

# Dynamische Steuerung von elektronischen Sicherungen in Kfz unter Berücksichtigung der ortsabhängigen Temperaturverteilung und des Alterungsverhaltens der Leitungen

## Dynamic Control of Electronic Fuses in Vehicles Considering Longitudinal Temperature Distribution and Aging Behavior of Cables

M.Sc. Selcuk Önal, TU Dortmund, Dortmund, selcuk.oenal@tu-dortmund.de

Prof. Dr.-Ing. Stephan Frei, TU Dortmund, Dortmund, stephan.frei@tu-dortmund.de

### Kurzfassung

In diesem Beitrag sollen Methoden zur dynamischen Steuerung von elektronischen Sicherungen im Kfz-Bereich untersucht werden, die einerseits durch die aktive Überwachung der Belastung verschiedene Diagnose und Absicherungsmöglichkeiten anbieten und andererseits eine optimale Ausnutzung des Leitungsquerschnitts durch thermische Leitungsmodelle, auch für beliebige transiente Strombelastungen, ermöglichen. Die Abschätzung der Leitungstemperatur unter Berücksichtigung der aktuell herrschenden Umgebungsbedingungen erfolgt, z.B. indirekt durch die Kombination einer genauen Strom- und Spannungsabfallmessung, mit einer abgeschätzten ortsabhängigen Worstcase-Temperaturverteilung der Umgebung. Dadurch ist bei Bedarf eine höhere dynamische Belastung der Leitung möglich, was unter anderem eine Überlast über die vordefinierten Belastbarkeitsgrenzen hinaus für bestimmte sicherheitskritische Verbraucher zulassen könnte. Eine Methode zur Abschätzung der Leitungsisolationsalterung wird ebenfalls vorgestellt, die als ein weiteres Diagnose- bzw. sogar Auslösekriterium verwendet werden kann.

### Abstract

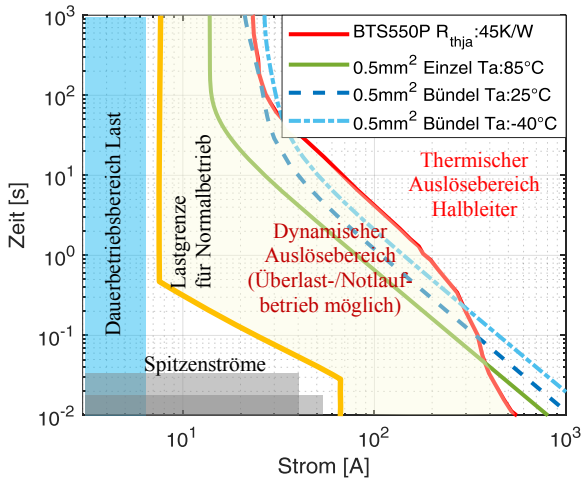
This paper investigates methods for the dynamic control of automotive electronic fuses, which on the one hand offer protection and diagnostic possibilities by means of an active load monitoring, on the other hand, an optimal utilization of the cable cross-section through thermal cable models within the entire current range is possible. The estimation of the cable temperature, taking into account the present environmental conditions, takes place, i.e. indirectly by combining an accurate current and voltage drop measurement. Here, a worst-case temperature distribution of the environment along the cable is also considered. As a result, if necessary, a higher dynamic load capacity can be achieved, which could allow the cable, inter alia, to be operated in overload beyond the predefined load limits in certain safety-critical cases. A method for estimating the cable insulation aging is also presented, which can be used for diagnostic purposes and also as a tripping criterion.

## 1 Einleitung

Durch die erhöhte Anzahl von elektrischen Komponenten in modernen Fahrzeugen wird eine kosten- und gewichts-optimierte Bordnetzauslegung immer schwieriger. Die herkömmlichen Schmelzsicherungen spielen dabei eine entscheidende Rolle. Sie erlauben es nicht, aufgrund von großen Toleranzen und meist nicht optimalen Auslösecharakteristiken im Falle dynamischer Lasten, Leitungen in der Nähe der Belastungsgrenze zu betreiben [1]. Das Potential einer Leitung wird nicht ausgenutzt. Da die Schmelzsicherungen nicht diagnosefähig und auch nicht rücksetzbar sind, bzw. nach dem Auslösen ausgetauscht werden müssen, führt dies zwangsläufig zu einer zentralen Platzierung und damit größere Leitungslängen bzw. mehr Gewicht. Hierdurch wird die Umsetzung neuer Bordnetzkonzepte stark eingeschränkt. Aus diesen Gründen ist es bei zukünftigen Bordnetzen vorgesehen, die Schmelzsicherungen

