

<b>Zeitschrift:</b>	Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses
<b>Herausgeber:</b>	Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
<b>Band:</b>	66 (1975)
<b>Heft:</b>	23
<b>Artikel:</b>	Kurzschlussabschaltzeiten im Höchstspannungsnetz der NOK
<b>Autor:</b>	Uhlig, H.
<b>DOI:</b>	<a href="https://doi.org/10.5169/seals-915324">https://doi.org/10.5169/seals-915324</a>

### Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

### Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

### Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

**Download PDF:** 30.01.2026

**ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>**

# Kurzschlussabschaltzeiten im Höchstspannungsnetz der NOK

Von H. Uhlig

Anhand der Verhältnisse im NOK-Netz wird der Aufbau des Schutzes im Höchstspannungsnetz erläutert und auf die bestehenden Kurzschlussabschaltzeiten hingewiesen. Die heutigen Unzulänglichkeiten und Probleme sowie die sich anbietenden Möglichkeiten zu ihrer Behebung werden aufgezeigt.

## 1. Einleitung

Die wichtigsten Anforderungen, die an den Schutz eines vermaschten Netzes gestellt werden, sind:

1. die sichere,
2. die selektive und
3. die möglichst schnelle Abschaltung eines aufgetretenen Kurzschlusses.

Dass ein Kurzschluss *sicher* abgeschaltet werden muss, ob mit Grundzeit oder mit Verzögerung, ist oberstes Gebot. Man erreicht diese Sicherheit durch redundante Schutzeinrichtungen.

Dass ein Kurzschluss *selektiv* abgeschaltet wird, ist Voraussetzung für den Betrieb eines vermaschten Netzes. Die Selektivität wird erreicht durch Schutzeinrichtungen, die Kurzschlüsse zu lokalisieren imstande sind. Je besser diese Lokalisierung gelingt, um so grösser ist die Selektivität.

Die *möglichst schnelle* Abschaltung ist, aus den uns bekannten Gründen, immer anzustreben. Das Wörtchen «*möglichst*» besagt, dass eine Abhängigkeit besteht.

Es sei versucht, diese Abhängigkeit durch eine, nennen wir sie Tendenz-Formel, bewusst werden zu lassen.

Wir wissen, dass die Selektivität einen Messvorgang in sich schliesst. Je weniger Zeit diesem Messvorgang zugebilligt wird, um so zufälliger ist das Resultat der Messung, d. h. um so kleiner ist die Selektivität.

$$\text{Somit wird: Schnelligkeit} = \frac{C}{\text{Selektivität}}$$

Diese Funktion ist eine Hyperbel mit dem Parameter  $C$ .

$C$  ist ein Ausdruck für den Aufwand und die Güte des Schutzmaterials, d. h. der Schutzrelais, Schalter, Messwandler, Fernwirkanäle usw. Die Formel zeigt, dass für eine grosse Schnelligkeit entweder  $C$  gross sein muss oder dass man sich mit einer kleinen Selektivität zu begnügen hat.

## 2. Das Netz

Das 220- und 380-kV-Höchstspannungsnetz ist für den Schutz ideal. Es ist starr geerdet und weist annähernd konstante Impedanzbeläge auf. Ein Erdseil sorgt für ausreichende Konstanz der Impedanz Leiter-Erde. Abzweigungen oder Kabel kommen nur wenige vor; Seriekondensatoren sind keine eingebaut. Über die Leiter und neuerdings über das im Erdseilinnern mit geführte Koaxialkabel stehen Verbindmöglichkeiten für Schutzfunktionen zur Verfügung.

Mit einer Gesamtlänge von etwa 1030 km, aufgeteilt in 35 Einzelleitungen mit 26 Sammelschienen, ist das 220-kV-Netz der Nordostschweizerischen Kraftwerke, NOK, gut vermascht. Das 380-kV-Netz hat eine Gesamtlänge von etwa 350 km, ist aufgeteilt in 6 Einzelleitungen und enthält 6 Sammelschienen. Die Phasenleiter bestehen aus 2er-Bündeln. Ein Leitungsgestänge trägt in der Regel 2 Leitungen.

Se basant sur les conditions qui règnent dans le réseau des Forces Motrices du Nord-Est de la Suisse S.A., l'auteur explique en quoi consiste la protection dans le réseau à très haute tension et indique les durées existantes de déclenchement des courts-circuits. Il signale les insuffisances et problèmes actuels, ainsi que les possibilités qui s'offrent pour en venir à bout.

