

"FEM-SIMULATION DES THERMISCHEN LANGZEIT- VERHALTENS VON HOCHSPANNUNGS-KABELANLAGEN BEI LASTÄNDERUNGEN"

Rudolf Woschitz¹, Uwe Schichler², Alexander Pirker³, Gernot Komar⁴

1 Kurzfassung

Durch den zunehmenden Einsatz erneuerbarer Energien nimmt die Dezentralisierung der Stromnetze immer mehr zu und Belastungszustände von Kabelanlagen sind vielfach starken Schwankungen unterworfen. Dies erfordert die genauere Untersuchung der transienten thermischen Belastung von erdverlegten Kabeln, als es die thermische Auslegung von Kabelanlagen nach IEC 60287 für den vollständig eingeschwungenen Zustand bei 100% Lastfaktor sowie für transiente oder zyklische Belastungen nach IEC 60853 ermöglicht. Die Umgebungsbedingungen, auf welchen diese Normen basieren, findet man in der Realität praktisch nie vor und die Kabelbelastbarkeit nach IEC 60287 beinhaltet zum Teil beträchtliche Reserven. Am Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement der TU Graz wurde mittels Finite Elemente Methode (FEM) ein leistungsfähiges Programm zur transienten Simulation des thermischen Langzeitverhaltens von Hochspannungs-Kabelanlagen entwickelt. Unter verschiedenen Rahmenbedingungen, wie Art der Verlegung, Lastzustand, Anzahl der Kabelsysteme sowie Berücksichtigung von jahreszeitlich bedingten Temperaturschwankungen des Erdreichs kann das thermische Verhalten von erdverlegten Hochspannungs-Kabelanlagen durch Simulation mittels Finite Elemente Methode (FEM) nachgebildet werden.

Insbesondere bei Kabeln mit starken Lastschwankungen, wie etwa für Windparkanlagen, ist die Kenntnis des thermischen Verhaltens von Bedeutung. Anhand von 15 min-Leistungsdaten können zeitliche Temperaturverläufe für Beobachtungszeiträume von einigen Jahren simuliert werden. Im gegenständlichen Fall wurde untersucht, ob ein bestehendes Kabel für die Energieableitung bei Erweiterung der installierten Windparkleistung auf 143 % ausreichend ist, wobei die Simulationen sowohl für konstante als auch für jahreszeitlich schwankende Bodentemperatur anhand von aufgezeichneten 15 min-Leistungsdaten für den Zeitraum 2011 – 2014 durchgeführt worden sind.

¹ Rudolf Woschitz, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: 0316/873-7410, Fax.: 0316/873-7408, woschitz@tugraz.at, <http://www.hspt.tugraz.at/>,

² Uwe Schichler, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: 0316/873-7400, Fax.: 0316/873-7408, uwe.schichler@tugraz.at, <http://www.hspt.tugraz.at/>,

³ Alexander Pirker, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: 0316/873-7415, Fax.: 0316/873-7408, alexander.pirker@tugraz.at, <http://www.hspt.tugraz.at/>,

⁴ Gernot Komar, Versuchsanstalt für Hochspannungstechnik Graz GmbH, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: 0316/873-7420, Fax.: 0316/873-7408, gernot.komar@tugraz.at, <http://www.hspt.tugraz.at/>,

2 Einleitung

Die thermische Belastung erdverlegter Kabelverbindungen wird neben den vorgegebenen Betriebszuständen und der Schirmbehandlung wesentlich von der Verlegungsart, der Verlegungstiefe sowie den Umgebungsbedingungen bestimmt. Lokal höhere Überdeckungen, Austrocknung des Rückfüllmaterials sowie externe Wärmequellen beeinflussen die Kabelumgebung negativ. Zudem können Kabelanlagen vielfach starken Belastungsschwankungen unterworfen sein. Dies erfordert die genauere Untersuchung der thermischen Belastung von erdverlegten Kabeln, als es die thermische Auslegung nach IEC 60287 [1] für den vollständig eingeschwungenen Zustand bei 100% Lastfaktor sowie für transiente oder zyklische Belastungen nach IEC 60853 [2] ermöglicht. Die Umgebungsbedingungen, auf welchen diese Normen basieren, findet man in der Realität praktisch nie vor und die Kabelbelastbarkeit nach IEC 60287 beinhaltet, wie Untersuchungen zeigen, zum Teil beträchtliche Reserven [3, 4]. Es kann daher von Vorteil sein, die unmittelbare Kabelumgebung thermisch genauer zu beschreiben sowie die sich ändernden Lastzustände einer Kabelanlage zu berücksichtigen, wie anhand der Simulation der thermischen Belastung eines Mittelspannungskabels für den Zeitraum 2011 -2014 anhand der aufgezeichneten 15 min-Leistungsdaten gezeigt werden soll.

3 Simulation des thermischen Langzeitverhaltens einer Kabelanlage

3.1 Erläuterungen zur Simulation mittels FEM

Die Verlustleistung eines erdverlegten Kabels wird durch Wärmeleitung an seine Umgebung abgegeben. Diese Wärmeleitung lässt sich durch die folgende Differenzialgleichung beschreiben

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{1}{\rho} \frac{\partial \theta}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{1}{\rho} \frac{\partial \theta}{\partial y} \right) + W_{int} = c \frac{\partial \theta}{\partial t} \quad (1)$$

ρ ... thermischer Widerstand, m·K/W

$\frac{\partial \theta}{\partial x}$... Temperaturgradient in x-Richtung

$\frac{\partial \theta}{\partial y}$... Temperaturgradient in y-Richtung

c ... Wärmekapazität, J/(kg·K)

W_{int} ... Verlustwärme des Kabels, W

und kann bei komplexeren Geometrien in geschlossener Form nicht gelöst werden.

Mit Hilfe der FEM-Simulation lässt sich dieses Gleichungssystem iterativ lösen, wobei die erzielbare Genauigkeit der Ergebnisse beliebig ist und lediglich vom Grad der Vermaschung des Gitternetzes sowie der Leistungsfähigkeit des Computers abhängt. Einfache Problemstellungen können meist durch schrittweise Simulation gelöst werden. Die Lösung komplexerer Problemstellungen ist nur durch die eigens dazu entwickelte zyklische Simulation realisierbar (siehe Pkt. 3.3), wobei Rechenzeiten von einigen Wochen erforderlich sein können.

3.2 Schrittweise Simulation

Für jeden 15 min-Stromwert des Zeitraums 2011 – 2014 muss eine eigene Simulation durchgeführt werden, das würde allein durch die Viertelstundenwerte der Stromwerte eine Anzahl von ca. 140.000 durchzuführenden Simulationen ergeben. Da zur Bestimmung der

Verlustleistung der Kabelanlage zuerst eine elektromagnetische Simulation durchgeführt werden muss, um anschließend mit den gewonnenen Daten die thermische Simulation durchführen zu können, verdoppelt sich dieser Wert auf 280.000 Simulationen. Die übliche Vorgehensweise, ein Problem-Set pro Simulation anzulegen und mittels Verlinkungen das Ergebnis zu übernehmen, erwies sich durch Anwendung der schrittweisen Simulation bereits im Vorfeld als nicht umsetzbar (Bild 1).

