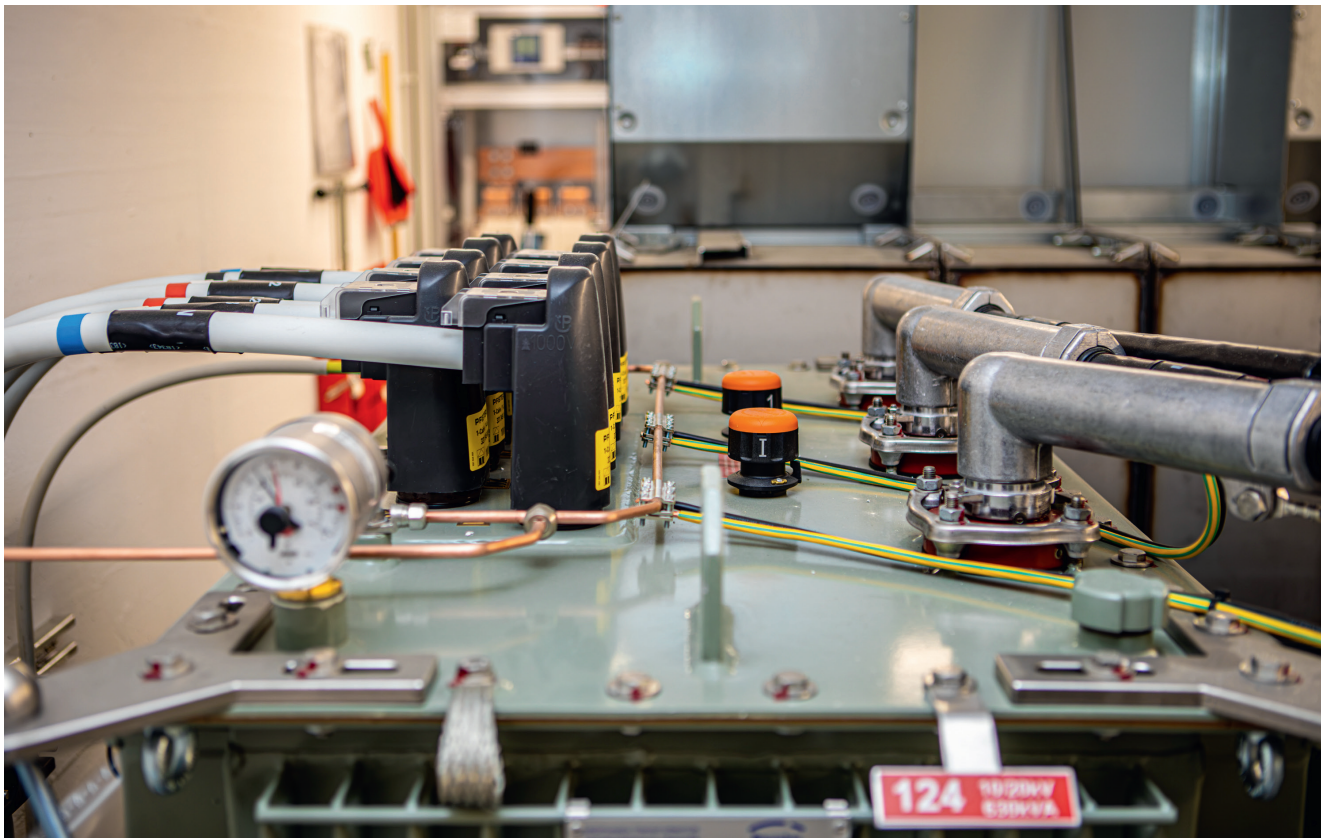




Bilder: SGSW

Erdungsauslegung in Transformatorenstationen

Umsetzung der ESTI-Mitteilung 2025-0501

58

dossier | energienetze

IN
KÜRZE



Christian Koster, Andreas Lanz

Mit der ESTI-Mitteilung 2025-0501 wurden die Anforderungen an die korrekte Dimensionierung von Erdungsleitern in Transformatorenstationen präzisiert. Wie die St.Galler Stadtwerke diese Vorgaben nun konkret ausgelegt und angewendet haben, wird in diesem Beitrag vorgestellt. Berechnungsbeispiele verdeutlichen insbesondere den Umgang mit Stromaufteilungen über Kabelschirme sowie mit gestaffelten Abschaltzeiten.