durch elektronische Schalter sukzessiv zu ersetzen. Wirtschaftlich gesehen werden elektronische Sicherungen erst dann attraktiv, wenn diese in Form von intelligenten Stromverteilern nicht nur einfache Absicherungsfunktionen, sondern auch andere Aufgaben wie Diagnose, Notlauffunktionen oder die Ansteuerung von Lasten übernehmen könnten. So finden durch neue Halbleitertechnologien, die erhöhte Sicherheitsanforderungen bei geringen Kosten erfüllen können, intelligente elektronische Schaltungen ihre Anwendung bereits heute in Kfz-Bordnetzen, z.B. um Sicherungs-Relais-Paare zu ersetzen [2]. Dabei wird als grundlegender Ansatz die intern gemessene kritische Temperatur des Halbleiters als Auslösekriterium verwendet. Funktionen wie Kurzschlussdetektion oder Strombegrenzung über eine einfache und nicht besonders genaue Strommessung sind meist ebenfalls enthalten. Eine genauere Strom- bzw. Spannungsmessung können weitere Potentiale mit sich bringen, wie z.B. eine genauere Lastüberwachung bzw. den Einsatz von thermischen Leitungsmodellen für die Steuerung der Auslösung. Im einfachsten

Fall wird der Halbleiterschalter entsprechend der Strom/Zeit-Kennlinie einer Leitung gesteuert. Diese Kennlinien ergeben sich simulatorisch anhand von validierten Leitungsmodellen aus der Belastung der Leitung mit rechteckförmigen Strompulsen und der Bestimmung der Pulsdauer, bis die eine maximal zulässige Leitungstemperatur erreicht ist (z.B. 155 °C für thermische Überlast von PVC-Leitungen im Absicherungsfall). Durch das Verbinden der Messpunkte gleicher Temperatur können Isotherme bestimmt werden. Hierfür sind als Beispiel die Kennlinien einer Leitung bei verschiedenen Umgebungstemperaturen  $T_a$  gezeigt, Abbildung 1. Hier ist auch die thermische Auslösekennlinie einer Halbleitersicherung (BTS550P) nach [3] in roter Farbe dargestellt. Die hier angenommene Last hat einen Dauerstrom von ca. 6 A und einige Spitzenströme im höheren Strombereich (graue Bereiche). Die passende Leitung im Falle einer Schmelzsicherung (z.B. ATO 7,5 A) ist die eingezeichnete 0,5 mm<sup>2</sup> PVC-Leitung, deren Zerstörerkennlinie (grün) bei 85 °C Umgebungstemperatur als Worstcase auch mitgeplottet ist. Die gelbe Linie repräsentiert die Betriebsgrenzen, die von der Last im Normalbetrieb nicht überschritten wird. Die Halbleitersicherung (rote Linie) ist in diesem Beispiel so ausgewählt, dass die zusätzliche Belastbarkeit der Leitung unter realen Umgebungsbedingungen (gestrichelte blaue Kurven, für  $T_a = 25^\circ\text{C}$  und  $T_a = -40^\circ\text{C}$  jeweils in Bündel) ebenfalls ausgenutzt werden kann. Der gelbe Bereich repräsentiert also nun den Bereich, wo eine dynamische Auslösung der Halbleitersicherung auf Basis der Lastcharakteristik oder des thermischen Verhaltens der Leitung beliebig möglich ist.



**Abbildung 1** Möglicher dynamischer Auslösebereich einer elektronischen Sicherung unter Berücksichtigung der Last- und Leitungscharakteristik

## 2 Steuerung der elektronischen Sicherung durch ein thermisches Leitungsmodell

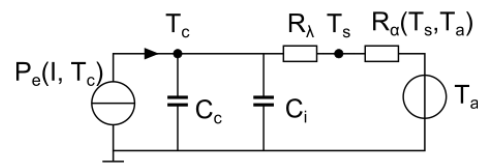
Da die realen Umgebungsbedingungen für Leitungen im Fahrzeug wie Außen- bzw. Einbaorttemperatur, Verlegesituation sowie Fahrzeugzustand verschieden sein können, sind bei der Dimensionierung von Leitungen bzw.

Schmelzsicherungen immer Worstcase-Annahmen zu berücksichtigen. Hierfür gilt als Worstcase-Aufbau i.d.R. eine frei in Luft verlegte Einzelleitung ausreichender Länge, sodass die Abkühlung durch die Kontakte keinen Einfluss mehr auf das Temperaturmaximum in der Leitungsmittelpunkt hat. Hierfür gibt es thermische Leitungsmodelle. Durch eine Parametrierung über die Worstcase-Umgebungstemperatur sind mit diesen Modellen ebenfalls Worstcase-Auslösekennlinien für elektronische Sicherungen zu erhalten.

Im Folgenden soll der Modellansatz für Einfachleitungen vorgestellt werden. Eine Erweiterung dieses Modellansatzes um weitere Isolierungs- bzw. Schirmschichten ist mit geringem Aufwand ebenfalls möglich [4].