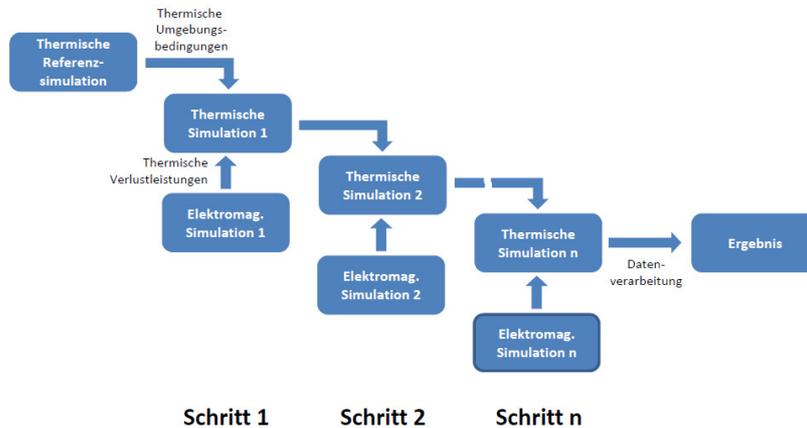


Bild 1: Schrittweise Simulation

3.3 Zyklische Simulation

Abhilfe konnte die Umstellung auf eine zyklische Simulation schaffen. Ein eigens dazu am Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement entwickeltes Steuerprogramm kommuniziert mit dem Simulationsprogramm und den vorhandenen Leistungswerte-Tabellen. Zu Beginn wird eine thermische Referenz-Simulation initiiert, welche für die transiente Simulation die Starttemperaturen liefert. Anschließend sucht das Steuerprogramm den ersten Belastungszustand des Kabels und speist die dazugehörigen thermischen Verlustleistungen in die erste Simulation ein. Nach vollendetem Durchlauf stellt diese Simulation die Anfangsbedingungen für die zweite Simulation bereit. Die zweite Simulation startet mit derselben Routine wie ihr Pendant und stellt das Endergebnis wieder der ersten Simulation zur Verfügung, womit sich der Kreislauf schließt und erneut beginnt (Bild 2).

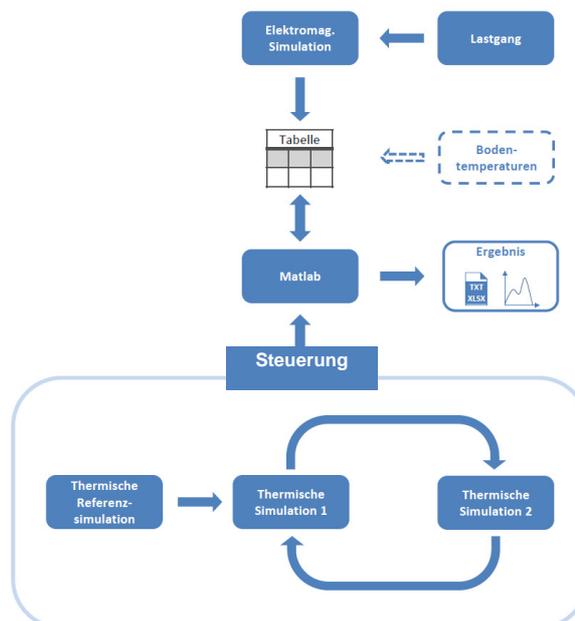


Bild 2: Zyklische Simulation

4 Daten der Kabelanlage

Tabelle 1 zeigt die Zusammenstellung der technischen Daten für das Kabelsystem sowie die Kennwerte für die thermische Simulation, welche der üblichen Literatur entnommen wurden. Die Konvektion der Luft im Rohr wurde durch Erhöhung der thermischen Leitfähigkeit der Luft im Rohr berücksichtigt. Mit dem Leitfähigkeitssprung beim Boden wird auf die einsetzende Boden-austrocknung Rücksicht genommen.

Tabelle 1: Übersicht Daten

Kabeltyp NA2XS(F)2Y		
Nennspannung		30 kV
Nennquerschnitt		3x1x240 mm ²
Isolationsdicke		8 mm
Dicke des Außenmantels		2,5 mm
Außendurchmesser		47 mm
Gleichstromwiderstandsbelag (90°C)		0,16 Ω/km
Gleichstromwiderstandsbelag (20°C)		0,125 Ω/km
Betriebskapazitätsbelag		0,227 µF/km
Ladestrom		1,24 A/km
Erdschlußstrom		3,72 A/km
Betriebsfeldstärke am Leiter		2,9 kV/mm
Bezugsdurchmesser		44,8 mm
PE-Verbundrohr		
Aussendurchmesser		110 mm
Innendurchmesser		95 mm
Verlegeart: Dreieck im Verbundrohr		
Verlegetiefe		1,2 m
Induktivitätsbelag je Leiter		0,384 mH/km
Wirkwiderstandsbelag im Nullsystem		0,762 Ω/km
Blindwiderstandsbelag im Nullsystem		0,302 Ω/km
Wirkwiderstandsbelag (90°C)		0,165 Ω/km
Wirkwiderstandsbelag (20°C)		0,13 Ω/km
Wärmeleitfähigkeiten		
Aluminium		200 W/(K*m)
Luft		0,03 W/(K*m)
Luft unter Berücksichtigung der Konvektion		0,06 W/(K*m)
PE und XLPE Isolation		0,28 W/(K*m)
PE-Rohr		0,28 W/(K*m)
Schirm		400 W/(K*m)
Erdreich	von 20°C - 38°C	1 W/(K*m)
Erdreich	von 38°C - 90°C	0,4 W/(K*m)
Temperatur Erdreich		20 °C
Wärmekapazitäten		
Aluminium		904 J/(kg*K)
Luft (20°C - 80°C)		1005 - 1009 J/(kg*K)
PE und XLPE Isolation		1700 J/(kg*K)
PE-Rohr		1700 J/(kg*K)
Schirm		385 J/(kg*K)
Boden		1200 J/(kg*K)

5 Durchgeführte Simulationen

5.1.1 Simulationsmatrix

Tabelle 2 zeigt die Übersicht der Simulationsszenarien für die Jahre 2011 - 2014.

Anmerkungen: Die Stromwerte für 2014 wurden nicht aufgezeichnet, sondern als hochgerechnete Werte zur Verfügung gestellt. Simulationen mit jahreszeitlich konstanter Bodentemperatur 20 °C werden in den nachfolgenden Diagrammen als „Worst Case“ bezeichnet, da die Simulationen unter Berücksichtigung der jahreszeitlichen Schwankungen der Bodentemperatur die realen Verhältnisse eher abbildet.

Aufgrund des Umfanges der Untersuchungen wird in diesem Dokument nur auf die aktuellsten Ergebnisse (grau hinterlegten Felder in Tabelle 2) eingegangen, welche exemplarisch für die restlichen Untersuchungen zu verstehen sind.

Tabelle 2: Simulationsmatrix

Simulationsszenarien	2011	2012	2013	2014
100 %-Last, Bodentemperatur 20 °C	✓	✓	✓	
100 %-Last, jahreszeitlicher Verlauf der Bodentemperatur	✓	✓	✓	
143%-Last, Bodentemperatur 20 °C			✓	✓
143% -Last, jahreszeitlicher Verlauf der Bodentemperatur	✓	✓	✓	✓

5.2 Bodentemperatur

Es wurden die Bodentemperaturwerte von der nächstgelegenen, aufzeichnungsführenden Wetterstation verwendet (Bild 3). Die Werte wurden in einer Tiefe von 20 cm gemessen und in das thermische Modell für den Verlauf der Oberflächentemperatur genommen. Die dadurch entstehende Abweichung kann als vernachlässigbar betrachtet werden, da der Einfluss der Lufttemperatur auf die Bodentemperatur in 1,2 m Tiefe vernachlässigbar ist.