Erdungsleiter müssen für den maximalen Erdfehlerstrom und die dazugehörige Einwirkzeit ausgelegt sein. Dies gilt in einer Transformatorenstation für die Ströme auf Mittel- und Niederspannungsseite. Eine ro-

buste Auslegung beginnt daher mit der Wahl der richtigen Fehlerfälle sowie der zulässigen Strombelastbarkeit von Erdungsleitern entlang des Fehlerstrompfads [1].

Einpoliger Erdschluss im isolierten Mittelspannungsnetz

Beim einpoligen Erdschluss besteht eine leitende Verbindung zwischen einem Polleiter und Erde. Unter Einhaltung der zulässigen Berührungsspannung erfolgt im isolierten Mittelspannungsnetz in der Regel keine sofortige Abschaltung. Der kapazitive Erdschlussstrom I_C fliesst deshalb bis zur Behebung des Fehlers über die Erdungsanlage.

Die Strombelastbarkeit des Erdungsleiters muss deshalb grösser sein als der maximal auftretende kapazitive Erdschlussstrom. Die zulässige Dauerstrombelastbarkeit I_D kann dem Anhang D der SN EN 50522 entnommen werden. Für Kupferleiter mit einem kreisförmigen Querschnitt von 50 mm^2 und einer zulässigen Leitertemperatur bis 150°C liegt diese beispielsweise bei rund 290 A. Mit zunehmendem Leiterquerschnitt oder höherer zulässiger Leitertemperatur steigt auch die zulässige Dauerstrombelastbarkeit. Abhängig von diversen Faktoren wie Netzkapazität, Verschaltungen und Nennspannungen können sehr hohe Erdschlussströme auftreten. In solchen Fällen ist die Querschnitts- und Erdungsleiterwahl im Detail zu prüfen [2].

Doppelerdschluss im isolierten Mittelspannungsnetz

Der zweite Fehlerfall bezieht sich auf einen Doppelerdschluss im isolierten Mittelspannungsnetz. Dabei treten innerhalb derselben Unterwerksversorgung gleichzeitig zwei Erdschlüsse unterschiedlicher Aussenleiter auf. Der maximale Doppelerdschlussstrom I''_{KEE} kann näherungsweise aus dem dreipoligen Anfangskurzschlusswechselstrom I''_{k3} bestimmt werden [2]:

$$I''_{KEE} = 0,85 \cdot I''_{k3} \quad (1)$$

Für die Auslegung empfiehlt sich die Verwendung des grössten innerhalb des Versorgungsgebietes auftretenden Anfangskurzschlusswechselstroms. Dieser tritt üblicherweise in Transformatorstationen in unmittelbarer Nähe eines Unterwerks auf. Zur Vereinfachung können auch die I''_{k3} -Werte der Mittelspannungsschaltanlage in den Unterwerken herangezogen werden. Mit ihnen liegt man auf der sicheren Seite.

Liegt der Fehler beispielsweise an einem Endverschluss oder an der Sammelschiene der Mittelspannungsschaltanlage, ist anschliessend der tatsächliche Fehlerstrompfad zu bestimmen. In Mittelspannungsnetzen mit beidseitig geerdeten Kabelschirmen wird ein erheblicher Anteil des Erdfehlerstroms über die Kabelschirme zurückgeführt. Gemäss SN EN 50522 können hierfür Reduktionsfaktoren verwendet werden. Bei XLPE-isolierten Mittelspannungskabeln beträgt der Reduktionsfaktor 0,5 bis 0,6. Daraus ergibt sich, dass rund 40 bis 50% des Erdfehlerstroms über die Kabelschirme und die restlichen 50 bis 60% über die Erdungsanlage zurückfliessen (Bild 1) [2].

Thermische Dimensionierung

Nach der Ermittlung des massgebenden Erdfehlerstroms und des effektiven Fehlerstrompfads muss nachgewiesen werden, dass sämtliche Leiter entlang dieses Strompfads die thermische Beanspruchung während der Abschaltzeit des Reserveschutzes sicher aushalten können. Dazu zählen insbesondere Kabelschirme, Erdungsleiter, Erdungsringe sowie Potentialausgleichsleiter.