### 2.1 Radialer Wärmefluss

Unter Vernachlässigung der axialen Wärmeflüsse bei homogener Leitungsverlegung reduziert sich das entsprechende thermische Modell auf die Modellierung des Kabelquerschnittes bzw. durch Rotationssymmetrie auf eine Dimension. So zeigt Abbildung 2 ein thermisches ESB, mit dessen Hilfe unter geeigneter Parametrierung die kritische Leitungstemperatur berechnet werden kann.



**Abbildung 2** Thermisches ESB für radiale Wärmeflüsse im Leitungsquerschnitt für Einzelverlegung in Luft

Die Wärmequelle  $P_e$  repräsentiert die elektrische Verlustleistung und lässt sich durch (1) berechnen, wobei  $I$  der elektrische Strom,  $R_{ref}$  der elektrische Widerstand bei der Temperatur  $T_{ref}$  (z.B. 20 °C),  $\alpha_T$  der lineare Temperaturkoeffizient des Leitermaterials und  $T_c$  die Leitertemperatur sind.

$$P_e = I^2 \cdot R_{ref} \left( 1 + \alpha_T (T_c - T_{ref}) \right) \quad (1)$$

Die Elemente  $C_c$  bzw.  $C_i$  sind jeweils über die spezifischen Wärmekapazitäten des Leiters- bzw. Isolationsmaterials und deren Volumen zu berechnen. Der thermische Widerstand des Leiters ist gegenüber dem der Isolation viel kleiner und deshalb vernachlässigbar. Die thermischen Widerstände im ESB bestehen damit nur aus  $R_\lambda$  und  $R_\alpha$ , wobei der erste die Wärmeleitung durch die Isolationsschicht und der zweite die Wärmeübertragung durch Konvektion und Strahlung über die Leitungsoberfläche an die Umgebung berücksichtigt. Die Berechnung erfolgt analog zu [5] wie folgt:

$$R_\lambda = \frac{\ln(r_i/r_c)}{2\pi\lambda} \quad R_\alpha = \frac{1}{(\alpha_c + \alpha_r)2\pi r_i} \quad (2)$$

Dabei repräsentieren  $r_i$  und  $r_c$  den Radius der Isolation bzw. des Leiters,  $\lambda$  die thermische Leitfähigkeit der Isolation.  $\alpha_c$  und  $\alpha_r$  sind die Wärmeübergangskoeffizienten durch Konvektion bzw. Strahlung und jeweils abhängig sowohl von der Oberflächentemperatur  $T_s$  als auch von der Umgebungstemperatur  $T_a$ , die als eine ideale Temperaturquelle im ESB modelliert wurde. Die Berechnung von  $\alpha_r$  bzw.  $\alpha_c$  erfolgt durch Annahme der Leitung als einen horizontalen Zylinder unter freier Konvektion, analog nach [6] bzw. [7]. Wird dieses Modell für die Querschnittdimensionierung bzw. als Sicherungsmodell verwendet, dann sind für die Dauerbelastung die kritische Temperatur  $T_{3000h}$  (105 °C für PVC) und für den Absicherungsfall die kritische Temperatur  $T_{6h}$  (155 °C für PVC) für thermische Überlast als Auslösekriterium zu berücksichtigen.

## 2.2 Erweiterung des thermischen Leitungsmodells für axiale Wärmeflüsse

Eine einfache Erweiterung des in vorherigen Abschnitt vorgestellten Modells für die axiale Wärmeflüsse kann unter Annahme idealer Wärmesenken bzw. Temperaturquellen an Leitungsenden vorgenommen werden. Damit besteht das Modell aus mehreren miteinander verbundenen Leitungssegmenten, die jeweils den radialen Wärmefluss repräsentieren. Die Wärmeflüsse zwischen benachbarten Segmenten erfolgen im Leiter über jeweils an den Seiten angeordnete thermische Widerstände, die abhängig von der Länge des jeweiligen Segments  $l_{seg.}$  mit (3) berechnet werden können.

$$R_{ax}' = \frac{l_{seg.}/2}{\lambda \pi r_c^2} \quad (3)$$

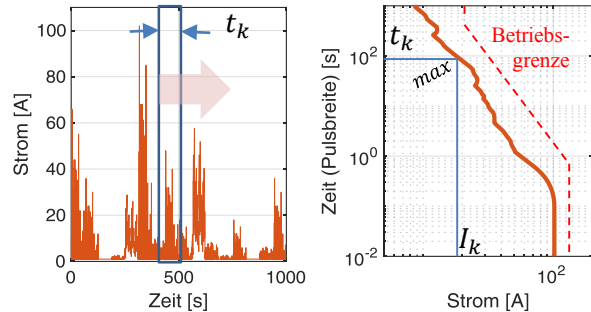
Es ist hier zu beachten, dass die Leitungslängen für die einzelnen Segmente zu berücksichtigen sind.