Exemplarisch dazu die Bodentemperaturwerte von 2014

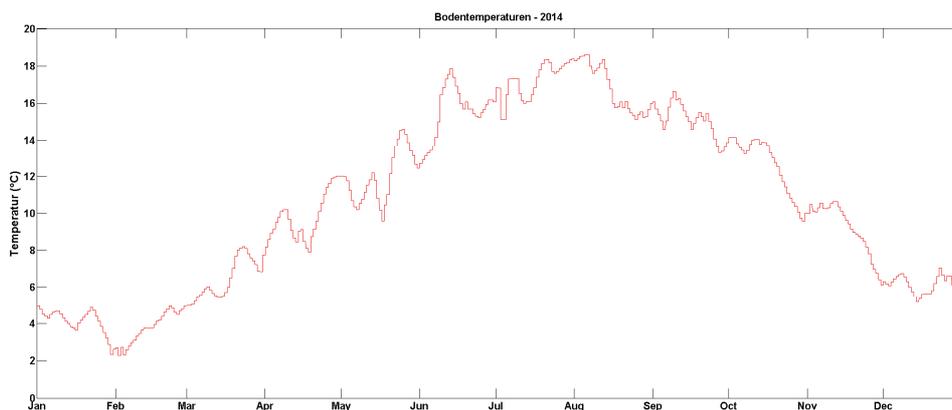


Bild 3: Jahreszeitlicher Verlauf der Bodentemperatur 2014, Quelle: [Wetter Krustetten](#)

5.3 Bodentemperatur 20 °C (Worst Case)

5.3.1 100 %-Last 2013

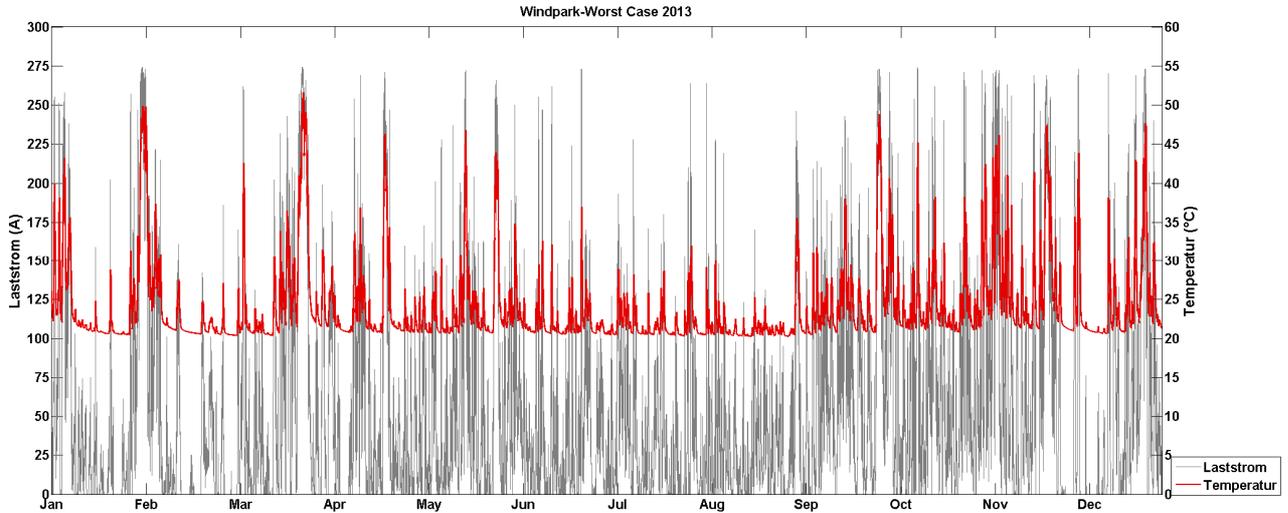


Bild 4: 100 %-Last- und Temperaturverlauf 2013, Bodentemperatur 20 °C

Bild 4 zeigt den jahreszeitlichen Verlauf von Laststrom (grau) und Kabeltemperatur (rot) bei konstant angenommener Bodentemperatur 20 °C. Die maximal auftretende Leitertemperatur des Kabels für das Jahr 2013 wurde mit 52 °C, erreicht Ende März, ermittelt. Die größte Dichte an Leistungsspitzen trat in den Monaten Februar und März sowie im letzten Jahresdrittel auf.

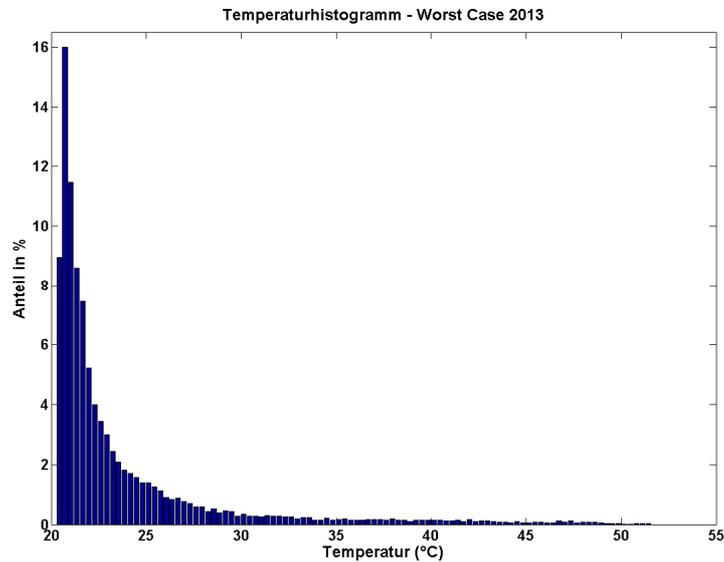


Bild 5: Temperaturhistogramm bei 100 %-Last 2013, Bodentemperatur 20 °C

Wie in den Vorjahren zeigt Bild 5 einen sehr geringen Anteil von höheren Leitertemperaturen. In über zwei Drittel des Jahres 2013 wird die Leitertemperatur von 25°C nicht überschritten.

5.4 Bodentemperatur schwankend

5.4.1 100 %-Last 2013

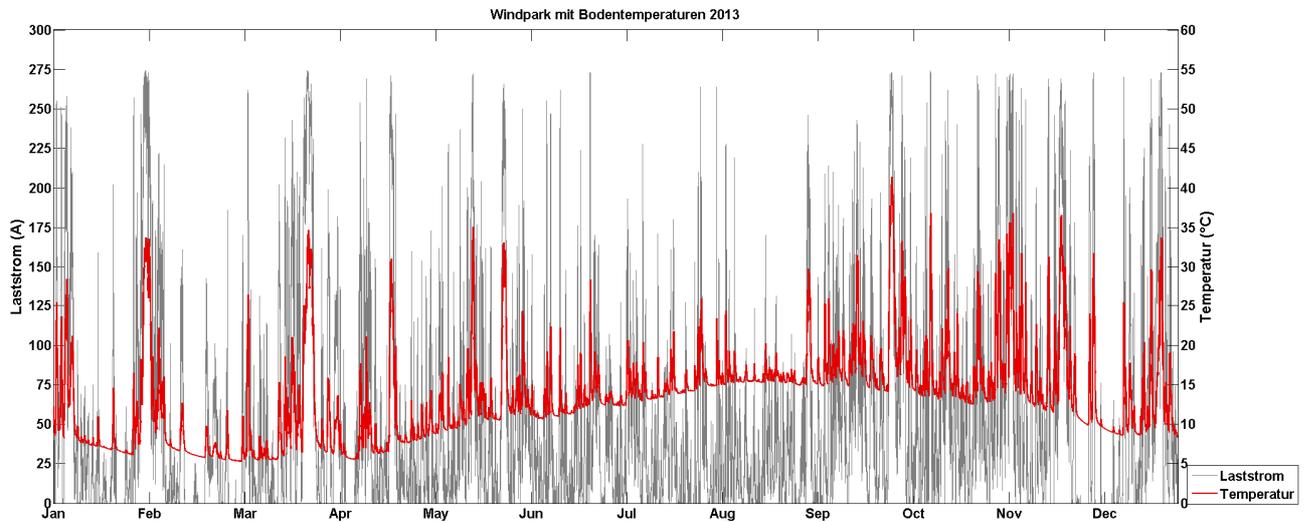


Bild 6: 100 %-Last- und Temperaturverlauf 2013, Bodentemperatur schwankend

Bild 6 zeigt den jahreszeitlichen Verlauf von Laststrom (grau) und Kabeltemperatur (rot) unter Berücksichtigung jahreszeitlicher Schwankungen der Bodentemperatur. Die maximal auftretende Leitertemperatur des Kabels für das Jahr 2013 wurde mit 42 °C, erreicht Ende September, ermittelt.