## 3. Die Schutzeinrichtungen

Als die NOK Ende der fünfziger Jahre den Schutz ihres Höchstspannungsnetzes festlegen mussten, bot sich das Distanzrelais von Brown Boveri, Typ L3wybS, an. Dieses Relais ist in der Schweiz allgemein eingesetzt worden und braucht nicht vorgestellt zu werden. Es weist eine kürzeste Auslösezeit, d. h. Grundzeit, von 60 ms auf. Da das Netz von Anfang an stabil zu sein versprach, wurde auf die Anwendung des Einperiodenzusatzes, Typ L6, verzichtet.

Seit einem halben Jahr kommen in neuen Anlagen Distanzrelais des Types LZ 32 mit Drehspulmessrelais und grösserer Empfindlichkeit zum Einsatz, deren Grundzeit nur noch 40 ms beträgt. Elektronische Distanzrelais, die eine Grundzeit von 15 bis 30 ms aufweisen, sind bis jetzt keine eingebaut. Um so mehr würden uns damit gemachte Erfahrungen interessieren. Rund 80 % aller Leitungen weisen eine Auslöseübermittlung über TFH oder Signalkabel auf. Der Auslösebefehl wird auf die Gegenseite übertragen und dort ausgeführt, sofern eine Minimalimpedanz- oder Minimalspannungsanregung ansteht. Die Auslöseübermittlung wird nicht nur deshalb geschätzt, weil sie die Schnellwiedereinschaltung ohne Übergreifen erlaubt, sondern weil beide Schalter einer Leitung von beiden Schutzeinrichtungen kommandiert werden, was eine gewisse Redundanz bedeutet.

Alle Transformatoren sind mit Differential- und Gasenschutz ausgerüstet. Kesselschutz wird nicht angewendet. Beidseitig der Transformatoren sind einfache Distanzrelais, Typ LH1, eingebaut, die zur Sammelschiene und zu den abgehenden Leitungen hin gestaffelt sind und bei Kurzschlägen auf der Sammelschiene die Transformatoren in 0,5 s abschalten. In Grenzzeit sind diese Relais Reserve zum Differentialschutz.

Sammelschienenschutz oder Umkehrung der zweiten Stufe des Distanzschutzes als Schutz für die Sammelschienen sind bisher nicht angewendet worden. Überstrom- oder Frequenzrelais, die in Krisensituationen Lastabwürfe bewirken könnten, sind nicht eingebaut.

Überlastungen von Leitungen führen erst dann zu Abschaltungen, wenn die Betriebsimpedanz die Anregeimpedanz des Distanzschutzes unterschreitet. Eine solche Betriebsart zeigt an, dass bezüglich Übertragungsfähigkeit des Netzes Reserven vorhanden sind.

## 4. Die heutigen Kurzschlussabschaltzeiten

Die Zeitstufen des Distanzschutzes sind bei den NOK wie folgt eingestellt:

1. Stufe 0,04 bzw. 0,06 s
2. Stufe 0,5 s
3. Stufe 1,0 s
- Grenzzeit 2,6 s

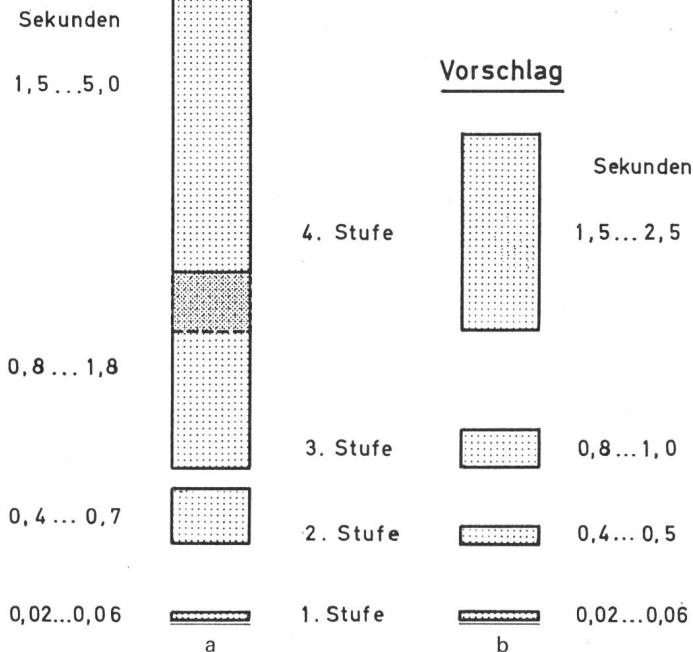
**Fig. 1**

**Zeiteinstellungen am Distanzschutz im schweizerischen**

**220- und 380-kV-Netz**

*a* heute

*b* vorgeschlagen als Sofortmassnahme



Die nun folgenden statistischen Angaben beziehen sich auf die vier vergangenen Betriebsjahre 1971 bis 1974.