## 3 Steuerung der elektronischen Sicherung durch Lastcharakteristik

Durch vordefinierte Betriebsbereiche in Strom/-Zeitkennlinie für eine angeschlossene Last kann eine elektronische Sicherung ebenfalls gesteuert werden. Dabei sind im Allgemeinen zwei Strategien denkbar. Erstes kann beim Verlassen des normalen Betriebsbereichs die Leistungsaufnahme der angeschlossenen elektrischen Lasten entweder durch eine Stromunterbrechung oder auch Strombegrenzung beschränkt werden. Falls keine Strombegrenzung für die Last notwendig ist bzw. die Belastung bis zu den thermischen Grenzen der Leitung möglich ist, kann als zweite Strategie die Lastüberwachung nur zu Diagnosezwecken dienen, die ggf. durch ein übergeordnetes Bordnetzsteuergerät durchgeführt werden kann.

Um die beliebigen Laststromprofile bei der Querschnittdimensionierung im Vorfeld zu berücksichtigen, werden in der Praxis oft die Lastcharakteristiken verwendet, die entweder aus vom Hersteller des Verbrauchers vorgegebenen Worstcase-Stromprofilen oder gemessenen Stromprofilen

durch eine quadratische, gleitende Mittelung (engl. „*Moving Root Mean Square*“) gewonnen sind. Dadurch werden zu beliebigen Stromprofilen Einzelpulse mit verschiedenen Breiten und Höhen gefunden, die aus energetischer Sicht zu einer ähnlichen thermischen Belastung bei einer Schmelzsicherung bzw. Kabel führen könnten. Eine kontinuierliche Überwachung des Laststroms mit einem geeigneten Filter kann es jedoch auch ermöglichen, diese Methodik nicht nur statisch, sondern auch dynamisch anzuwenden. Beispielhaft zeigt hierfür Abbildung 3 einen zeitlichen Stromverlauf (links), der z.B. das Stromprofil einer elektrischen Lenkung repräsentieren könnte, und die dazugehörige Lastcharakteristik (rechts).



**Abbildung 3** Beispiel für ein Stromprofil (links) und entsprechende Lastcharakteristik (rechts)

Dabei bildet man eine quadratische, gleitende Mittelung mit der jeweiligen Puls- bzw. Fensterbreite ( $t_k$ ) über den mit der Abtastzeit  $\Delta t$  gemessenen zeitlichen Stromverlauf. Dadurch resultiert für jede Pulsbreite  $t_k$  ein zeitlicher Verlauf, deren maximaler Wert (aktueller Wert im dynamischen Fall) den entsprechenden Wert für die Stromachse ( $I_k$ ) in Abbildung 3 (rechts) ergibt. Die Berechnungsvorschrift lautet:

$$I_k = \max \left( \frac{1}{k} \sum_{n=0}^{k-1} I[n]^2 \right) \quad k = \{1, 2, \dots, k_{max}\} \quad (4)$$

wobei  $k$  die Anzahl von mit  $\Delta t$  abgetasteten Stromwerten innerhalb des Fensterbreite  $t_k$  angibt. D.h. es gilt:

$$k = \frac{t_k}{\Delta t} \quad \text{und} \quad I[n] = I(n \cdot \Delta t) \quad (5)$$

## 4 Steuerung durch Widerstandsmessung

Liegt der Fokus beim Ersetzen von Schmelzsicherungen durch elektronische Sicherungen nicht auf der Querschnittreduktion, sondern auf einer höheren Belastung der Leitung durch Berücksichtigung der realistischeren Umgebungsbedingungen, gibt es eine weitere Betriebsstrategie. Hierbei können die für den Dauerbetrieb zulässigen Grenzen für eine Last in kritischen Situationen überschritten werden. Die Last würde sich damit z.B. in einem Überlast- bzw. Notlauf-Betriebsbereich befinden, der bis zu den thermischen Grenzen reichen kann.

Eine Möglichkeit zur indirekten Berücksichtigung von Effekten wie der Bündelverlegung bzw. niedrige Umgebungstemperaturen stellt eine indirekte Temperaturmessung dar. Die Temperatur der Leitung lässt sich dabei über ihren gemessenen elektrischen Widerstand  $R_c$  wie in (6) gezeigt bestimmen.

$$T_c = \frac{1}{\alpha_T} \left( \frac{R_c}{R_{ref}} - 1 \right) + T_{ref} \quad (6)$$

Da im Fahrzeug die Messpunkte immer an den Leitungsenden liegen müssen, und sich die Umgebungstemperaturen örtlich verändern können, hat diese Methodik in Kfz-Umgebung eine reduzierte Aussagekraft. Auch müssen ausreichend genaue Strom- und Spannungsmessungen zur Verfügung stehen. Trotz der genannten Schwierigkeiten kann diese Methode auch im Fahrzeug genauere Zustandsinformationen zu Leitungen liefern, was im Folgenden näher beschrieben wird.