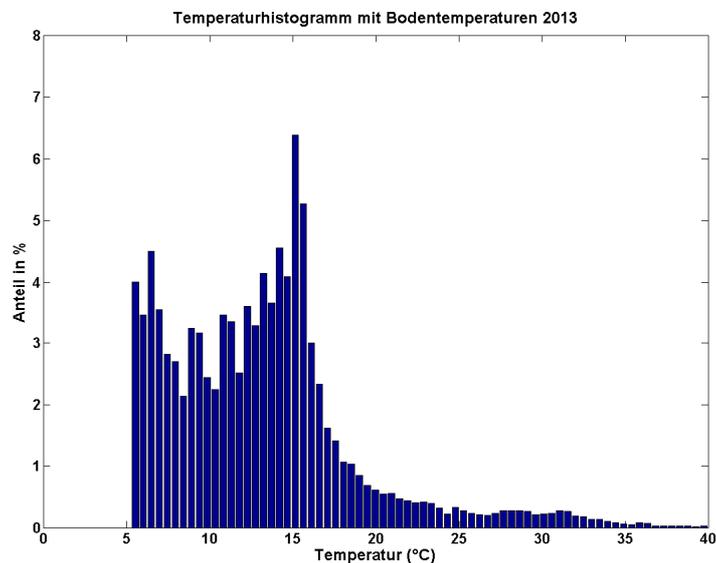


Bild 7: Temperaturhistogramm bei 100 %-Last 2013, Bodentemperatur schwankend

Mit schwankender Bodentemperatur ändert sich auch die Verteilung der Leitertemperaturen (Bild 7) - sie bleibt in über zwei Drittel des Jahres 2013 unter 20°C.

5.5 Bodentemperatur 20 °C (Worst Case)

5.5.1 143%-Last 2013

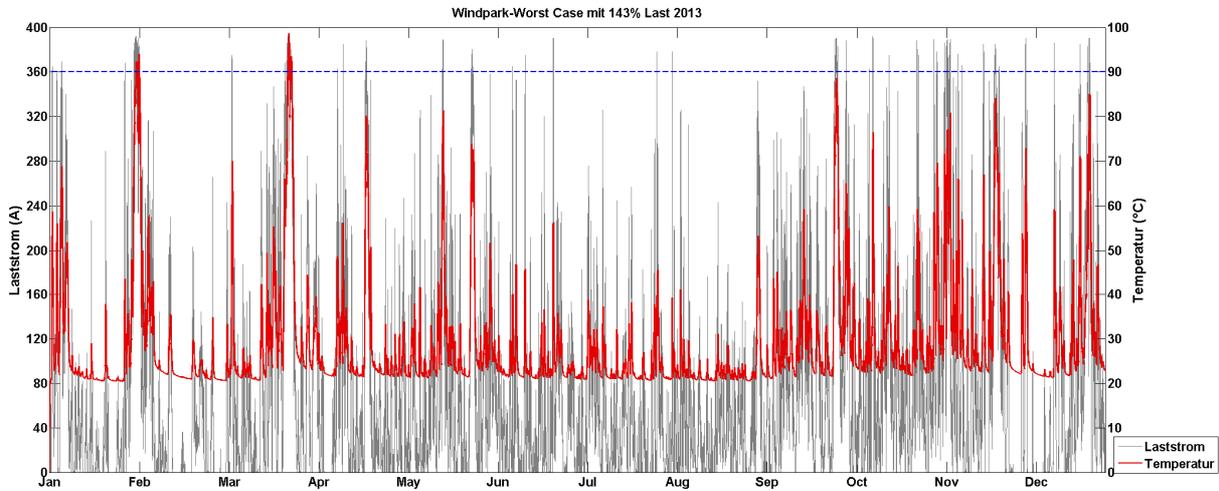


Bild 8: 143 %-Last- und Temperaturverlauf 2013, Bodentemperatur 20 °C

Bild 8 zeigt den jahreszeitlichen Verlauf von Laststrom (grau) und Kabeltemperatur (rot) bei konstant angenommener Bodentemperatur 20 °C. Im März wird die zulässige Leitertemperatur um den Maximalwert von 8 °C überschritten und beträgt 98 °C. Im Februar kommt es ebenfalls zur Überschreitung der zulässigen Leitertemperatur von 90 °C sowie zu einer grenzwertigen Situation Ende September. Die Sommermonate verlaufen ohne nennenswerte Vorkommnisse (siehe auch Bilder 9 und 10).

Teilabschnitt erstes Jahresdrittel

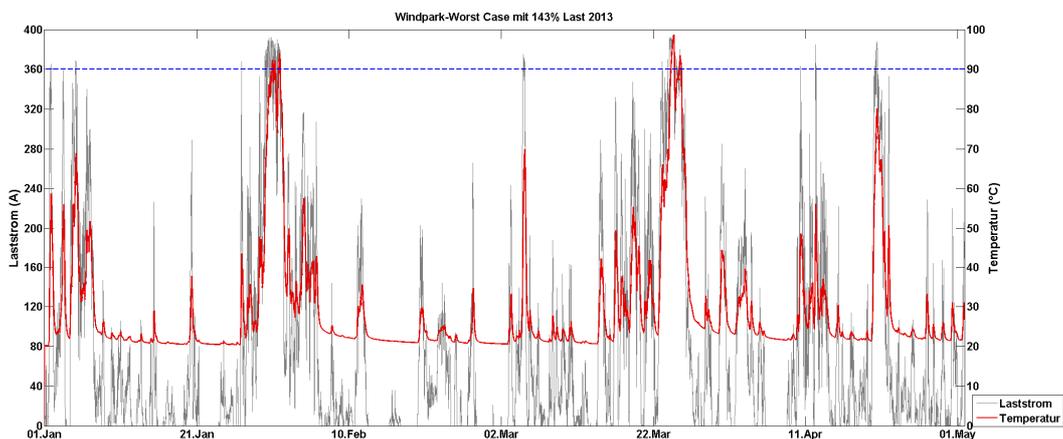


Bild 9: 143 %-Last- und Temperaturverlauf, Teilabschnitt erstes Jahresdrittel 2013, Bodentemperatur 20 °C

Teilabschnitt drittes Jahresdrittel

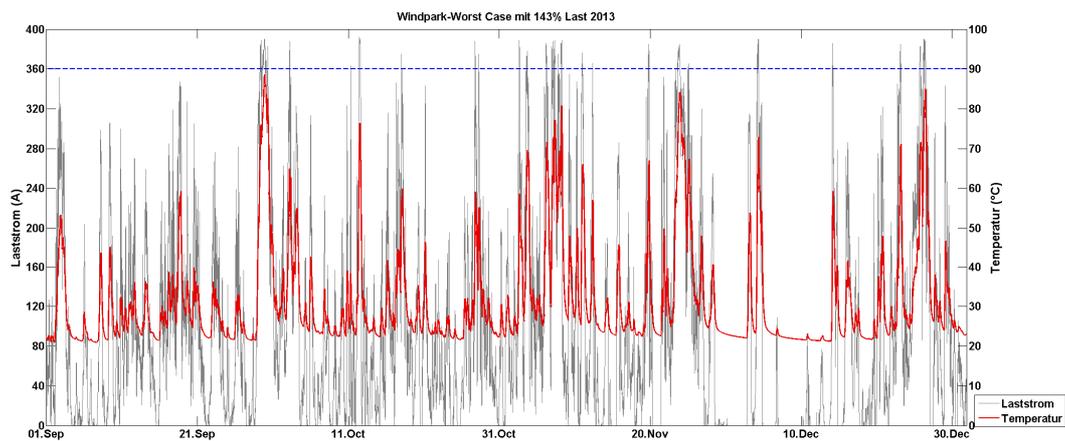


Bild 10: 143 %-Last- und Temperaturverlauf, Teilabschnitt drittes Jahresdrittel 2013, Bodentemperatur 20 °C

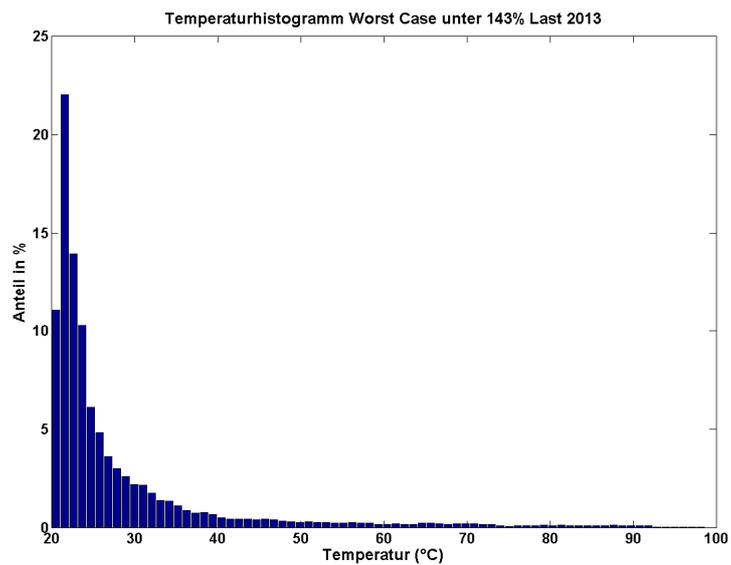


Bild 11: Temperaturhistogramm bei 143 %-Last 2013, Bodentemperatur 20 °C

Bild 11 zeigt geometrisch die gleiche Verteilung wie beim Szenario mit 100 %-Last (siehe 5.1.3), jedoch üben die Spitzen einen weit stärkeren Einfluss auf die Temperaturen aus.