Für Erdfehlerströme mit einer Abschaltzeit bis 5 s erfolgt die thermische Dimensionierung gemäss SN EN 50522 mit [2]:

$$A = \frac{I}{K} \sqrt{\frac{t}{\ln \frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}}} \quad (2)$$

Durch Einführung des Materialbeiwertes

$$k = K \sqrt{\ln \frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}} \quad (3)$$

vereinfacht sich die Berechnung zu [3]

$$A = \frac{I \sqrt{t}}{k} \quad (4)$$

Dabei ist A der Leiterquerschnitt, I der Erdfehlerstrom, t die Einwirkdauer, K die materialabhängige Konstante, β der Kehrwert des Temperaturkoeffizienten des Leiterwerkstoffes sowie θ_i und θ_f die Anfangs- bzw. Endtemperatur des Leiters.

Für Kupfer gilt [2]

$$K_{\text{Cu}} = 226 \frac{\text{A} \sqrt{\text{s}}}{\text{mm}^2} \quad \beta = 234,5^\circ\text{C}$$

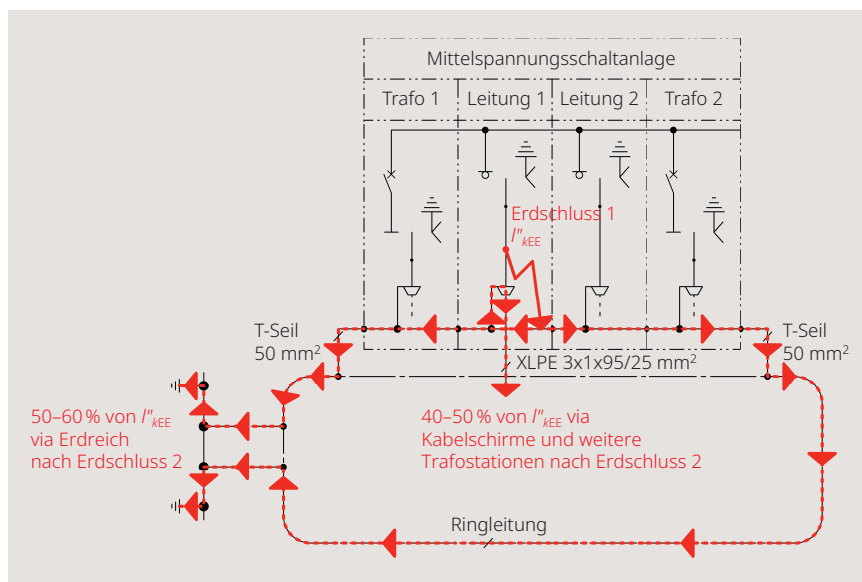


Bild 1 Fehlerstrompfade bei einem Doppelerdschluss mit Stromaufteilung über Kabelschirme und Erdungsanlage.