#### 4.1 Messgenauigkeiten

In Abbildung 4 sind zur Vereinfachung verschiedene absolut messbare Auflösungen des Spannungsabfalls  $\Delta U$  und deren Einfluss auf die gemessene Temperatur für verschiedene Leitungsquerschnitte und -längen dargestellt. Betrachtet wurde dabei der Absicherungsfall, bei dem durch eine minimale konstante Strombelastung ( $I_{min}$ ) unter einer maximal möglichen Umgebungstemperatur ( $T_a = 85^\circ\text{C}$ ) die kritische Leitungstemperatur  $T_{6h}$  (hier  $155^\circ\text{C}$  für PVC) erreicht wird. Die Genauigkeiten sind selbst bei einer niedrigen Auflösung von 3,2 mV ausreichend. Da in einem Überlast- bzw. Absicherungsfall meist viel höhere Ströme fließen würden, sind in der Praxis höhere Temperaturgenauigkeiten zu erwarten. Es ist hier zu berücksichtigen, dass Filterungsmöglichkeiten nicht berücksichtigt sind, die aufgrund von trägem thermischen Verhalten der Leitung durchaus deutliche Verbesserungen bringen können.

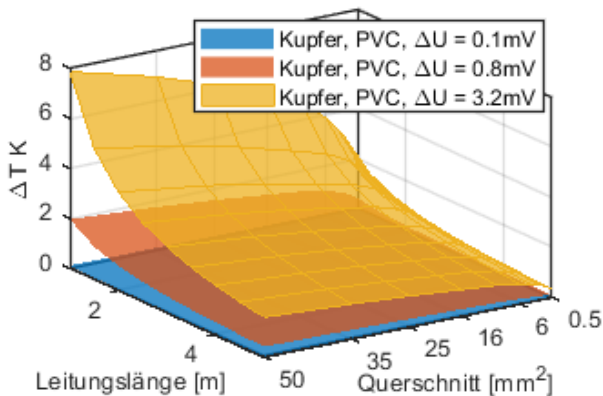


Abbildung 4 Einfluss der Spannungsauflösung auf die indirekt gemessene Temperatur, abhängig von Leitungslänge und Querschnitt

Analog wird in Abbildung 5 der Einfluss der Stromauflösung auf die indirekt gemessene Temperatur dargestellt.

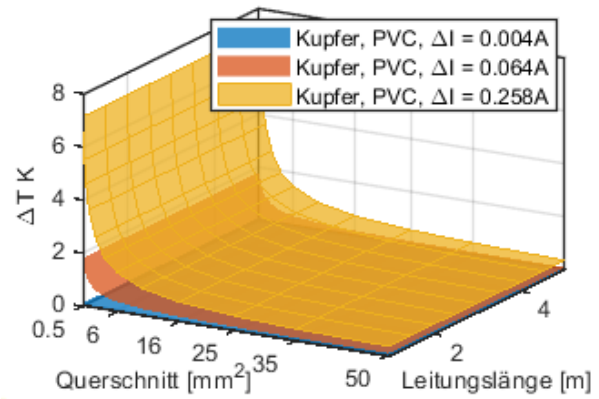


Abbildung 5 Einfluss der Stromauflösung auf die indirekt gemessene Temperatur

Durch Verwendung von (6) lässt sich die Abweichung bei einer berechneten Leitungstemperatur von der prozentualen Abweichung beim gemessenen Widerstand querschnittsunabhängig durch wie folgt berechnen.

$$\Delta T_{fehler} = \frac{R_{fehler\%}}{100} \left| \frac{1 + \alpha_T (T_c - 20)}{\alpha_T} \right| \quad (7)$$

Für einen 1 % Fehler bei einem gemessenen Widerstand ergibt sich damit eine Abweichung von  $2^\circ\text{C}$  bei der berechneten Temperatur bei einer Leitertemperatur von  $-40^\circ\text{C}$  und bei  $155^\circ\text{C}$  eine Abweichung um ca.  $3,9^\circ\text{C}$ .

#### 4.2 Korrektur des gemessenen Widerstands aufgrund von örtlichen Temperaturverteilungen

Der Einfluss der Temperaturverteilung entlang einer Leitung auf den gemessenen elektrischen Widerstand soll im Folgenden durch Simulation untersucht werden. Dabei soll von einer freien Einzelverlegung in Luft und idealen Wärmesenken ausgegangen werden. In Abbildung 6 ist für eine 1 m lange  $2,5\text{ mm}^2$  Leitung mit einem konstanten Strom und festen Umgebungs- und Kontakttemperaturen von  $20^\circ\text{C}$  die Entwicklung der Temperaturverteilung (links) bzw. des resultierenden Widerstandsbelagsprofils (rechts) über der Zeit gezeigt. Der direkte Zusammenhang zwischen dem Widerstandsbelag und der Leitungstemperatur durch (6) ist gut zu erkennen.