5.6 Bodentemperatur schwankend

5.6.1 143 %-Last 2013

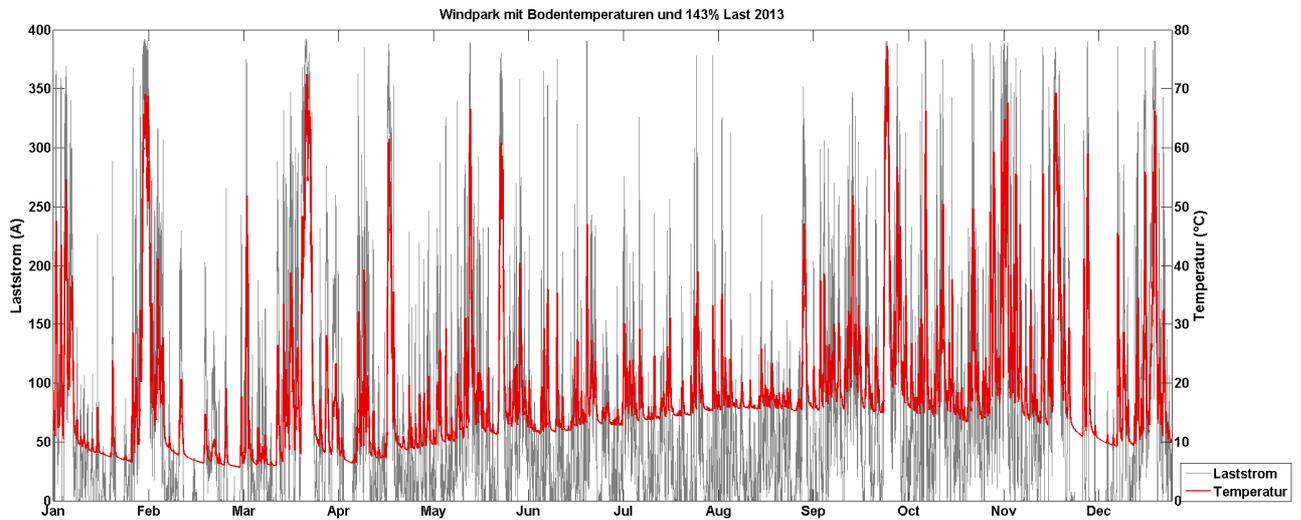


Bild 12: 143 %-Last- und Temperaturverlauf 2013, Bodentemperatur schwankend

Bild 12 zeigt den jahreszeitlichen Verlauf von Laststrom (grau) und Kabeltemperatur (rot) unter Berücksichtigung jahreszeitlicher Schwankungen der Bodentemperatur. Die maximal auftretende Leitertemperatur des Kabels für das Jahr 2013 wurde mit 77 °C, erreicht Anfang Oktober, ermittelt. Unter Einfluss der Bodentemperatur wird die Spitze im Februar 143 %-Last abgeschwächt.

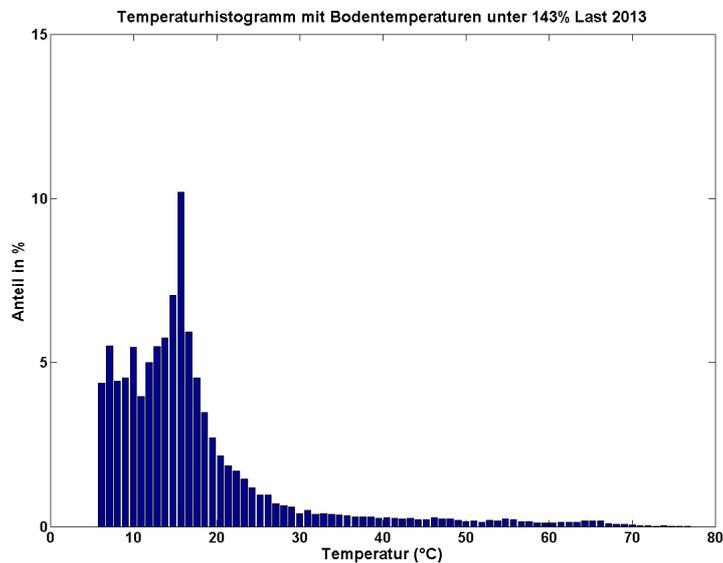


Bild 13: Temperaturhistogramm bei 143 %-Last 2013, Bodentemperatur schwankend

Mit schwankender Bodentemperatur ändert sich auch die Verteilung der Temperaturen, diesmal bleibt die Temperatur in über zwei Drittel der Fälle unter 20°C. Auffällig ist, dass der größte Anteil der Temperaturen im 15°C Bereich liegt (Bild 13).

5.7 Vergleichsdiagramme

5.7.1 143 %-Last - 100 %-Last 2013, Bodentemperatur 20 °C

Die Bilder 14 und 15 stellen den Vergleich der unterschiedlichen Lastfälle bei 20 °C Bodentemperatur sowie bei jahreszeitlich schwankender Bodentemperatur dar. Wie schon aus den Histogrammen ersichtlich, zeigt sich auch hier, dass die 143 %-Last (grau) im „normalen“ Bereich kaum nennenswerte Temperaturanstiege gegenüber der 100 %-Last (rot) bewirkt und die auftretenden Leitertemperaturen nahezu deckungsgleich sind. Bereiche mit Lastspitzen hingegen können sogar zu einer Verdoppelung der Temperatur führen.

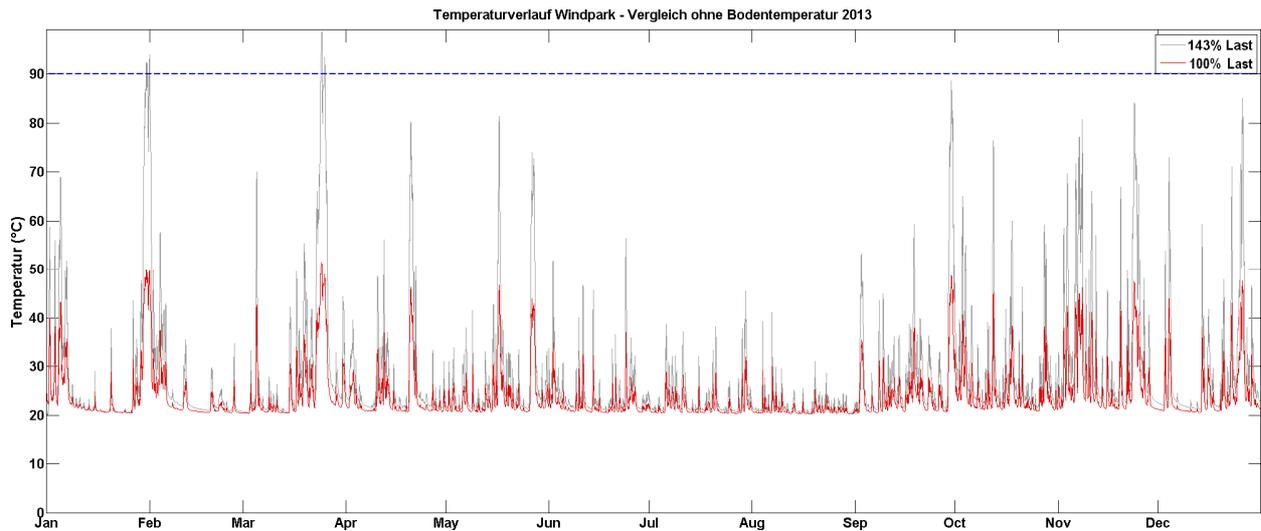


Bild 14: Vergleich 143 %-Last - 100 %-Last, Temperaturverlauf 2013, Bodentemperatur 20 °C