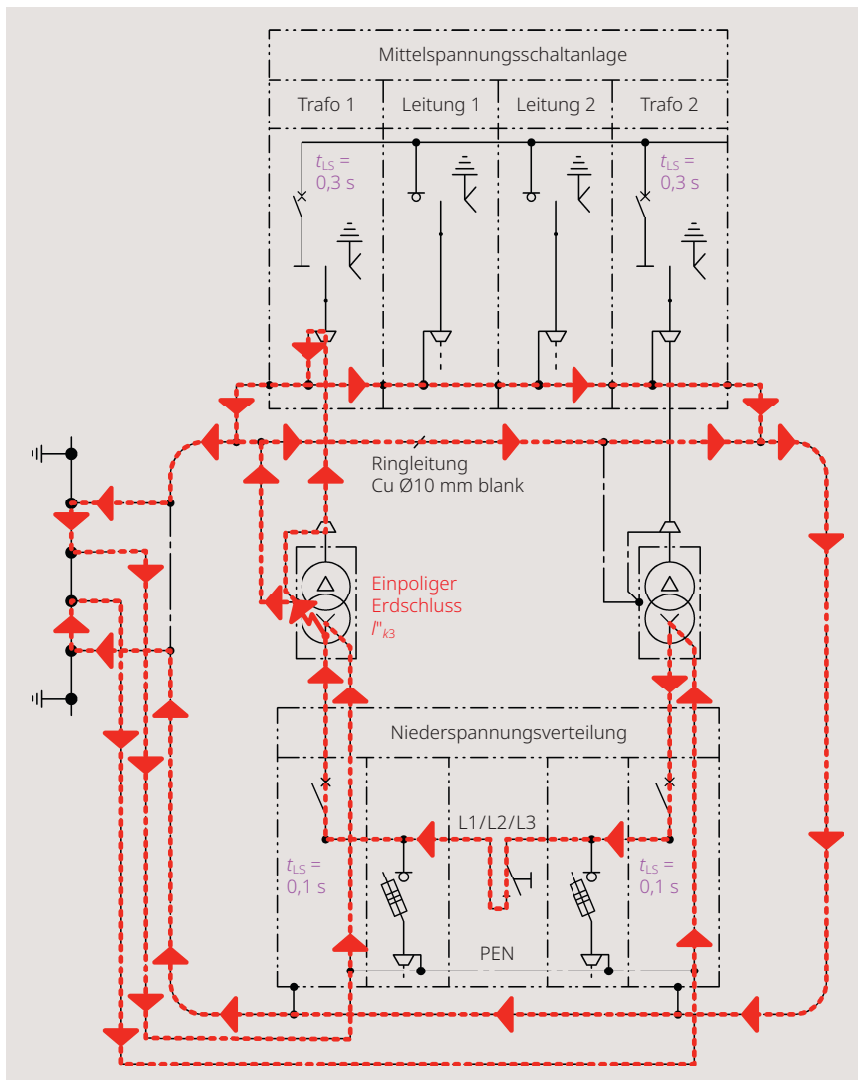


Bild 2 Fehlerstrompfade bei einem einpoligen Erdschluss auf der Niederspannungsseite eines Transformators.

Die zulässigen Anfangs- und Endtemperaturen sind abhängig von Leiterart und Einbausituation. Für blanke Erdschleifer kann im Allgemeinen eine Anfangstemperatur von 20°C angenommen werden. Bei Kabelschirmen oder Schutzleitern innerhalb mehradriger Kabel ist dagegen aufgrund der Erwärmung von einer Anfangstemperatur von 60°C oder 90°C auszugehen, je nach Auslegung der maximalen Kabeltemperatur im Normalbetrieb. Als zulässige Endtemperaturen gelten typischerweise 300°C für blanke Kupferleiter, 160°C für PVC-isolierte Leiter sowie 250°C für XLPE- oder EPR-isolierte Mittelspannungskabel [2, 3].

Berechnungsbeispiel Mittelspannungsseite

Als Beispiel wird ein maximaler dreipoliger Anfangskurzschlusswechselstrom von 20 kA betrachtet. Mit Gleichung (1) ergibt sich ein Doppelerdschlussstrom von 17 kA.

Unter Annahme einer beidseitigen Schirm-erdung wird für die Auslegung konservativ davon

ausgegangen, dass 50% des Erdfehlerstroms über die Kabelschirme und 60% über die Erdungsanlage zurückfließen. Daraus ergeben sich die Bemessungsströme:

$$I''_{kEE \text{ Schirm}} = 0,5 \cdot 17 \text{ kA} = 8,5 \text{ kA}$$

$$I''_{kEE \text{ Erdung}} = 0,6 \cdot 17 \text{ kA} = 10,2 \text{ kA}$$

Für den weiteren Nachweis wird eine Reserveschutz-Abschaltzeit von 1,5 s angenommen. Diese setzt sich aus einer Staffelzeit von 1,4 s sowie einer Eigenzeit für die Schutzauslösung von 0,1 s zusammen. Als schwächster Abschnitt des Fehlerstrompfades wird ein XLPE-isoliertes Mittelspannungskabel 3 x 1 x 95/25 mm² mit drei parallel wirkenden Kabelschirmen sowie eine Erdungsverbindung aus zwei parallel verlegten Kupferseilen von je 50 mm² von der Mittelspannungsschaltanlage auf den Erdungsring betrachtet (Bild 1). Unter Verwendung der Gleichung (2) ergibt sich für die Kabelschirme eine thermisch zulässige Strombelastbarkeit von

$$I_{\text{Schirm max}} = \frac{3 \cdot 25 \text{ mm}^2 \cdot 226 \frac{\text{A} \sqrt{\text{s}}}{\text{mm}^2}}{\sqrt{\ln \frac{250^\circ\text{C} + 234,5^\circ\text{C}}{90^\circ\text{C} + 234,5^\circ\text{C}}}} = 8,8 \text{ kA}$$

Da dieser Wert über dem auftretenden Kabelschirmstrom von 8,5 kA liegt, ist die thermische Belastbarkeit der Kabelschirme ausreichend.

