der Häufigkeitsverteilung der Temperatur
- NV ... Nichtverfügbarkeit ohne Berücksichtigung von kurzzeitigem Notbetrieb
- NV TR ... Nichtverfügbarkeit mit Berücksichtigung von Thermal Rating
- NV (sK) ... Nichtverfügbarkeit mit kurzzeitigem Notbetrieb; statische stufenförmige Kennlinie
- NV (kK) ... Nichtverfügbarkeit mit kurzzeitigem Notbetrieb; kontinuierliche Kennlinie mit Berücksichtigung der Umgebungstemperatur
- NV (kK VL) ... Nichtverfügbarkeit mit kurzzeitigem Notbetrieb; kontinuierliche Kennlinie mit Berücksichtigung der Umgebungstemperatur und des Erwartungswertes des Lastzustandes vor Eintritt des Fehlerzustandes
- NV (NB) ... Nichtverfügbarkeit mit erweiterter Notbetriebskennlinie; kontinuierliche Kennlinie mit Berücksichtigung der Umgebungstemperatur und Beschränkung des kurzzeitigen Notbetriebs
- NV (NB VL) ... Nichtverfügbarkeit mit erweiterter Notbetriebskennlinie; kontinuierliche Kennlinie mit Berücksichtigung der Umgebungstemperatur, Beschränkung des kurzzeitigen Notbetriebs und des Erwartungswertes des Lastzustandes vor Eintritt des Fehlerzustandes

LS	TS	NV	NV TR	NV (sK)	NV (kK)	NV (kK VL)	NV (NB)	NV (NB VL)
100	100	0,045740	0,007565	0,041604	0,002144	0,002072	0,007070	0,006780
75	100	0,045764	0,007714	0,041623	0,002209	0,002136	0,007222	0,006928
50	100	0,049317	0,008055	0,044874	0,002346	0,002269	0,007546	0,007238
25	100	0,057329	0,009411	0,052049	0,002697	0,002613	0,008709	0,008359
10	100	0,049317	0,013505	0,046082	0,004430	0,004297	0,012548	0,012102
5	100	0,082029	0,022878	0,075854	0,014908	0,014461	0,022033	0,021779
100	75	0,045740	0,007530	0,041604	0,002159	0,002087	0,007105	0,006812
75	75	0,045764	0,007713	0,041623	0,002225	0,002151	0,007243	0,006949
50	75	0,049317	0,008079	0,044874	0,002361	0,002283	0,007562	0,007255
25	75	0,057329	0,009368	0,052049	0,002722	0,002637	0,008695	0,008353

B Ergebnistabellen der Berechnungsvorgänge

LS	TS	NV	NV TR	NV (sK)	NV (kK)	NV (kK VL)	NV (NB)	NV (NB VL)
10	75	0,049317	0,013391	0,046082	0,004487	0,004352	0,012741	0,012270
5	75	0,082029	0,022878	0,075854	0,015153	0,014691	0,022036	0,021783
100	50	0,045740	0,007714	0,041604	0,002184	0,002111	0,007254	0,006950
75	50	0,045764	0,007853	0,041623	0,002253	0,002177	0,007330	0,007033
50	50	0,049317	0,008204	0,044874	0,002385	0,002307	0,007742	0,007419
25	50	0,057329	0,009595	0,052049	0,002734	0,002649	0,008899	0,008539
10	50	0,049317	0,013890	0,046082	0,004466	0,004335	0,012850	0,012385
5	50	0,082029	0,022878	0,075854	0,015008	0,014565	0,022042	0,021793
100	25	0,045740	0,007895	0,041604	0,002272	0,002196	0,007354	0,007062
75	25	0,045764	0,008016	0,041623	0,002333	0,002255	0,007565	0,007260
50	25	0,049317	0,008436	0,044874	0,002485	0,002403	0,007851	0,007540
25	25	0,057329	0,009693	0,052049	0,002841	0,002753	0,009019	0,008672
10	25	0,049317	0,013890	0,046082	0,004668	0,004530	0,012992	0,012543
5	25	0,082029	0,022878	0,075854	0,015887	0,015412	0,022059	0,021821
100	10	0,045740	0,008714	0,041604	0,002492	0,002411	0,008294	0,007940
75	10	0,045764	0,009141	0,041623	0,002599	0,002507	0,008383	0,008047
50	10	0,049317	0,009771	0,044874	0,002777	0,002685	0,008994	0,008606
25	10	0,057329	0,011514	0,052049	0,003101	0,003005	0,010432	0,009978
10	10	0,049317	0,013890	0,046082	0,004751	0,004620	0,013226	0,012832
5	10	0,082029	0,022878	0,075854	0,015503	0,015103	0,022102	0,021891
100	5	0,045740	0,009679	0,041604	0,002993	0,002895	0,009176	0,008859
75	5	0,045764	0,010489	0,041623	0,003117	0,003014	0,009775	0,009405
50	5	0,049317	0,011269	0,044874	0,003304	0,003195	0,010519	0,010086
25	5	0,057329	0,012437	0,052049	0,003449	0,003358	0,011773	0,011358
10	5	0,049317	0,013890	0,046082	0,006786	0,006544	0,013395	0,013117
5	5	0,082029	0,022878	0,075854	0,019834	0,019294	0,022164	0,021979

Tabelle B.1: Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung

LS	TS	NV	NV TR	NV (sK)	NV (kK)	NV (kK VL)	NV (NB)	NV (NB VL)
100	1	0,045740	0,005782	0,041604	0,001815	0,001759	0,005393	0,005211
75	1	0,045764	0,007572	0,041623	0,001863	0,001809	0,006719	0,006415
50	1	0,049317	0,005782	0,044874	0,002213	0,002137	0,005440	0,005273
25	1	0,057329	0,008266	0,052049	0,002377	0,002312	0,007661	0,007357
10	1	0,049317	0,005782	0,046082	0,005215	0,005041	0,005605	0,005546
5	1	0,082029	0,022878	0,075854	0,020324	0,019523	0,022185	0,021902

Tabelle B.2: Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung bei 14,8 °C

LS	TS	NV	NV TR	NV (sK)	NV (kK)	NV (kK VL)	NV (NB)	NV (NB VL)
100	1	0,045740	0,022878	0,041604	0,007750	0,007441	0,022088	0,021342
75	1	0,045764	0,022878	0,041623	0,007811	0,007519	0,022043	0,021262
50	1	0,049317	0,022878	0,044874	0,007815	0,007523	0,022135	0,021510
25	1	0,057329	0,022878	0,052049	0,007931	0,007711	0,022174	0,021681
10	1	0,049317	0,022878	0,046082	0,021051	0,019862	0,022225	0,022060
5	1	0,082029	0,082029	0,075854	0,022353	0,022082	0,022353	0,022197

Tabelle B.3: Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung bei 40 °C



# Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass die vorliegende Arbeit gemäß dem Code of Conduct – Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis (in der aktuellen Fassung des jeweiligen Mitteilungsblattes der TU Wien), insbesondere ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel, angefertigt wurde. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet. Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder in ähnlicher Form in anderen Prüfungsverfahren vorgelegt.

Wien, 1. Juni 2017

---