5.7.2 143 %-Last - 100 %-Last 2013, Bodentemperatur schwankend

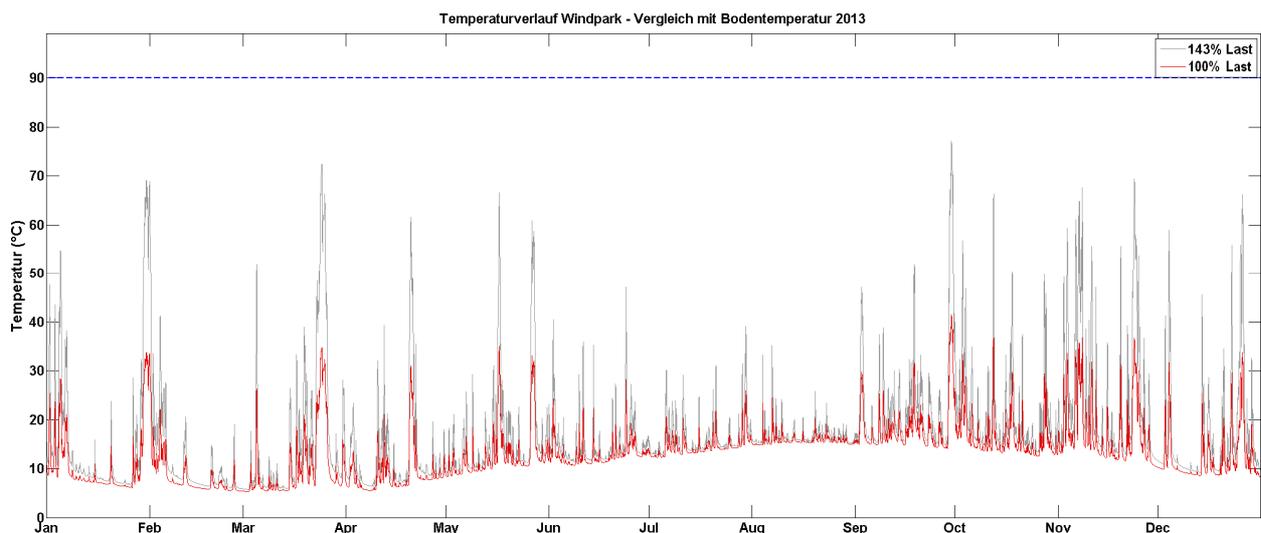


Bild 15: Vergleich 143 %-Last - 100 %-Last, Temperaturverlauf 2013, Bodentemperatur schwankend

5.7.3 Bodentemperatur 20 °C – Bodentemperatur schwankend, 143 %-Last 2013

Die Bilder 16 und 17 zeigen vergleichsweise den Einfluss auf die Leitertemperatur bei konstant angenommener Bodentemperatur 20 °C und bei jahreszeitlich schwankender Bodentemperatur für die Jahre 2013 und 2014.

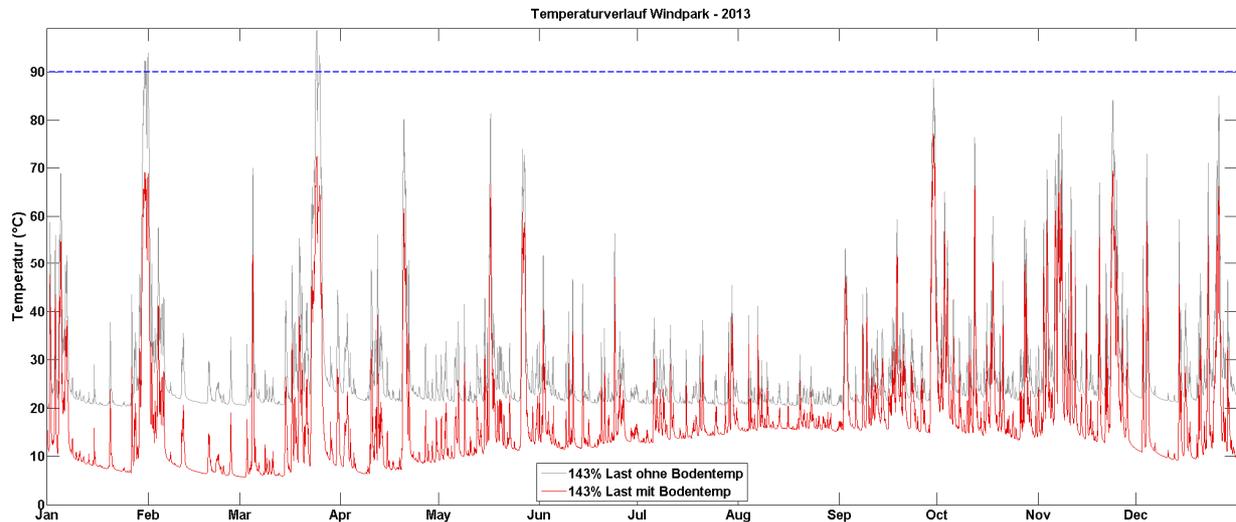


Bild 16: Vergleich Bodentemperatur 20 °C – Bodentemperatur schwankend, 143 %-Last 2013

5.7.4 Bodentemperatur 20 °C – Bodentemperatur schwankend, 143 %-Last 2014

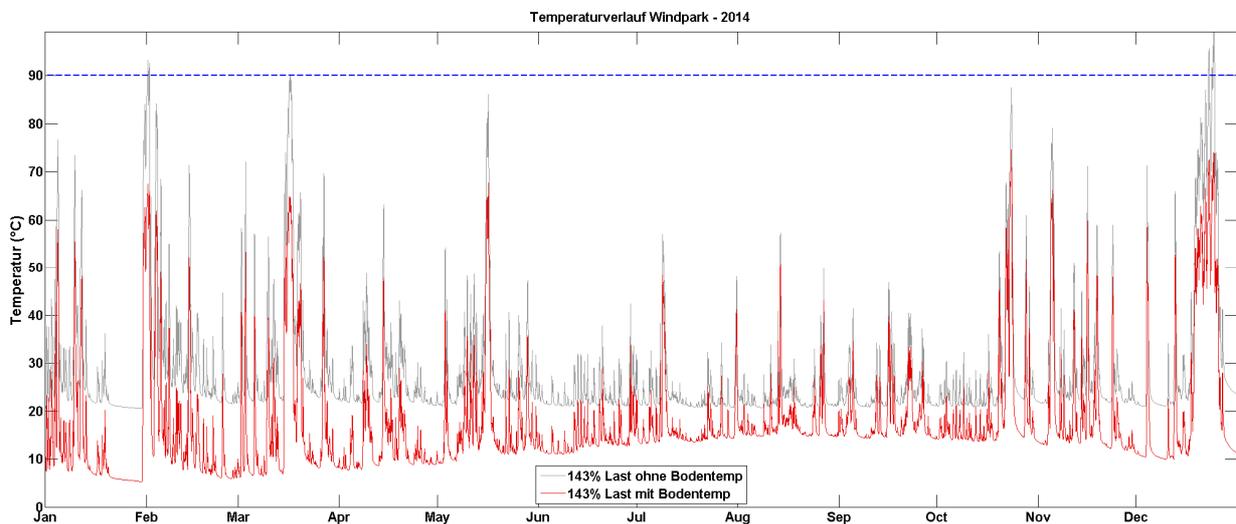


Bild 17: Vergleich Bodentemperatur 20 °C – Bodentemperatur schwankend, 143 %-Last 2014

Diese Bilder veranschaulichen deutlich den Einfluss der Bodentemperatur. Die obligatorischen Lastspitzen im Frühjahr und Herbst/Winter werden durch die jahreszeitlichen Schwankungen der Bodentemperatur deutlich abgeschwächt und der eher windschwache Herbst erreicht selten das Temperaturniveau wie bei konstant angenommener Bodentemperatur von 20 °C (Worst Case).