Für die Erdungsverbindung ergibt sich eine maximal zulässige Strombelastbarkeit von

$$I_{\text{Erdung max}} = \frac{2 \cdot 50 \text{ mm}^2 \cdot 226 \frac{\text{A} \sqrt{\text{s}}}{\text{mm}^2}}{\sqrt{\ln \frac{160^\circ\text{C} + 234,5^\circ\text{C}}{20^\circ\text{C} + 234,5^\circ\text{C}}}} = 12,2 \text{ kA}$$

Auch dieser Wert liegt über dem berechneten Erdfehlerstrom von 10,2 kA, sodass die Erdungsverbindung die thermischen Anforderungen erfüllt.

Der Fehler könnte bei diesem Fehlerfall aber auch zwischen dem Trafobereich der Mittelspannungsschaltanlage und der Oberspannungsseite des Verteiltransformators liegen. Analog zum oben beschriebenen Vorgehen ist auch dieser Fehlerfall zu prüfen. Dabei können sich aufgrund anderer Auslösezeiten, eingesetzter Kabel, Schirmbehandlungen oder Fehlerstrompfade abweichende thermische Beanspruchungen ergeben.

Das Beispiel zeigt, dass nicht allein der Leiterquerschnitt über die Auslegung entscheidet. Massgebend sind vielmehr die Kombination aus Leiterquerschnitt, Werkstoff, zulässiger Leiterendtemperatur, Auslösezeit sowie die tatsächliche Stromaufteilung entlang des Fehlerstrompfads.

Mehrstufige thermische Betrachtung auf Niederspannungsseite

Der dritte massgebende Fehlerfall ist der einpolige Erdschluss auf der Niederspannungsseite. Gemäss ESTI-Mitteilung entspricht der Erdfehlerstrom bei Transformatoren der Schaltgruppe Dyn5 näherungsweise dem dreipoligen Kurzschlussstrom. Da der Sternpunkt des Transformators direkt geerdet ist, verbleibt der Erdfehlerstrom innerhalb der Transformatorenstation und belastet sämtliche Erdungsverbindungen zwischen Fehlerstelle und Sternpunkt (Bild 2) [1].

Besonders hohe thermische Beanspruchungen treten bei Transformatorenstationen mit mehreren parallel betriebenen Transformatoren im höheren Leistungsbereich auf. Entsteht beispielsweise ein Erdschluss am Transformatorenkessel, speisen zunächst alle parallel betriebenen Transformatoren auf den Fehler (Bild 2). Nach Ansprechen des ersten Schutzorgans wird der Parallelbetrieb meist aufgehoben, wodurch sich der Erdfehlerstrom reduziert. Bis zur Abschaltung durch das übergeordnete Schutzgerät fliesst anschliessend nur noch der reduzierte Erdfehlerstrom.

Wird die gesamte Fehlerdauer mit dem anfänglich höchsten Erdfehlerstrom berechnet, ergibt sich eine unnötig konservative Auslegung. Eine realitätsnahe Beurteilung berücksichtigt dagegen die zeitliche Änderung des Erdfehlerstroms.

Dazu wird Gleichung (2) nach der Endtemperatur umgestellt:

$$\theta_f = (\theta_i + \beta) \cdot e^{\frac{I^2 \cdot t}{A^2 \cdot K^2}} - \beta \quad (5)$$

Die berechnete Endtemperatur einer Stromphase bildet dabei gleichzeitig die Anfangstemperatur der nachfolgenden Stromphase. Dadurch kann der tatsächliche Temperaturverlauf während gestaffelter Schutzabschaltungen schrittweise bestimmt werden.