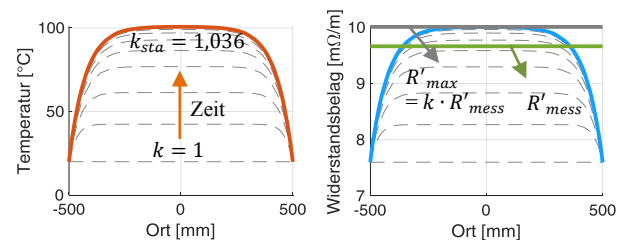


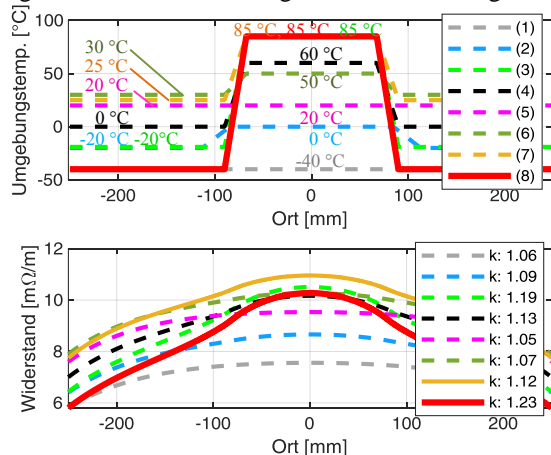
Abbildung 6 Erforderlicher Korrekturfaktor für gemessenen Widerstand aufgrund axialer Temperaturverteilung

Es ist ersichtlich, dass der gemessene Widerstand (grün) über die Leitungsenden nicht den maximalen Widerstandsbelag  $R'_{max}$  (grau, durchgestrichelt) sondern einen mittleren Widerstandsbelag  $R'_{mess}$  der Leitung ergibt. Dieser Zusammenhang kann über einen Korrekturfaktors  $k$  im Allgemeinen wie folgt beschrieben werden:

$$k(t) = R'_{max}(t)/R'_{mess}(t) \quad (8)$$

#### 4.2.1 Einfluss des Umgebungstemperaturprofils

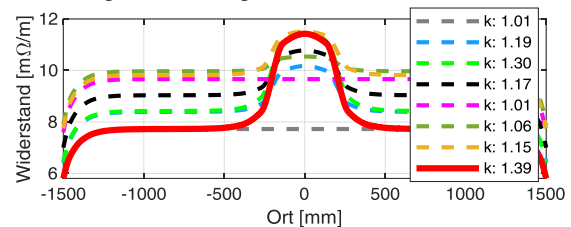
Nicht nur die Eigenerwärmung, sondern auch die örtliche Umgebungstemperaturverteilung haben einen signifikanten Einfluss auf das resultierende axiale Temperatur- bzw. Widerstandsprofil einer Leitung. Unter den Voraussetzungen, dass sich durch die Worstcase-Betrachtung in der Dimensionierung eine Bündelverlegung immer kühlend auf die einzelnen Leitungen auswirken sollte, bzw. eine zeitgleiche höhere Belastung mehrerer Leitungen nicht vorkommen darf, liegt es nahe, den Worstcase-Einfluss der Umgebungstemperaturverteilung über das Leitungsmodell für freie Einzelverlegung in Luft zu untersuchen. Durch simulatorische Untersuchungen wurde festgestellt, dass sich der Worstcase-Korrekturfaktor für den Fall ergibt, falls sich die Leitung an ihrer Mitte auf einer hohen Umgebungstemperatur und an den beiden Kontakten auf geringen Kontakttemperaturen befindet. Dabei ist die kritische Breite der mittleren Temperaturzone von der Leitungslänge abhängig und kann simulatorisch bestimmt werden. Abbildung 7 zeigt hierfür beispielhaft die vordefinierten Umgebungstemperaturen und die resultierenden Widerstandsprofile in korrespondierten Farben für eine 0,5 m lange 2,5 mm<sup>2</sup> PVC-Leitung im Dauerbelastungsfall.



**Abbildung 7** Unterschiedliche Umgebungstemperaturprofile und resultierende Widerstandsprofile mit entsprechenden Korrekturfaktoren in Legenden (0,5 m 2,5 mm<sup>2</sup>)

Der Belastungsstrom liegt jeweils etwa beim kritischen Strom, bei welchem die Leitung im Worstcase (siehe Kapitel 2) die kritische Leitungstemperatur  $T_{6h}$  stationär erreichen würde. Damit ist also ebenfalls eine Worstcase-Bedingung abgedeckt. Es ist in der Abbildung 7 zu erkennen, dass der höchste Korrekturfaktor ca. 1,23 (rot markiert) beträgt, wenn die Umgebungstemperatur in der Leitungsmitte 85 °C beträgt und die Kontakte jeweils bei -40 °C liegen.