Im 220-kV-Netz traten 98 Kurzschlüsse auf; das sind 2,4 pro 100 km und Jahr. Davon waren 83 % 1polig, 14 % 2polig und 3 % 3polig.

Sie wurden folgendermassen abgeschaltet:

- 92 % mit 1. Stufe
- 6,2 % mit 2. Stufe
- 1,4 % mit 3. Stufe
- 0,4 % mit Grenzzeit

Im 380-kV-Netz waren es 36 Kurzschlüsse oder 2,6 pro 100 km und Jahr, davon 86 % 1polige, 14 % 2polige und keine 3polige.

Die Verteilung auf die Zeitstufen:

- etwa 92 % mit 1. Stufe
- 5,6 % mit 2. Stufe
- 2,8 % mit 3. Stufe
- und keine mit Grenzzeit

In der gleichen Zeitspanne ereigneten sich auf Sammelschienen der NOK 1 Kurzschluss und auf angrenzenden Sammelschienen 3 Kurzschlüsse. 16 % der Abschaltungen sind, nur dank der Auslöseübermittlung, in 1. Stufe erfolgt.

## 5. Die automatische Wiedereinschaltung

Im Höchstspannungsnetz der NOK wird die 1polige Schnellwiedereinschaltung angewendet. 2- und 3polige Kurzschlüsse werden definitiv abgeschaltet. Die Pausenzeiten sind für 220 kV 0,4, für 380 kV 0,7 s.

Im 220-kV-Netz waren in den 4 Betriebsjahren von 151 Schnellwiedereinschaltungen 80 % erfolgreich. Im 380-kV-Netz hingegen waren von den 57 Schnellwiedereinschaltungen 51 % erfolglos. Bereits vor 4 Jahren fiel uns das

schlechte Resultat auf, worauf wir die Pausenzeit von 0,45 auf 0,7 s verlängerten, jedoch, wie wir heute sehen, ohne Erfolg.

Die erfolglosen Wiedereinschaltungen treten hauptsächlich bei den etwa 100 km langen Leitungen auf. Es stellt sich die Frage, ob die Wiedereinschaltung auf diesen Leitungen noch weiter praktiziert werden soll.

## 6. Unzulänglichkeiten des Schutzes

Die Einstellungen am Distanzrelais beruhen auf der Annahme, dass die Reaktanzwerte  $X$  und  $X_0$  sowie der  $\cos\phi$  konstant bleiben. Drei Fälle seien erwähnt, die zeigen, dass im Verlaufe eines Kurzschlusses diese Daten ändern können und somit der Distanzschutz nicht immer in der Lage ist, richtig zu messen.

- Bekannt ist die Verfälschung der Distanzmessung bei Zwischeneinspeisung, d. h. bei Stromteilung.
- Bei grossen Kurzschlußströmen können die Bündelleiter innerhalb einiger Millisekunden zusammenschlagen, was die Reaktanz vergrössert.
- Bei 1poligen Erdkurzschlüssen können, z. B. auf den beiden Phasen  $R$  einer Doppelleitung, je nach Ort des Kurzschlusses die Ströme gleich- oder entgegengerichtet sein, was wegen der magnetischen Kopplung die Reaktanz einmal positiv, einmal negativ beeinflusst.

## 7. Ruf nach noch kürzeren Abschaltzeiten und zukünftige Möglichkeiten

Die von den NOK eingesetzte Schutzeinrichtung ist aufwandmäßig eher eine Minimallösung. Trotzdem bewirkte sie, dass in den 4 Betriebsjahren grössere Schäden an Leitungen und Anlagen vermieden wurden. Es gab weder einen

Schalter- noch einen Schutzversager. 92 % aller Kurzschlüsse wurden in Grundzeit abgeschaltet. Man ist versucht zu sagen, dass kein zwingender Grund für eine Änderung besteht.

Dem ist aber nicht so. Man sieht eine Zeit nahen, da dieses Minimum an Schutzeinrichtungen nicht mehr genügt, da die Erbauer von Grossmaschinen oder Schaltanlagen die Schutzleute nicht mehr fragen, mit welchen Kurzschlussabschaltzeiten zu rechnen ist, sondern die kürzestmöglichen Zeiten fordern werden. So vernimmt man aus Berichten, dass z. B. Erbauer von SF<sub>6</sub>-Höchstspannungsanlagen mit Kurzschlussabschaltzeiten (Schalterzeit inbegriffen) von 60–100 ms für den Haupt- und 150 ms für den Reserveschutz rechnen und Erbauer von Kraftwerkblöcken von etwa 1000-MW-Einheitsleistung bei naheliegenden 3poligen Kurzschlüssen, wegen grosser mechanischer Beanspruchung der Welle, Abschaltzeiten von 90–100 ms verlangen.