6 Ergebnisse - Übersicht

Die transienten thermischen Simulationen anhand der aufgezeichneten 15 min-Stromwerte eines Windparks aus den Jahren 2011 -2014 haben gezeigt, dass unter Berücksichtigung der für die Modellierung angenommenen jahreszeitlichen Schwankungen der Bodentemperatur das untersuchte 30-kV-VPE-Kabel, Typ NA2XS(F)2Y, einer Belastungserhöhung auf 143 % standhält. Die maximal auftretende Leitertemperatur ergab einen Wert von 77 °C. Die Ergebnisse bei Simulation mit konstant angenommener Bodentemperatur zeigten hingegen unzulässig hohe Leitertemperaturen bis zu 99 °C. In Tabelle 3 sind die Ergebnisse nochmals übersichtlich zusammengefasst.

Tabelle 3: Ergebnisse - Übersicht

Last	Jahr	Höchste Leitertemperatur - Monat	
		Bodentemperatur 20 °C	Bodentemperatur schwankend
100 %	2011	50 °C - Dezember	39 °C - Oktober
	2012	52 °C - Februar	38 °C - November
	2013	52 °C - März	42 °C - September
143 %	2011	-- +)	73 °C - Dezember
	2012	-- +)	74 °C - Februar
	2013	98 °C – März *)	77 °C - Oktober
	2014	99 °C – Dezember **)	75 °C - Oktober

+) Keine Simulationen durchgeführt, da zu erwartende Leitertemperatur > 90 °C

*) Mehrfachüberschreitungen > 90 °C, siehe 5.3.1. Bild 16

**) Mehrfachüberschreitungen > 90 °C, siehe 5.3.2. Bild 20

7 Thermisches Verhalten der Kabel im Überlastbetrieb

Um die Reserven der Kabel, die sogenannten Überlast- oder Kurzzeitlastfaktoren zu bestimmen, werden üblicherweise vordefinierte Formeln verwendet in welchen die Rahmenbedingungen mittels Faktoren eingebunden werden. Die Vorbelastung, in Form der Erwärmung des Kabels, findet dabei oftmals nur als stationär und eingeschwungen angenommene Größe Einfluss in die Berechnung.

Um Überlastfaktordiagramme zu erstellen, welche individuell an die Höhe und Dauer der Vorbelastung des Kabels angepasst sind, wurde ein Programm entwickelt, welches die Kommunikation mit der Simulationssoftware übernimmt und somit den Ablauf der Überlastfaktorberechnung teilautomatisiert.

7.1 Simulation

Als Basis für die jede Untersuchung dient eine 240 stündig andauernde Vorbelastung welche um einen Faktor m ($0,5 - 1$) von der errechnete, stationären Maximalbelastung von $I_{Max} = 315A$ abweicht. Nach dieser Basisbelastung wird der Strom schrittweise ($1.x * I_{Max}$) erhöht. Für jede einzelne Überlast wird nun die Zeit bis zum Erreichen der höchsten zulässigen Leitertemperatur ermittelt.

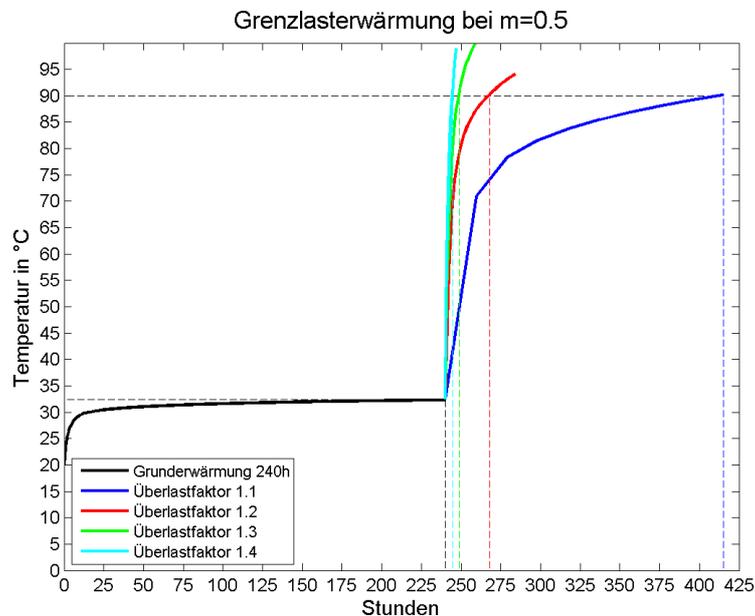


Bild 18: Temperaturverlauf unter Überlast bei einer Vorbelastung von $m=0,5$

In Bild 18 kann man erkennen, dass man bei einer Belastung von $m=0,5$ den eingeschwungenen Zustand (ca. $35^{\circ}C$) sehr nahe kommt. Man erkennt den quadratischen Einfluss des Stromes auf die Verlustleistung und somit auf die Temperatur deutlich anhand der Grenzzeiten der verschiedenen Überlastfaktoren. In diesem Belastungsszenario wäre eine Überlast von 1,1fachem Maximalstrom für eine Dauer von ca. 170 Stunden möglich, bei 1,2facher Last käme man auf ca. 25 Stunden und bei höheren Belastungen reduziert sich die Zeit auf wenige Stunden.

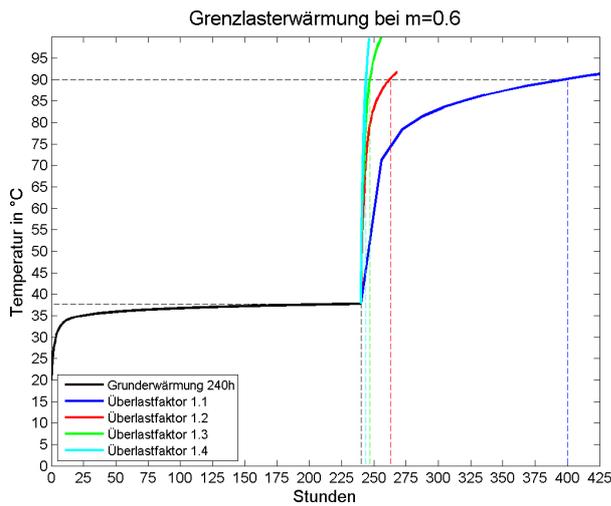


Bild 19: Vorbelastung von $m=0,6$

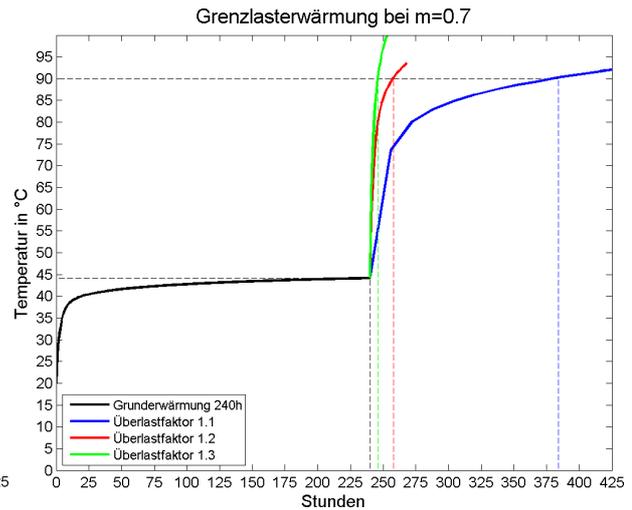


Bild 20: Vorbelastung von $m=0,7$

Auch in den Bildern 37 und 38 ist man nach Beendigung der Vorbelastung schon nahe der eingeschwungenen Endtemperatur von 39°C bzw. 47°C. Im Vergleich zum jeweils vorangegangenen Szenario erkennt man den Einfluss der erhöhten Vorbelastung in der reduzierten Grenzzeiten bei gleicher Überlast.