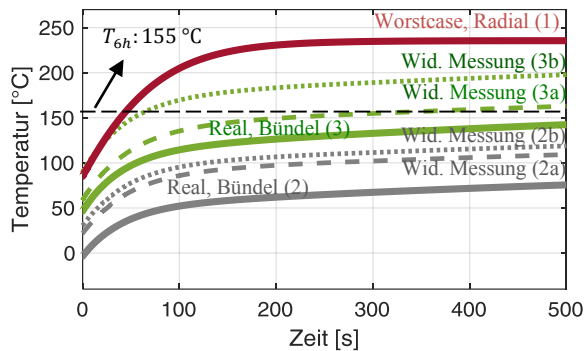
Falls dies als Referenz angenommen wird, dann ist es möglich, dass eine Abweichung von bis zu ca. 17 % im Vergleich zu dem günstigsten Umgebungstemperaturprofil (grau gestrichelte Linie) vorkommt. Da eine solche Umgebungstemperaturverteilung in der Realität sehr unwahrscheinlich ist, kann als eine einfache Strategie die Kontakttemperatur über den vorhandenen Außentemperatursensor berücksichtigt werden. So würde sich z.B. die Abweichung von 17 % auf 11 % reduzieren, falls es bekannt ist, dass die Kontakttemperaturen minimal auf 25 °C (orangene Linie) liegen. Abbildung 8 zeigt analog in korrespondierten Farben die Worstcase-Korrekturfaktoren für die gleiche Konfiguration in Abbildung 7 für eine Leitungslänge von 3 m. Es ist hier zu erkennen, dass der Korrekturfaktor seinen maximalen Wert bei 1,39 und damit ca. 38 % Abweichung zu dem günstigsten Umgebungstemperaturprofil (grau) hat. Durch bekannte Kontakttemperaturen mit jeweils 25 °C sinkt die Abweichung ca. um 24 %. Eine realistische Abschätzung bzw. Messung der Kontakttemperaturen ist also bei längeren Leitungen unverzichtbar.



**Abbildung 8** Unterschiedliche Umgebungstemperaturprofile und resultierende Widerstandsprofile mit entsprechenden Korrekturfaktoren in der Legende (3 m 2,5 mm<sup>2</sup>)

Abbildung 9 zeigt den Einfluss des Korrekturfaktors für die gleiche 0,5 m 2,5 mm<sup>2</sup> Leitung simulatorisch anhand der zeitlichen Temperaturverläufe. Eine reale Bündelverlegung wurde dabei durch einfache Erweiterung des thermischen Leitungsmodells aus Kapitel 2 angenähert. So repräsentiert die durchgezogene graue Linie den Fall, dass die Leitung unter dem Umgebungstemperaturprofil (2) (Abbildung 7) liegt. Bei der durchgezogenen grünen Linie handelt es sich um das Temperaturprofil (6). Die Leitung wurde bei allen Konfigurationen mit etwa dem zweifachen ihres Nennstroms belastet, wodurch aufgrund von der Annahme der Einzelverlegung und der Umgebungstemperatur 85 °C beim Worstcase-Leitungsmodell (siehe 2.1) in ca. 50 s die kritische Temperatur erreicht ist (rote Kurve, (1)). Die gestrichelten bzw. gepunkteten (2a, 2b und 3a, 3b) Linien repräsentieren jeweils die über den Leitungswiderstand ermittelten Temperaturen für die jeweiligen Bündelverlegungen in korrespondierten Farben. Während bei gepunkteten Kurven der Korrekturfaktor über das absolute Worstcase-Umgebungstemperaturprofil (rote Kurve (8) in Abbildung 7) berücksichtigt ist, wird bei den gestrichelten Linien jeweils von bekannten Kontakttemperaturen ausgegangen (Umgebungstemperaturprofile (3) und (7) in Abbildung 7). Es ist zu erkennen, dass der Ansatz auch bei dem absoluten Worstcase-Korrekturfaktor brauchbar ist, wenn die reale Leitungstemperatur gering ist. Dabei hat die Abweichung im Korrekturfaktor, durch die tiefen Temperaturen, einen geringen Einfluss (siehe Gleichung (7)). Ist jedoch die reale Leitungstemperatur bereits hoch, dann ist es aufgrund

von großen Abweichungen sinnvoll, die Kontakttemperaturen direkt zu messen oder über die Außentemperatur abzuschätzen.