Dies zeigt, dass in diesen wichtigsten Anlagen kaum noch eine Reserve steckt. Die Verantwortung für die Bewahrung der Anlage bei Kurzschluss wird ganz auf die Schutzeinrichtungen und diejenigen, die sie betreuen, abgeschoben.

Dies führt dazu, dass die strengen Anforderungen, die bisher nur innerhalb grösserer Kraftwerke erfüllt wurden, nun auf das ganze Höchstspannungsnetz ausgedehnt werden müssen, d. h. dass jeder unter Höchstspannung stehende Netzteil sowohl mit einem schnellen Haupt- als auch mit einem schnellen Reserveschutz geschützt sein muss. Das bedeutet aber auch, dass nicht mehr jede Gesellschaft ihren eigenen Schutz für sich wählen kann, sondern dass der Schutz des Höchstspannungsnetzes allen Beteiligten vorgeschrieben werden muss. Vorgeschriven werden müssten hauptsächlich die Zeiten der Distanzstufen, die Schalterzeiten sowie die Sicherheit der Abschaltung, d. h. die Redundanz.

Die Liste der anzuwendenden Schutzeinrichtungen dürfte etwa enthalten:

- Sammelschienenschutz auf allen Sammelschienen
- Schalterreserveschutz, der bei Schalterversagern die nachfolgenden Schalter und diejenigen der Gegenseite auslöst
- Zeitgenauer 2facher Distanzschutz oder 1 Distanzschutz, gepaart mit einem weiteren Schutz, z. B. dem in der Schweiz noch wenig bekannten Phasenvergleichsschutz, der 100 % der Leitung umfasst
- Sichere Fernwirkkanäle
- 2 Batterien, 2 Schalterspulen
- Auch die Transformatoren müssten in Grundzeit abgeschaltet werden

– Da die Schäden dann meistens so klein wären, dass sie vielfach nicht gefunden würden, müssten Fehlerauffindungseinrichtungen zur Verfügung stehen, die während des Kurzschlusses den Fehlerort einmessen.

Solche Schutzeinrichtungen bedeuten einen Aufwand, der den jetzigen um ein Vielfaches übersteigt. Es ist die Konstante C in der eingangs erwähnten Formel:

$$\text{Schnelligkeit} = \frac{C}{\text{Selektivität}}$$

Wird eine extrem grosse Schnelligkeit gewünscht, so verlangt dies, bei gleichbleibenden Ansprüchen an die Selektivität, einen entsprechend grösseren Aufwand im Schutzmateriel.

Nun muss man sich allerdings fragen, wo man diese Aufwendungen besser investiert, in die Anlage oder in die Schutzeinrichtungen? Auf alle Fälle sollten bei künftigen Vergleichen von Projekten die Kosten für die Schutzeinrichtungen mitberücksichtigt werden. Es wäre vielleicht gut, eine Kommission zur Ausarbeitung von Empfehlungen oder Vorschriften für den künftigen Höchstspannungsnetzschutz zu bilden.

Kommen wir zum Schluss wieder zur Gegenwart zurück. Die heutigen Kurzschlussabschaltzeiten im Höchstspannungsnetz werden hauptsächlich durch die jetzigen Zeiteinstellungen am Distanzschutz bestimmt. Die heute in der Schweiz vorkommenden Einstellungen bewegen sich in folgenden Zeitbändern (Fig. 1 links):

1. Stufe zwischen	0,02 und 0,06 s
2. Stufe zwischen	0,4 und 0,7 s
3. Stufe zwischen	0,8 und 1,8 s

und Grenzstufe zwischen 1,5 und 5 s

Zwischen den 4 Zeitbändern bestehen keine genügenden Abstände, um die Selektivität zu gewährleisten. Selbstverständlich wurden für einzelne Übergabeleitungen schon immer zwischen den beteiligten Gesellschaften die Zeiteinstellungen miteinander abgesprochen.

Man sollte aber allgemein weitergehen und versuchen, sich auf Zeitbänder mit engeren Toleranzen zu einigen (Fig. 1 rechts). Wenn uns dies, gedacht als Sofortmassnahme, wenigstens für den schweizerischen Raum gelänge, so wäre das ein Erfolg.

#### Adresse des Autors:

H. Uhlig, Nordostschweizerische Kraftwerke AG, Parkstrasse 23, Postfach, 5401 Baden.