Berechnungsbeispiel Niederspannungsseite

Als Beispiel wird eine Transformatorenstation mit zwei parallel betriebenen Transformatoren betrachtet. Während der ersten Schutzstufe fliesst während 0,1 s ein Erdschlussstrom von 60 kA. Nach Abschaltung eines Transformators reduziert

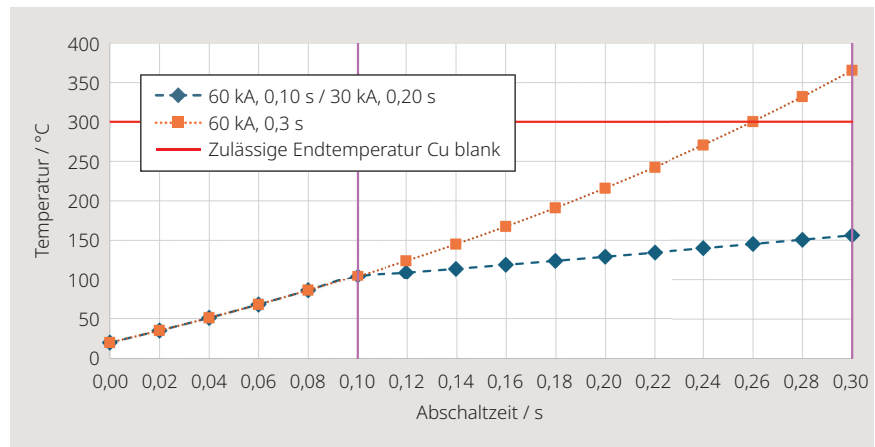


Bild 3 Temperaturverlauf eines 10 mm Kupfer-Erdungsring bei unterschiedlichen Belastungen.

sich der Erdfehlerstrom auf 30 kA und wirkt weitere 0,2 s bis zur vollständigen Abschaltung (Bild 2).

Untersucht wird ein blanker Kupfer-Erdungsring mit einem Durchmesser von 10 mm. Aufgrund der zweiseitigen Stromaufteilung im Ring werden zwei parallel wirksame Leiterabschnitte berücksichtigt.

Für die erste Stromphase ergibt sich nach Gleichung (5) eine Leiterendtemperatur von

$$\theta_{f1} = (20^\circ\text{C} + 234,5^\circ\text{C}) \cdot e^{\frac{(60000\text{ A})^2 \cdot 0,1\text{ s}}{\left(2 \cdot \left(\frac{10\text{ mm}}{2}\right)^2 \cdot \pi\right)^2 \cdot \left(\frac{226\text{ A}\sqrt{\text{s}}}{\text{mm}^2}\right)^2}} - 234,5^\circ\text{C} = 104,1^\circ\text{C}$$

Diese Temperatur wird anschliessend als Anfangstemperatur für die zweite Stromphase verwendet. Unter Berücksichtigung des reduzierten Erdfehlerstroms von 30 kA ergibt sich nach weiteren 0,2 s eine Endtemperatur von

$$\theta_{f2} = (104,1^\circ\text{C} + 234,5^\circ\text{C}) \cdot e^{\frac{(30000\text{ A})^2 \cdot 0,2\text{ s}}{\left(2 \cdot \left(\frac{10\text{ mm}}{2}\right)^2 \cdot \pi\right)^2 \cdot \left(\frac{226\text{ A}\sqrt{\text{s}}}{\text{mm}^2}\right)^2}} - 234,5^\circ\text{C} = 156,1^\circ\text{C}$$

Die zulässige Höchsttemperatur eines blanken Kupferleiters von 300°C wird somit nicht erreicht. Der betrachtete Erdungsring erfüllt die thermischen Anforderungen trotz des kurzzeitig sehr hohen Erdfehlerstroms (Bild 3).

Zum Vergleich wurde derselbe Leiter unter der vereinfachten Annahme eines konstanten Erdfehlerstroms von 60 kA während der gesamten Einwirkdauer von 0,3 s berechnet. Dabei ergibt sich eine Leiterendtemperatur von 365°C. Der Leiter würde in diesem Fall als unzulässig beurteilt, obwohl die tatsächliche thermische Beanspruchung deutlich geringer ist (Bild 3).