**Abbildung 9** Vergleich der Temperaturverläufe; Worstcase-Leitungsmodell (1), Reale und indirekt gemessene Leitungstemperaturen (2, 3 bzw. 2a, 2b und 3a, 3b)

## 5 Isolationsalterung durch thermische Belastung

Wie in vorherigen Abschnitten gezeigt bieten elektronische Sicherungen durch eine geeignete Querschnittdimensionierung und Steuerung eine bessere Ausnutzung der Belastbarkeitsreserven einer Leitung. Problematisch können dabei jedoch längere Auslösezeiten sein, besonders wenn die elektronische Sicherung die Leitung bedingt durch eine präzise Abschätzung der Leitungstemperatur bis sehr nah an die kritische Temperatur bringt. Um hier Problemen vorzubeugen, kann als ein zweites Auslösekriterium die Alterung bzw. die Abnahme der Lebensdauer der Leitung ( $LD$ ) durch thermische Belastung der Isolation berücksichtigt werden. Diese Abschätzung kann auf Basis der Arrhenius-Gleichung (9) erfolgen [8]. Dabei sind  $A$  und  $b$  materialabhängige Konstanten und  $T$  ist die konstante Leitungstemperatur in Kelvin.

$$LD = \frac{1}{A} e^{\frac{b}{T}} \quad (9)$$

Für zwei bekannte Wertepaare von  $LD$  und  $T$  können die Konstanten  $A$  und  $b$  bestimmt werden. Damit ergeben sich z.B. für PVC für die häufig verwendeten Wertepaare, nämlich 3000 Stunden / 105 °C bzw. 6 Stunden / 155 °C für  $A$  der Wert  $4,3068 \cdot 10^{19}$  und für  $b$  der Wert 20123,5, die als Worstcase zu interpretieren sind. Nach der Miner-Regel kann die Alterung bei variablen Temperaturen durch die Akkumulation der Teilalterungen berechnet werden. Die verbrauchte Lebensdauer  $LD_{ver}$  ist für einen beliebigen Temperaturverlauf durch das Integral über die Alterungsgeschwindigkeit folgendermaßen abzuschätzen, wobei das Erreichen von 1 den Ausfall der Leitung bedeutet.

$$LD_{ver} = \int A e^{\left(\frac{b}{T(t)}\right)} dt \quad (10)$$

Durch eine permanente Überwachung des abgeschätzten Lebensdauerungsverbrauchs ist es damit ebenfalls möglich,

eine verbleibende Lebenszeit „*State of Health*“ (SoH) mit  $100 \cdot (1 - LD_{ver})$  für die Leitung abzuleiten, die als Diagnosegröße dienen kann.

## 6 Zusammenfassung

In diesem Beitrag wurden Methoden zur modellbasierten Steuerung von elektronischen Sicherungen diskutiert. Diese erlauben verschiedene Betriebsstrategien, wie z.B. Überwachung bzw. Schutz für die elektrischen Lasten bzw. eine klassische Absicherung von Leitungen im Fehlerfall. Auch ein Überlastbetrieb in kritischen Situationen ist möglich. Dabei wird eine ausreichend präzise Strommessung vorausgesetzt, um eine korrekte Abschätzung der Lastcharakteristik bzw. der Worstcase-Temperatur der Leitung zu erhalten. Steht noch eine Spannungsmessung für beide Enden der Leitungen zur Verfügung, so lässt sich durch eine weitere Worstcase-Abschätzung über die Umgebungstemperaturen die Leitungstemperatur berechnen, wodurch eine höhere Belastbarkeit für die Leitung meist erreichbar ist. Dabei ist eine akzeptable Genauigkeit der Methode, bedingt durch die Worstcase-Abschätzung, nur für kurze Leitungen gegeben. Für mehr Genauigkeit bzw. längere Leitungen sind realistische Abschätzungen bzw. Temperaturmessungen an den Kontakten unverzichtbar. Für Überlastsituationen, wo die Leitungen nah an ihren thermischen Grenzen betrieben werden können, ist ebenfalls ein Ansatz vorgestellt, der durch die Abschätzung der Isolationsalterung über der Zeit auf Basis der Arrhenius-Gleichung ein weiteres Auslöse- und somit Sicherheitskriterium liefert.

## 7 Literatur

- [1] A. Wright, P.G. Newber, Electric Fuses, 3rd ed. London: The Institution of Engineering and Technology, 2008.
- [2] A. Graf, Smart Power Switches for Automobile and Industrial Applications, Karlsruhe: VDE, ETG Conference, 2001
- [3] A. Graf, H. Estl, Fuse Function with PROFET Highside Power Switches, SIEMENS HL Application note, 1999
- [4] G. J. Anders, Rating of Electric Power Cables, USA: McGraw-Hill, 1997
- [5] R. Marek, K. Nitsche, Praxis der Wärmeübertragung, München: Carl Hanser Verlag, 2012
- [6] H. Klan, VDI-Wärmeatlas, 10. Auflage, Heidelberg: Springer-Verlag, 2006
- [7] A. Ilgevicus, Analytical and Numerical Analysis and Simulation of Heat Transfer in Electrical Conductors and Fuses, Neubiberg: Universität der Bundeswehr München, 2004
- [8] Y. J. Han, H. M. Lee and Y.-J. Shin, Thermal Aging Estimation with Load Cycle Thermal Transients for XLPE-insulated Underground Cable, IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomenon (CEIDP), 2017