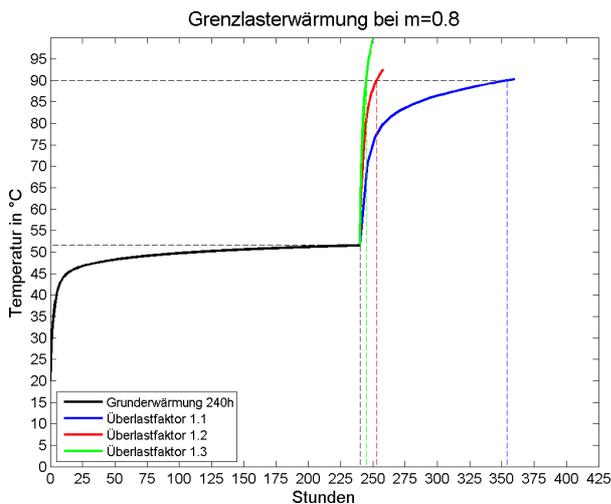


Bild 21: Vorbelastung von $m=0,8$

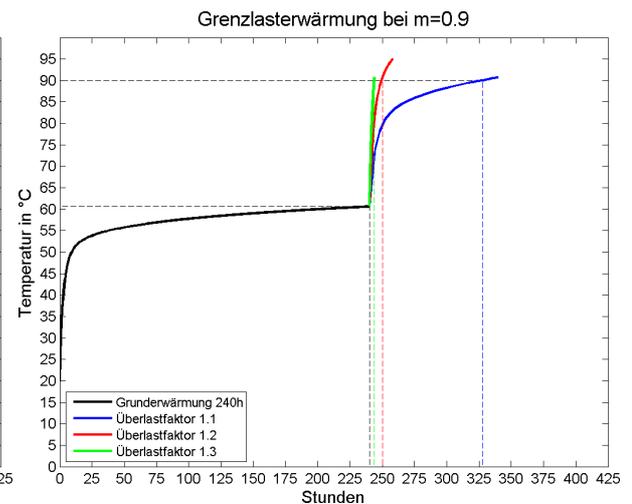


Bild 22: Vorbelastung von $m=0,9$

Die Differenz zum eingeschwungenen Zustand hat sich in Bild 39 im Vergleich zu den vorigen Szenarien zwar erhöht, liegt aber dennoch relativ nahe am Temperaturniveau des eingeschwungenen Zustandes (56°C). Die Temperatur der Vorbelastung mit 0,9fachem Strom in Bild 40 liegt schon deutlicher unter jener des stationären Endwertes von 70°C. Auch in diesen beiden Fällen ist die Reduktion der Grenzzeit mit erhöhter Vorbelastung bemerkbar.

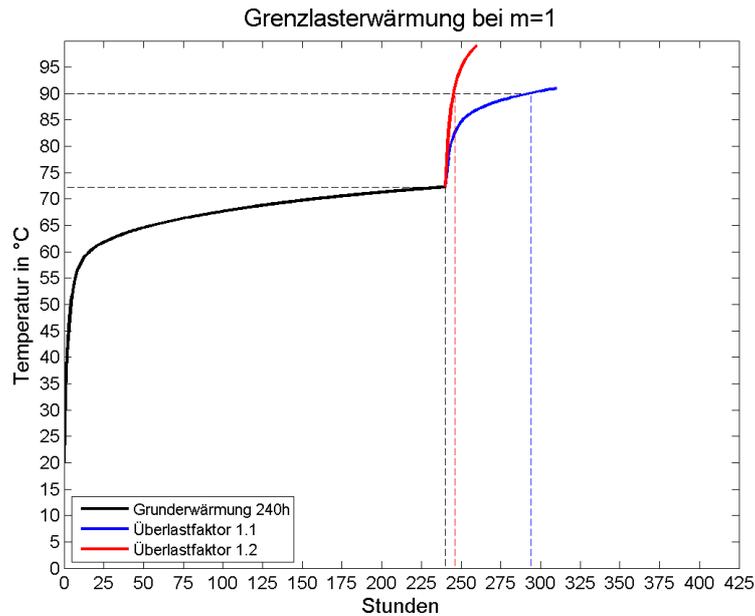


Bild 23: Temperaturverlauf unter Überlast bei Vorbelastung mit Maximalstrom

Der deutlichste Unterschied zum stationären Zustand ist in Bild 41 auszumachen. Die Grenztemperatur bei Maximalstrom beträgt 90°C, welche nach 240 Stunden aufgrund der Trägheit des Systems noch nicht erreicht werden. Trotz vorhandener Maximalbelastung wären zu diesem Zeitpunkt noch Überbelastungen des Kabels möglich.

7.2 Ergebnis

Die ermittelten Grenzzeiten in Abhängigkeit der Überlastfaktoren und der Vorbelastungen in einem Diagramm zusammengefasst.

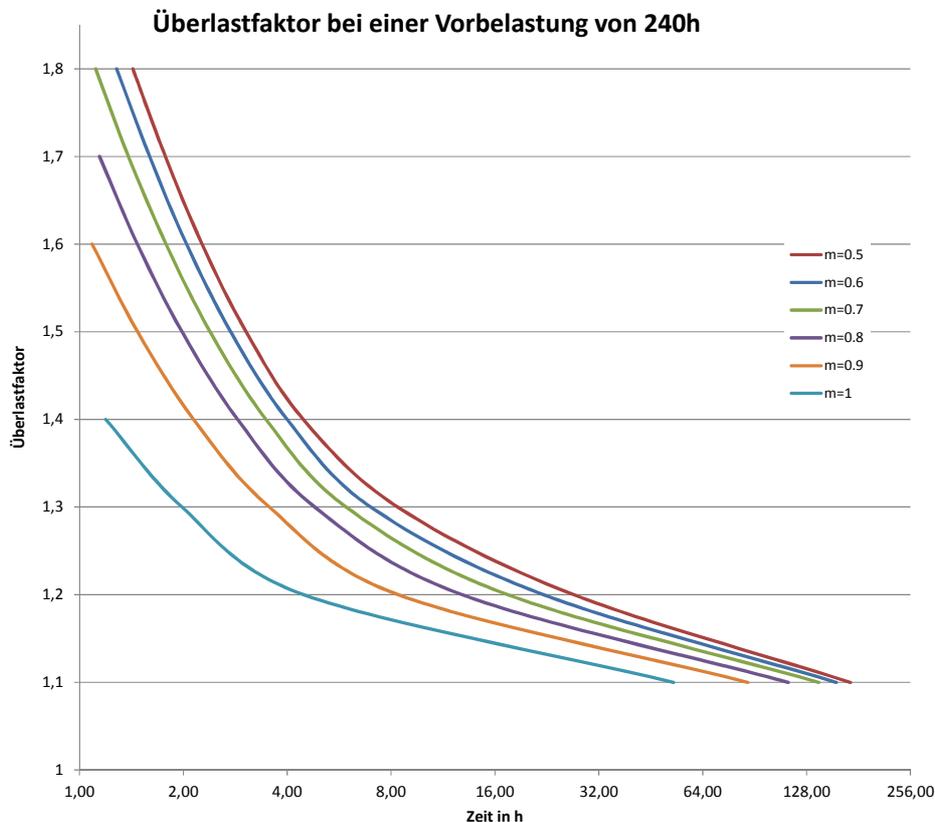


Bild 24: Diagramm der Überlastfaktoren

Verwendete Literatur

- [1] IEC 60287: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses
- [2] IEC 60853: Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables. Part 1: Cyclic rating factor for cables up to and including 18/30(36) kV
- [3] P.M. Dejean, E. Zaccone et al.: The additional losses in the metallic screens of HV cables. Jicable '99
- [4] J. Karlstrand, G. Henning: Modern FEM-tools – an example of cables installed in duct-banks. Jicable '07, Paper C.521

Danksagung

Für das Zustandekommen des Projekts sowie die zur Verfügung gestellten Daten gilt der Dank der Autoren an die Netz Oberösterreich GmbH.