Der gleiche Berechnungsansatz muss auf sämtliche Leiter entlang des jeweiligen Fehlerstrompfads angewendet werden. Dazu gehören unter anderem die Erdungsverbindung zwischen Transformator und Erdungsring, die Verbindung zwischen Erdungsring und Potentialausgleichsschiene sowie die Verbindung zwischen Potentialausgleichsschiene

und PEN-Leiter. Der Fehler könnte bei diesem Fehlerfall aber auch bei der Niederspannungsverteilung liegen, wodurch sich der Fehlerstrompfad verändert. Analog zum obigen Vorgehen ist auch dieser Fehler zu prüfen.

Fazit

Für eine wirtschaftliche und gleichzeitig normgerechte Auslegung genügt es nicht, ausschliesslich den grössten Kurzschlussstrom zu betrachten. Entscheidend sind vielmehr der tatsächliche Fehlerstrompfad, die Stromaufteilung über Kabelschirme und Erdungsanlage sowie die wirksamen Schutzzeiten entlang der einzelnen Leiterabschnitte.

Für die Projektierung wird folgendes Vorgehen empfohlen:

- Bestimmung des massgebenden Fehlerfalls und des ungünstigsten Fehlerortes
- Analyse der tatsächlichen Fehlerstrompfade
- Ermittlung der Stromanteile und Einwirkzeiten für jeden Leiterabschnitt

- Thermischer Nachweis sämtlicher Leiter

Mit dieser systematischen Vorgehensweise lassen sich sowohl Neuplanungen als auch bestehende Transformatorenstationen nachvollziehbar beurteilen. Gleichzeitig können unnötige Überdimensionierungen vermieden werden, ohne die thermische Sicherheit der Erdungsanlage zu beeinträchtigen.

Referenzen

- [1] Günther Storf et al., ESTI-Mitteilung Nr. 2025-0501 – Korrekte Dimensionierung der Erdungsleiter von Transformatorenstationen im Fehlerfall, ESTI, Mai 2025.
- [2] SN EN 50522:2022-03: Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV, Electrosuisse, 2022.
- [3] ABB-Schaltanlagen-Handbuch, ABB Power Grids Germany AG, 13. Auflage, 2020.

Autoren

Christian Koster ist Abteilungsleiter Netzengineering bei den St. Galler Stadtwerken.

> SGSW, 9001 St. Gallen

> christian.koster@sgsw.ch

Andreas Lanz ist Netzingenieur bei den St. Galler Stadtwerken.

> andreas.lanz@sgsw.ch

Conception de la mise à la terre dans les stations transformatrices

Mise en œuvre de la communication ESTI 2025-0501

La communication ESTI 2025-0501 a précisé les exigences relatives au dimensionnement correct des conducteurs de terre dans les stations transformatrices. Cet article montre comment les Services industriels de la ville de Saint-Gall (St. Galler Stadtwerke) ont concrètement interprété et mis en œuvre ces prescriptions. Des exemples de calcul illustrent notamment la prise en compte de la répartition du courant dans les gaines de câbles ainsi que des temps de coupure échelonnés.

Les conducteurs de terre doivent être dimensionnés pour le courant de défaut à la terre maximal et la durée du défaut correspondante. Dans une station transformatrice, cela s'applique aux courants côté moyenne et basse tension. Un dimensionnement robuste commence donc par le choix des cas de défaut pertinents ainsi que par la détermination des courants admissibles des conducteurs de terre le long du parcours du courant de défaut.

Pour une conception à la fois économique et conforme aux normes, il ne suffit pas de se limiter

à la prise en compte du courant de court-circuit maximal. Les éléments déterminants sont avant tout le chemin réel du courant de défaut, sa répartition entre les gaines de câbles et l'installation de mise à la terre, ainsi que les temps de protection effectifs le long des différents tronçons de conducteurs.

Pour la conception d'un projet, la démarche suivante est recommandée: identification du cas de défaut déterminant et de l'emplacement de défaut le plus défavorable, analyse des trajets réels des courants de défaut, calcul des parts de courant et des durées des défauts pour chaque tronçon de conducteur ainsi que vérification thermique de l'ensemble des conducteurs. Cette approche systématique permet d'évaluer de manière transparente aussi bien les nouveaux projets que les stations transformatrices existantes. Parallèlement, elle permet d'éviter les surdimensionnements inutiles, tout en garantissant la sécurité thermique de l'installation de mise à la terre.